



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Máster

Análisis de la influencia de la energía eólica en los
mercados diario y de balance del sistema eléctrico
español

Analysis of the influence of wind energy in the daily
and balance markets of the Spanish electricity system

Autor

Rubén Royo Millán

Director

José María Yusta Loyo

Escuela de Ingeniería y Arquitectura
2018



DECLARACIÓN DE AUTORÍA Y ORIGINALIDAD

(Este documento debe acompañar al Trabajo Fin de Grado (TFG)/Trabajo Fin de Máster (TFM) cuando sea depositado para su evaluación).

D./D^a. Rubén Royo Millán,

con nº de DNI 77133313F en aplicación de lo dispuesto en el art.

14 (Derechos de autor) del Acuerdo de 11 de septiembre de 2014, del Consejo de Gobierno, por el que se aprueba el Reglamento de los TFG y TFM de la Universidad de Zaragoza,

Declaro que el presente Trabajo de Fin de (Grado/Máster) Máster _____, (Título del Trabajo)

Análisis de la influencia de la energía eólica en los mercados diario y de balance del sistema eléctrico español

es de mi autoría y es original, no habiéndose utilizado fuente sin ser citada debidamente.

Zaragoza, 25 de junio de 2018

Fdo: Rubén Royo Millán

Análisis de la influencia de la energía eólica en los mercados diario y de balance del sistema eléctrico español

Resumen

La energía eólica ya cubre anualmente el 19 % de la demanda de energía eléctrica en España teniendo una influencia importante en el mercado eléctrico. El mercado eléctrico español se subdivide en varios mercados de compra y venta de energía eléctrica, siendo el mercado diario el que tiene mayor peso. Su funcionamiento se basa en la casación de ofertas de venta y compra de electricidad. El resultado aquí obtenido puede verse alterado posteriormente para asegurar que el resultado sea técnicamente viable para la operación del sistema eléctrico de transporte en alta tensión. Esto se conoce como servicios de ajuste del sistema, que comprenden la resolución de restricciones técnicas, los servicios complementarios y la gestión de desvíos. Desde febrero de 2016 se permite a las energías renovables participar en estos mercados y servicios de balance, hasta entonces reservados únicamente para tecnologías de generación convencionales.

El objetivo del presente trabajo de fin de máster es estudiar la influencia de la energía eólica en el precio del mercado diario y en el de los servicios de ajuste del sistema eléctrico español, durante los años 2015, 2016 y 2017, comprobando si la energía eólica está contribuyendo a la reducción de los precios de dichos mercados y en qué medida.

El presente trabajo utiliza los datos de generación de energía eléctrica de las diferentes tecnologías, así como la demanda y precios en los diferentes mercados, entre otros factores, con los que se realiza un extenso tratamiento de datos. Con estos datos se desarrollan diferentes análisis estadísticos para estudiar las correlaciones existentes entre las diferentes variables de precio, demanda, producción, etc., y estimar un modelo de regresión del precio del mercado diario eléctrico. Por otro lado se constata que la producción eólica en los servicios de ajuste no es significativa para realizar un ajuste de regresión por lo que se ha optado por desarrollar un análisis descriptivo sobre esta parte de mercados de balance.

Con este trabajo se demuestra que la energía eólica permite reducir el precio de la electricidad en el mercado diario del sistema eléctrico español. La precisión media conseguida en los ajustes de regresión es del 82 %. En ellos se obtiene que las energías térmicas (carbón, ciclo combinado y cogeneración) son las que más contribuyen a aumentar el precio del mercado diario. Mientras que la energía eólica y la diferencia entre la potencia de generación disponible y la demanda del sistema eléctrico son las que más contribuyen a reducir dicho precio. En cambio, la participación de las energías renovables en los servicios de ajuste no está siendo tan relevante como se esperaba y no está teniendo una influencia notable en su coste. Por lo tanto, existen dificultades para encontrar una clara relación entre la participación de la energía eólica en los diferentes servicios de ajuste y el precio de dichos servicios.

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	1
2. ESTADO DEL ARTE	3
2.1. El mercado eléctrico español	3
2.2. Impacto de la energía eólica en el mercado eléctrico	5
2.2.1. Análisis numérico	6
2.2.2. Análisis de regresión	6
2.2.3. Análisis de series de tiempo	9
2.2.4. Simulación	9
2.3. Servicios de ajuste.....	10
2.4. Resumen de la revisión bibliográfica	12
3. DATOS.....	13
4. ANÁLISIS DE LA INFLUENCIA DE LA ENERGÍA EÓLICA EN EL MERCADO DIARIO	15
4.1. Modelos y herramientas estadísticas utilizados	15
4.2. Análisis mediante un modelo de regresión para los tres años	17
4.3. Análisis mediante un modelo de regresión para cada año	31
4.3.1. Análisis año 2015.....	31
4.3.2. Análisis año 2016.....	36
4.3.3. Análisis año 2017.....	39
4.4. Análisis comparativo de los resultados obtenidos según la evolución anual de los porcentajes de cobertura de demanda mediante generación eólica e hidráulica	43
4.5. Análisis de la influencia de la energía eólica y del GAP en los modelos de regresión anteriores	44
4.6. Análisis de la influencia de la eólica en los precios mediante su sustitución por tecnologías térmicas de producción	45
5. ANÁLISIS DE LA INFLUENCIA DE LA ENERGÍA EÓLICA EN EL MERCADO DE BALANCE	48
6. CONCLUSIONES	54
REFERENCIAS.....	56
LISTA DE FIGURAS.....	59
LISTA DE TABLAS.....	60
ANEXOS: MODELOS DE REGRESIÓN.....	62
Anexo 1. Análisis mediante un modelo de regresión para los tres años	63
Anexo 2. Análisis mediante un modelo de regresión para el año 2015	82
Anexo 3. Análisis mediante un modelo de regresión para el año 2016	94
Anexo 4. Análisis mediante un modelo de regresión para el año 2017	105

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

La energía eólica presentó un continuado y notable crecimiento desde finales de los años 90 gracias a una legislación favorable, situando a España como el segundo país de la Unión Europea con mayor potencia eólica instalada, siendo el primero en generación. Sin embargo, este crecimiento se paralizó desde el año 2014 debido a la nueva Reforma Energética que se sumó a la crisis económica. En los últimos meses, nuevas inversiones prometen generar una nueva oportunidad de crecimiento que vuelva a situar a España como referente del sector.

El mercado eléctrico español se subdivide en varios mercados en los que se negocia la compra y venta de energía eléctrica, destacando el mercado diario. Su funcionamiento se basa en la casación de ofertas de venta y compra de electricidad de forma que, partiendo de la oferta de venta más barata, se van añadiendo ofertas por orden creciente hasta igualar a la demanda. Posteriormente es necesario asegurar que el resultado del mercado sea técnicamente viable, para lo que se realizan pequeñas variaciones gestionando las restricciones técnicas del sistema. Esto forma parte de los servicios de ajuste del sistema. Se entiende como servicios de ajuste la resolución de restricciones técnicas, los servicios complementarios y la gestión de desvíos. Estos servicios, gestionados por Red Eléctrica de España (REE en adelante), resultan necesarios para asegurar el suministro eléctrico en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad que se requieren. Están diseñados para que la generación eléctrica se adapte en todo momento a la demanda, de forma que el sistema eléctrico esté siempre equilibrado, garantizándose así la seguridad de suministro.

Se ha encontrado que un amplio número de estudios afirman que la introducción de energías renovables, como la eólica, permiten reducir el precio del mercado de la electricidad, debido a que sus costes marginales de producción son prácticamente nulos. En este trabajo se pretende determinar en qué medida influye cada tecnología en el mercado eléctrico diario estudiando las correlaciones existentes entre las diferentes variables relevantes y realizando un análisis de regresión a partir de datos de los últimos años.

Por otra parte, tras la publicación en el Boletín Oficial del Estado (en adelante BOE) de la Resolución del 9 de febrero de 2016, de la Secretaría de Estado de Energía, que modifica la del 18 de diciembre de 2015, por la que establecen los criterios para participar en los servicios de ajuste del sistema, se permite a las energías renovables participar en los mercados y servicios de ajuste (BOE, 2016). Este trabajo también pretende conocer cómo ha influido la participación de la energía eólica en los costes de los servicios de ajuste tras ser aprobada su introducción en dichos mercados de balance. Se trata de un tema muy novedoso en el que España es pionera, por lo que tiene mucho interés evaluar el impacto de esta introducción en los servicios de ajuste.

En febrero de 2017, cuando se cumplió un año desde que se permite a las renovables participar en los mercados y servicios de ajuste, un total de 5.700 MW eólicos se habían unido ya a las tecnologías convencionales en estos mercados de balance. Esto supuso un 25 % de la potencia eólica instalada en la península, según indicó la Asociación Empresarial Eólica (AEE) (El Periódico de la Energía, 2017). Además, en ese mismo mes, alrededor de 11.500 MW eólicos habían solicitado realizar las pruebas necesarias de habilitación para poder participar en los servicios de ajuste. Respecto a cómo afecta esta introducción de energía renovable en los costes de los servicios de ajuste, la AEE recalcó que se había producido una notable reducción de costes, aunque no era posible atribuirlo directamente a la presencia de la energía

eólica en estos servicios. De ahí la importancia de este trabajo de fin de máster que pretende determinar si esta reducción de costes es atribuible a la introducción de la energía eólica o se debe a otros factores.

Por tanto, el objetivo del presente trabajo de fin de máster es el estudio de la influencia de la energía eólica en el precio del mercado diario y en el de los servicios de ajuste del sistema eléctrico español. Se quiere comprobar si la energía eólica está contribuyendo a la reducción de los precios de dichos mercados.

El presente documento refleja todo el trabajo desarrollado en sus diferentes fases:

- En una primera etapa del trabajo se adquirieron conocimientos sobre el funcionamiento y peculiaridades de los mercados eléctricos, centrándose en el sistema eléctrico español. La información más esencial para comprender el mercado eléctrico y el estado del arte de otras investigaciones en el mismo tema se presentan en el capítulo 2.
- En el capítulo 3 se recogen los datos de generación de energía eléctrica de las diferentes tecnologías, así como la demanda y precios en los diferentes mercados, entre otros factores. Se realiza un extenso tratamiento de datos mediante hojas de cálculo de Excel. Esta información se ha obtenido de las bases de datos ESIOS de REE (ESIOS REE, 2018) y de la Comisión Nacional de Mercados y Competencia (CNMC, 2015), (CNMC, 2016), (CNMC, 2017).
- En el capítulo 4 se realizan diferentes análisis estadísticos con la herramienta Minitab (Minitab, 2018) para estudiar las correlaciones existentes entre las diferentes variables de precio, demanda, producción, etc., y estimar un modelo de regresión del precio del mercado diario eléctrico.
- En cuanto a los costes de los servicios de ajuste, la presencia de producción eólica no es significativa para realizar un ajuste de regresión por lo que se ha optado por desarrollar, en el capítulo 5, un análisis descriptivo.
- Por último se presentan y analizan los resultados obtenidos mediante estos análisis y se extraen las principales conclusiones del trabajo.

2. ESTADO DEL ARTE

En este capítulo se incluye una breve explicación del funcionamiento del mercado eléctrico español y se agrupan las principales referencias relativas al tema que trata este trabajo de fin de máster, destacando los aspectos y resultados más interesantes mediante un análisis crítico. Se comprueba que existe una amplia variedad de trabajos que analizan el impacto de la energía eólica en el precio de la electricidad, así como varios textos que estudian la posibilidad de participación de las energías renovables en los servicios de ajuste del sistema eléctrico, pero se detecta la carencia de estudios que analicen el impacto de la participación de las energías renovables en los servicios de ajuste.

2.1. El mercado eléctrico español

El mercado eléctrico español se subdivide en varios mercados en los que se negocia la compra y venta de energía eléctrica, de los que el más importante es el Mercado Diario. A este mercado se le añaden posteriormente mercados intradiarios y de balance con el objetivo de ajustar mejor la generación a la demanda.

OMIE es el encargado de gestionar el mercado mayorista de la electricidad en la Península Ibérica. En este mercado mayorista de la electricidad participan los agentes de mercado: productores de electricidad, distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados.

En el **Mercado Diario**, los precios de la electricidad se fijan cada día a las 12:00 horas para las veinticuatro horas del día siguiente. Los productores realizan ofertas económicas para vender su electricidad que son cruzadas con las ofertas de compra demandadas por distribuidores, comercializadores y grandes consumidores cualificados. Con estas ofertas de venta y compra se forma la curva de casación en la que, partiendo de la oferta de venta más barata, se van añadiendo ofertas por orden creciente hasta igualar a la curva de demanda en un punto. El punto en el que se cortan, punto de casación, marca el precio de la electricidad para esa hora, que corresponderá al de la última oferta casada.

En la Figura 1 se ha realizado una representación gráfica simplificada de este tipo de curvas de casación. El precio de casación lo marcan generalmente las tecnologías térmicas e hidráulica de agua embalsada, que son las ofertas más caras y las que determinan habitualmente el precio marginal en el punto de corte de las curvas de oferta y demanda. En el lado contrario se encuentran las energías renovables, las primeras en entrar debido a que son las que ofertan a menor precio, generalmente próximo a 0 €/MWh. El incremento de generación con energías renovables provoca que la curva de ofertas de venta se desplace hacia la derecha, lo que conlleva que el punto de corte de las curvas de oferta y demanda resulte a un precio menor.

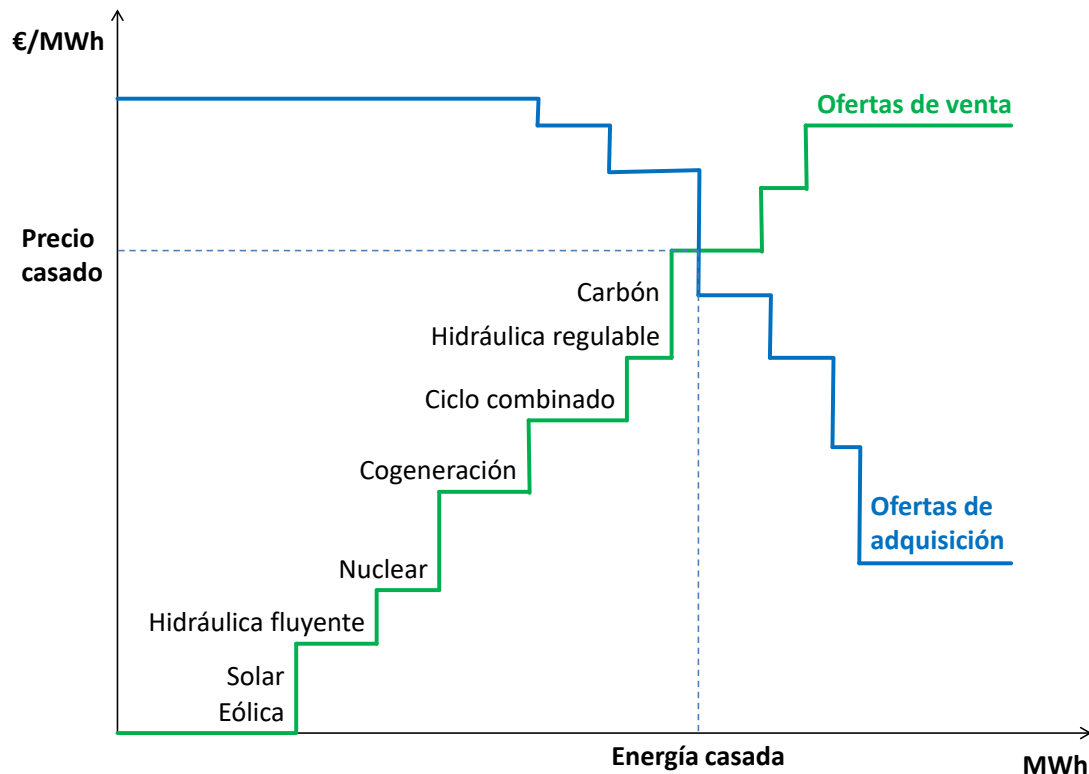


Figura 1. Representación explicativa de una curva de casación.

Los resultados obtenidos tras la celebración de este mercado simbolizan la mejor solución desde el punto de vista económico, ya que se ha seguido la ley de oferta y demanda, pero es necesario que también sea una solución viable técnicamente. Por ello, estos resultados son remitidos al Operador del Sistema para su validación técnica. El operador del sistema eléctrico español es Red Eléctrica de España (REE), encargado de garantizar la seguridad y continuidad del suministro eléctrico, quien realiza unas pequeñas variaciones gestionando las **restricciones técnicas** del sistema para asegurar que los resultados del mercado sean factibles. La resolución de dichas restricciones técnicas junto a los servicios complementarios y la gestión de desvíos componen los servicios de ajuste, necesarios para que la generación eléctrica se adapte en todo momento a la demanda.

Tras el mercado diario, los agentes pueden volver a realizar ofertas de compra y venta de electricidad en el **mercado intradiario**. Está compuesto de seis sesiones de contratación basadas en subastas como las del mercado diario celebradas unas horas antes del tiempo real. Esto permite a los agentes ajustar de manera fácil su posición dentro del mismo día en igualdad de condiciones con cualquier otro operador.

Como se ha comentado, los servicios de ajuste realizados por el Operador del Sistema REE se centran en tres tipos de gestiones: restricciones técnicas, servicios complementarios y desvíos, siendo la primera de ellas la encargada de ajustar la casación para que sea técnicamente viable. A continuación se explican brevemente las otras dos actuaciones del Operador del Sistema (OS).

Los **servicios complementarios** permiten resolver desequilibrios entre la generación y la demanda en tiempo real. Estos servicios son ofrecidos por los generadores y gestionados por el OS. Pueden agruparse según esta clasificación de REE (REE, 2018b):

- **Reserva de potencia adicional a subir:** servicio complementario de carácter potestativo, gestionado y retribuido mediante mecanismos de mercado y que tiene por objeto dotar al sistema eléctrico del necesario nivel de reserva de potencia a subir, teniendo en consideración la reserva de potencia disponible en el programa previsto del horizonte diario.
- **Regulación secundaria:** Servicio complementario de carácter potestativo que tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-demanda, corrigiendo los desvíos respecto al programa de intercambio previsto del Bloque de Control "España", y las desviaciones de la frecuencia del sistema. Su horizonte temporal de actuación alcanza desde los 20 segundos hasta los 15 minutos. Este servicio es retribuido mediante mecanismos de mercado por dos conceptos: disponibilidad (banda de regulación) y utilización (energía).
- **Regulación terciaria:** Servicio complementario de carácter potestativo y oferta obligatoria gestionado y retribuido mediante mecanismos de mercado que tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo y restituir la reserva de regulación secundaria utilizada. La reserva de regulación terciaria se define como la variación máxima de potencia que puede efectuar una unidad de producción en un tiempo máximo de 15 minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante 2 horas.

La **gestión de desvíos** es el mecanismo que utiliza el OS para resolver los desequilibrios entre generación y consumo que puedan identificarse con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta el inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión. Es un servicio de carácter potestativo gestionado y retribuido mediante mecanismos de mercado.

Para que las instalaciones puedan participar en los servicios de ajuste de carácter potestativo deben solicitar a Red Eléctrica su habilitación, teniendo que superar con éxito las pruebas necesarias para ello.

2.2. Impacto de la energía eólica en el mercado eléctrico

Se ha realizado una revisión de la literatura científica para localizar trabajos previos que analicen el impacto de la energía eólica en el precio de la electricidad. Estos estudios pueden clasificarse, según la metodología que siguen, en cuatro métodos de trabajo principalmente.

- ❖ Análisis numérico
- ❖ Análisis de regresión (estimación de las relaciones entre variables)
- ❖ Análisis de series de tiempo
- ❖ Simulación de mercados mediante algoritmos implementados en ordenador

2.2.1. Análisis numérico

Esta metodología de trabajo se basa en realizar análisis de datos comparando el precio de la electricidad durante un período de tiempo con la producción eólica que hubo en ese mismo periodo, o bien, comparando el efecto que se produce en el precio al añadir más energía eólica, análisis de sensibilidad.

Cutler et al. (2011) realizan varios **análisis de datos** comparando la producción eólica y la demanda con el precio de la electricidad durante dos años. Concretamente, se centra en los problemas de integración de energía eólica en la región sur de Australia (SA) del mercado eléctrico nacional australiano (NEM) mediante la evaluación de la interacción de la generación eólica regional, la demanda de electricidad y los precios spot durante dos años. La penetración de energía eólica de SA había superado recientemente el 20 %, teniendo solamente una interconexión limitada con otras regiones del NEM. Según el estudio, la demanda de electricidad sigue siendo la parte más influyente en los precios de la electricidad, aunque los niveles de generación eólica se han convertido en una influencia secundaria significativa. Los períodos de gran producción de viento están asociados con precios de mercado generalmente más bajos.

En la misma línea, y analizando también el mercado australiano, **Forrest y MacGill (2013)** proponen metodologías para evaluar el impacto a corto plazo de la energía eólica en los mercados mayoristas de electricidad. Este estudio empírico aplica técnicas de **análisis econométrico para estimar** el impacto de la producción eólica sobre los precios y la generación de gas y carbón en Australia. Respaldan la hipótesis de que la producción eólica tiene un impacto negativo en el precio y que éste aumenta con la demanda. Los datos para este análisis son datos de precio, demanda y producción de 30 minutos para las regiones sur de Australia (SA) y victoriana (VIC) del mercado eléctrico nacional australiano (NEM) del 1/3/2009 al 28/2/2011.

También, centrándose en el Mercado Eléctrico Nacional de Australia, **Bell et al. (2017)** investigan el efecto de aumentar el número de generadores eólicos en los precios spot al por mayor, dada la red de transmisión existente, desde 2014 hasta 2025. Se realiza un **análisis de sensibilidad** para evaluar el efecto de cinco diferentes niveles de penetración de la energía eólica en los precios, desde el Escenario A, "sin viento", hasta el Escenario E que incluye la energía eólica existente y planificada, suficiente para cumplir con el objetivo de energía renovable a gran escala 2020 de 41 TWh. Se detecta que el aumento de la penetración de la energía eólica disminuye los precios spot al por mayor, pero que los precios minoristas han aumentado debido a la falta de competencia en el mercado minorista y la transferencia de multas/penalizaciones a los clientes. La congestión del interconector limita el potencial de la energía eólica para reducir aún más los precios al por mayor en todo el NEM.

2.2.2. Análisis de regresión

Otra forma de analizar el impacto de la energía eólica sobre el precio de la electricidad es mediante análisis de regresión. Se trata de un proceso estadístico que, a partir del análisis de diversas variables, estima las relaciones existentes entre ellas, así como su grado de influencia. Esto permite realizar un análisis más amplio y realista. Incluye muchas técnicas para el modelado y análisis de diversas variables.

Clò, Cataldi y Zoppoli (2015) analizan el impacto de la generación solar y eólica en los precios mayoristas de la electricidad mediante un **modelo de regresión** basándose en las **curvas de casación** del mercado eléctrico italiano. Obtienen que, durante el período 2005-2013, un aumento de 1 GWh en el promedio por hora de la producción diaria mediante fuentes solares y eólicas ha reducido, en promedio, los precios de la electricidad al por mayor en 2,3 €/MWh y 4,2 €/MWh respectivamente, aunque ha amplificado su volatilidad. El impacto de las fuentes de energía renovables sobre los precios ha disminuido a medida que ha aumentado la producción de energías renovables. En el estudio también estiman que, durante el período 2009-2013, la producción solar ha generado mayores ahorros monetarios que la producción eólica. Sin embargo, en el caso solar, estos ahorros monetarios no son suficientes para compensar el coste de los sistemas de apoyo relacionados, por lo que realmente no se logra una reducción del precio total que pagan los consumidores, ya que el coste de los sistemas de apoyo se repercute también a ellos. En cambio, con la energía eólica el coste de los esquemas de apoyo que requiere es completamente superado por los ahorros monetarios que genera, por lo que supone un ahorro para los consumidores finales.

Ketterer (2014) analiza el efecto de la energía eólica sobre el precio de la electricidad en Alemania. Mediante un **modelo de heterocedasticidad condicional (GARCH)** se evalúa el efecto de la generación de electricidad eólica en el nivel y la volatilidad del precio de la electricidad en un enfoque integrado. Presenta los niveles diarios de generación de energía eólica alemana como variable explicativa en la media y la ecuación de varianza de un modelo GARCH del precio de electricidad diario alemán. Dada la pronunciada volatilidad en los mercados liberalizados, los modelos de heterocedasticidad condicional son adecuados para explicar correctamente el comportamiento de los precios. Los resultados muestran que la energía eólica reduce el nivel de precios, pero aumenta su volatilidad. También se detecta que el cambio regulatorio estabiliza el precio mayorista, disminuyendo la volatilidad del precio de la electricidad tras dicha modificación del mecanismo de comercialización de la electricidad renovable. Esto da confianza para fomentar nuevas inversiones y lograr una mejor integración de energías renovables en el sistema.

Woo et al. (2011) analizan el impacto de la generación eólica en el nivel y varianza del precio del mercado spot de la electricidad en Texas. Para llevar a cabo el estudio, se estiman los parámetros de un **modelo de regresión lineal** de ajuste parcial de los precios spot de electricidad. El modelo estimado permite una predicción directa del efecto de un aumento en la generación eólica sobre el nivel y la variabilidad del precio spot de la electricidad. Toma los datos de la base del Consejo de Confiabilidad de Electricidad de Texas (ERCOT), que comprenden precios de electricidad de 15 minutos en cada una de las cuatro zonas ERCOT, observados durante el período de 41 meses desde enero de 2007 hasta mayo de 2010. Los cálculos confirman que un aumento del 10 % en la capacidad instalada de generación eólica provoca una reducción del precio que va del 2 % en las zonas no occidentales a casi el 9 % en la zona oeste. También muestra un aumento en su variabilidad inferior al 1 % en las zonas no occidentales y de alrededor del 5 % en la zona oeste.

Amor et al. (2014) subrayan la importancia de la congestión en la influencia de la energía eólica sobre el precio de la electricidad y las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Utilizando datos horarios de 2006 a 2011 de Ontario (Canadá), establece, mediante **estimaciones empíricas**, que el impacto de la producción eólica, tanto en el nivel de precios como en las emisiones marginales de GEI, difiere en gran medida según el nivel de congestión. Se realiza un **análisis de regresión** para medir el impacto de la generación eólica, con el

software estadístico SPSS. El impacto del viento durante las horas congestionadas apenas influye, mientras que en las no congestionadas supone una reducción del precio.

Suomalainen et al. (2015) analizan la **correlación** de los recursos eólicos e hídricos con la demanda y los precios de la electricidad en Nueva Zelanda, con el objetivo de obtener información sobre las ventajas y desventajas del desarrollo de la energía eólica en diferentes partes del país. En primer lugar, se emplea una aproximación de promedio móvil para estudiar la correlación entre las variables en diferentes escalas temporales que varían de cada hora a estacional. Debido a que los resultados muestran que la escala temporal más importante es la estación, se ajusta una función de Fourier de segundo orden a los datos de series de tiempo para estimar el patrón estacional. La correlación se estudia entre los patrones estacionales y las anomalías. Al haber separado las desviaciones diarias del valor estacional esperado, se muestra que en algunas ubicaciones son las anomalías las que tienen una correlación más significativa con los precios de la electricidad que los patrones estacionales. Esto indica que los resultados de correlación para anomalías de diferentes sitios eólicos pueden proporcionar información valiosa sobre la disponibilidad de recursos eólicos en períodos críticos del año, como estaciones secas, y de ese modo permite identificar sitios que pueden equilibrar más óptimamente la volatilidad de los precios durante estos períodos.

Zipp (2017) estima el efecto en las curvas de casación inducido por las energías renovables variables en el sector eléctrico germano-austríaco con un **modelo de regresión multivariable**. El foco de la investigación radica en el impacto de los efectos estimados sobre la comercialización de la generación variable de electricidad renovable. Los resultados muestran una disminución sistemática de los ingresos promedio del mercado para las plantas eólicas y fotovoltaicas en el período de enero de 2011 a diciembre de 2013. Así como una continuación de esta tendencia en 2016.

Brijs et al. (2015) presentan un **análisis estadístico** de los precios negativos en los mercados de ajuste europeos. Consideran precios negativos a los que se dan en los períodos de exceso de generación debido a la naturaleza variable de las energías renovables, esto puede suponer una barrera a la integración de más energía renovable. El objetivo de este trabajo es identificar los principales impulsores de los períodos de precios negativos en los mercados europeos de equilibrio, mediante un **análisis empírico y de regresión**. Los datos utilizados son los de los operadores del sistema de transmisión belga, holandés, alemán y francés. Se comienza analizando empíricamente un conjunto de datos de un año del mercado belga y se comparan los precios de desequilibrio negativo con algunas estadísticas básicas de comparación de los cuatro mercados. El análisis de regresión utiliza el mismo conjunto de datos basado en las variables explicativas identificadas en el análisis empírico. Estas variables son las variables independientes, que se probarán por su importancia e impacto en el precio de desequilibrio belga, es decir, la variable dependiente. El análisis de regresión ejecutado muestra la presencia de una relación positiva o negativa entre las variables independientes y la variable dependiente, así como el porcentaje de la varianza en el precio de desequilibrio que se explica por cada variable independiente. La importancia de las variables independientes evaluadas se identifica sobre la base de un análisis de correlación en cada una de las variables independientes con la variable dependiente. Después de analizar los modelos de regresión con SPSS se concluye que se cumplen todas las condiciones necesarias para analizar el conjunto de datos especificado mediante un análisis de regresión lineal.

2.2.3. Análisis de series de tiempo

Esta metodología pone de manifiesto que los datos del mercado eléctrico y de la producción de energías renovables siguen series temporales, debido a que se dispone de su medida en las mismas condiciones a lo largo del tiempo. Esto permite modelar el mecanismo que da lugar a la serie observada, para pronosticar los valores de su comportamiento futuro, a partir de los cuales sea posible llevar a cabo una planificación y toma de decisiones.

Mulder y Scholtens (2013) analizan el impacto de las energías renovables en los precios de la electricidad en los Países Bajos. Parte de la premisa de que los mercados de electricidad pueden volverse más sensibles a las condiciones climáticas debido a una mayor penetración de fuentes de energía renovables y cambios climáticos. Para ello investiga cómo afectaron las condiciones climáticas en el precio diario promedio del mercado holandés de electricidad en el período 2006-2011, un período en el que aumentó la producción de energía renovable. Se desarrolla un **modelo empírico** que incluye los principales factores económicos y climáticos que influyen en el precio de la electricidad y variables instrumentales que capturan las condiciones de oferta y demanda y se realiza un **análisis de series de tiempo**. Los resultados muestran que el crecimiento de la energía renovable ha desplazado la curva de oferta hacia la derecha, pero este cambio es demasiado pequeño en el mercado holandés para afectar al nivel de precios.

Papaioannou et al. (2018) se centran en detectar el impacto de los fundamentos y las reformas regulatorias (RMR) en el mercado mayorista de electricidad griego utilizando un modelo SARMAX / GARCH. Se adopta un enfoque de **modelado y análisis de series de tiempo**, utilizando datos del precio diario promedio marginal del sistema (SMP) del operador independiente de transmisión de energía, entre el 1 de enero de 2004 y el 31 de diciembre de 2014. Para capturar la dinámica y la volatilidad de SMP, se estiman varios modelos SARMAX / GARCH utilizando como regresores un amplio conjunto de factores fundamentales en el mercado griego de la electricidad (GEM), así como variables ficticias que imitan la historia de las intervenciones del regulador. De esta forma, el modelo mejor encontrado capta adecuadamente la dependencia del precio marginal de las reformas regulatorias. Este es un modelo compuesto, ya que se modela simultáneamente la media de SMP con modelos de series temporales de tipo ARMAX y la varianza condicional de SMP usando modelos de heterocedasticidad y de tipo GARCH, permitiendo que entren un buen número de variables exógenas en ecuaciones de media y de varianza. Se obtiene que los RMR tienen varios efectos en la arquitectura del GEM y consecuentemente en el nivel y la variabilidad de SMP, tanto con respecto a la magnitud como a la dirección del cambio.

2.2.4. Simulación

Esta metodología de trabajo consiste en modelar el mercado eléctrico mediante algoritmos y realizar una simulación. Esto permite que la complejidad del estudio sea mayor, analizar diferentes escenarios y predecir el comportamiento futuro del mercado, así como el impacto de la energía eólica.

Pereira y Saraiva (2013) analizan el impacto, a largo plazo, de la generación de energía eólica en el precio diario de la electricidad del mercado ibérico. Para ello utilizan un modelo basado en dinámicas del sistema a largo plazo para estimar la evolución a largo plazo del precio de mercado. Este modelo se aplica utilizando diferentes cuotas de capacidad de energía eólica para cuantificar el impacto de la energía eólica en el precio diario del mercado de la

electricidad. Los resultados de estas simulaciones indican que, asumiendo la capacidad instalada de energía eólica que existía a fines de 2010 en la península ibérica, se espera una reducción de alrededor de 4,5 €/MWh si la capacidad eólica aumenta en un 25 %, es decir, si aumenta en 5854 MW con respecto al valor de 2010. Suponiendo un factor de capacidad de parques eólicos de 0,25, se reduce el precio en 1 €/MWh por cada bloque de 2,8 TWh de energía eólica que se integra.

Sáenz de Miera, del Río González y Vizcaíno (2008) presentan un análisis multivariable de la reducción de los precios causada por el uso de la generación de energía eólica en el mercado español entre los años 2005 y 2007. Toman como punto de partida los datos sobre la capacidad térmica instalada, las deficiencias técnicas, la generación en centrales térmicas alimentadas con combustibles fósiles, la generación de energía eólica y los precios del gas natural en el Reino Unido junto con los precios del CO₂ en el mercado europeo. En primer lugar, realizan un análisis del efecto mediante el uso de datos históricos y, a continuación, una simulación para conocer cómo se modifica la curva de casación en ausencia de generación eólica. Consideran que la generación de energía eólica causó una caída en los precios de la energía de 7,08 €/MWh en 2005, de 4,75 €/MWh en 2006 y de 12,44 €/MWh en los cuatro primeros meses de 2007.

Azofra et al. (2015) analizan y comparan los efectos de la energía fotovoltaica y eólica sobre los precios finales de la electricidad en el mercado spot español y el coste de las tarifas eléctricas mediante **técnicas de inteligencia artificial**. Estas técnicas se utilizan para modelar el proceso de compensación de subastas de electricidad, estudiando varios algoritmos. Una vez que el modelo está capacitado y su validez ha sido probada, se utiliza para simular el nuevo precio final de la electricidad en los distintos escenarios planteados, sin producción de energía fotovoltaica o eólica. Se recalculan las tarifas eléctricas para los consumidores domésticos para estos escenarios ficticios, obteniéndose que la influencia de la energía fotovoltaica y eólica es desigual. Mientras que la energía eólica reduce los precios finales de la electricidad en 9,10 €/MWh, generando un ahorro total para el sistema de 364 millones de euros, la energía fotovoltaica reduce los precios de la electricidad en 2,18 €/MWh, generando un sobrecoste general para el sistema de 2034 millones de euros que se repercute al consumidor final.

2.3. Servicios de ajuste

Se han encontrado algunos trabajos previos en relación a la nueva posibilidad de participación de las energías renovables en los servicios de ajuste de los sistemas eléctricos, pero se ha detectado una ausencia de estudios que analicen el impacto de dicha participación en el mercado eléctrico.

Banshwar et al. (2017) realizan un análisis crítico del papel de las energías renovables como nuevo participante en los mercados y servicios de ajuste, a partir de las conclusiones que extraen de varios estudios. En cuanto a la **regulación de frecuencia**, ponen de manifiesto que, mientras que las unidades convencionales se enfrentan al problema de una menor capacidad de rampa que da como resultado una respuesta lenta para proporcionar regulación, las energías renovables pueden desempeñar un papel clave en la provisión de estos servicios gracias a sus posibilidades de regulación de frecuencia. Para los servicios de **seguimiento de**

carga, especialmente importantes en momentos del día en que la demanda de electricidad aumenta considerablemente, se requieren requisitos de rampas adicionales, esto se puede lograr ejecutando generadores más flexibles como generadores hidroeléctricos, aunque también se ha investigado la capacidad de seguimiento mediante los sistemas de conversión de energía eólica. Las energías renovables también están mostrando su existencia en los mercados de **reservas** debido a sus altas tasas de aumento y el menor costo marginal de suministro de estos servicios, también se ha estudiado la posibilidad de que vehículos eléctricos puedan suministrar sus reservas. También se ve que las plantas de energía eólica pueden proporcionar **control de potencia reactiva**, diversos estudios analizan las cuestiones técnicas y económicas. El viento tiene un tiempo de **arranque** relativamente corto en comparación con la fuente de energía convencional que ayuda al sistema de energía a restablecerse durante los apagones, por lo que puede proporcionar servicios de restauración del sistema de energía. El estudio concluye afirmando que, en general, todavía se requieren modificaciones en los diseños y las normas del mercado eléctrico actual para integrar mejor las energías renovables en los servicios de ajuste.

Nock, Krishnan y McCalley (2014) evalúan la eficacia de los métodos de control del viento para abordar los problemas económicos asociados con una mayor penetración de este tipo de generación variable. Concluyen que estos métodos de control tienen el potencial de permitir que el parque eólico proporcione servicios auxiliares o alivie su necesidad reduciendo el coste total de producción del sistema de energía.

Østergaard (2006) puso de manifiesto que, para alcanzar niveles de energía eólica superiores al 50 %, el equipo generador debería ser capaz de suministrar también servicios auxiliares, algo que no ocurría en esa época. También demostró la posibilidad de integración de la energía eólica con una planta de cogeneración a pequeña escala para suministrar toda la gama de control de frecuencia y voltaje en el sistema eléctrico de Dinamarca.

Singarao y Rao (2016) evalúan la posibilidad de provisión de servicios auxiliares mediante recursos de generación eólica en Estados Unidos, e investiga el impacto de diferentes arquitecturas de control sobre la respuesta de frecuencia. También incluyen un análisis del impacto económico asociado con las diversas técnicas de control de frecuencia de las plantas de energía eólica

El Mokadem et al. (2009) realizaron un estudio experimental sobre la contribución de un generador eólico de velocidad variable al control de frecuencia primaria. Las pruebas dinámicas llevadas a cabo en un banco de pruebas de 2,2 kW, utilizando velocidades de viento variables medias y altas, confirmaron la capacidad del generador de turbina eólica para participar en el control de frecuencia primario.

La tecnología de los generadores síncronos de imanes permanentes (PMSG) y los modernos dispositivos de conmutación electrónica de potencia ofrecen la oportunidad de ayudar a superar el inconveniente de la naturaleza intermitente del viento. **Colson y Nehrir (2010)** investigaron la capacidad de seguimiento de carga del PMSG dentro de los sistemas de conversión de energía eólica.

De Vos, De Rijcke y Driesen (2010) investigan la posibilidad de que la energía eólica participe en el control de frecuencia o entregue reservas de potencia activa como un servicio auxiliar, evaluando aspectos técnicos, regulatorios y económicos.

Ullah, Bhattacharya y Thiringer (2009) examinaron la posibilidad de proporcionar soporte de potencia reactiva a la red desde parques eólicos como parte de las disposiciones del servicio auxiliar, analizándolo técnica y económicamente.

El-Zonkoly (2015) defiende la participación de las energías renovables en la restauración del sistema energético tras un apagón debido a su tiempo de arranque, relativamente corto en comparación con otras unidades generadoras convencionales.

2.4. Resumen de la revisión bibliográfica

Una vez realizada la revisión bibliográfica, este trabajo queda plenamente justificado debido a que no se ha encontrado literatura que analice el impacto de las energías renovables en los servicios de ajuste. Esto se debe, fundamentalmente, a que se trata de un tema novedoso en el que España es pionera, por lo que todavía no se ha profundizado en su análisis en la comunidad internacional.

Dentro de los trabajos que analizan el impacto de la energía eólica en el precio de la electricidad, se ha comprobado que existen diversas formas de enfrentarse a este análisis, pero que, a grandes rasgos, podrían clasificarse en cuatro métodos de trabajo. En primer lugar se encuentran los modelos teóricos de análisis numérico, que permiten analizar el impacto de una forma simple aunque esto puede conllevar una excesiva reducción del análisis, obviando aspectos influyentes. En el lado contrario se pueden enmarcar los modelos de simulación de mercados eléctricos mediante algoritmos implementados en ordenador, que requieren un gran desarrollo. Parece más apropiado guiarse por métodos de análisis estadístico en los que, a partir de datos históricos, se estimen las relaciones entre variables mediante análisis de regresión o se realice un análisis de series de tiempo. Por otra parte, se observa que el período de estudio varía notablemente entre los diferentes artículos revisados, así como la base temporal de la serie de datos.

En este trabajo se va a optar fundamentalmente por métodos de análisis estadístico partiendo de una base de datos horarios históricos referentes a un período de tiempo de tres años completos, que incluyan datos de los mercados eléctricos previos y posteriores a la habilitación de las energías renovables para participar en los servicios de ajuste.

3. DATOS

En este capítulo se detallan los datos que se usan para la realización de este trabajo de fin de máster, de dónde se descargan (fuentes de información) y el tratamiento de datos que se realiza. El objetivo es cruzar los precios del mercado eléctrico español con la producción de energía de las diferentes tecnologías, con especial consideración de la eólica, durante un período de tiempo. El período de tiempo escogido comprende los años 2015, 2016 y 2017 completos. Se ha elegido este período por corresponder a los tres últimos años de los que se dispone de una información completa, considerándose una base de datos suficientemente amplia. Además, este período va a permitir realizar un estudio comparativo entre el año más próximo en el que no se permitía a las energías renovables participar en los mercados y servicios de ajuste (2015), el año en el que se modifica el BOE y comienzan a participar (2016) y el último año completo del que se tienen datos (2017) en el que ya se dispone de una notable participación de las energías renovables en estos servicios.

Los principales datos en los que se basa el trabajo se obtienen de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), organismo público que promueve y defiende el buen funcionamiento de todos los mercados, y Red Eléctrica de España (REE), operador del sistema eléctrico español encargado de garantizar la seguridad y continuidad del suministro eléctrico, así como su transporte.

De esta forma, por un lado, se dispone de los datos de los componentes del precio final del mercado eléctrico por hora que ofrece la CNMC (CNMC, 2015), (CNMC, 2016), (CNMC, 2017). Estos incluyen para cada período horario de cada día del año, en €/MWh, el precio en el mercado diario, el precio en el mercado intradiario, los pagos por restricciones, los procesos del operador del sistema, los pagos por capacidad para garantizar la potencia y los costes de interrumpibilidad. Finalmente se incluye el precio final total, suma de los anteriores, en €/MWh, indicando también la energía final en MWh. Esta energía final corresponde a la energía demandada que finalmente se ha cubierto con la generación.

Por otro lado, se dispone de los datos del programa P48 para cada tecnología (ESIOS REE, 2018). Es el programa operativo horario final de cada unidad de generación resultado de la casación del mercado diario y de los sucesivos mercados intradiarios, y que incluye también los redespachos asociados a la posible participación de una determinada unidad de generación en servicios de ajuste del sistema y/o la participación de la misma en la resolución de restricciones técnicas en tiempo real. El programa horario operativo incorpora todas las asignaciones y redespachos de programa aplicados por el Operador del Sistema hasta su publicación, 15 minutos antes del inicio de cada hora.

Para este trabajo se han tenido en cuenta las tecnologías más relevantes, por lo que se dispone de los programas P48 para carbón, ciclo combinado, cogeneración, residuos, biomasa, nuclear, hidráulica, eólica, solar térmica, solar fotovoltaica y turbinación bombeo.

Además de este conjunto de datos, hay que tener en cuenta el precio del petróleo como uno de los factores influyentes en el precio del mercado eléctrico español. Esto es debido a que España siempre ha dependido fuertemente de la importación de combustibles fósiles para abastecerse de energía, siendo su precio un factor determinante en la evolución de los precios del mercado eléctrico. Aunque en los últimos años, debido al incremento de la potencia renovable disponible, esta relación ya no es tan clara. El precio del petróleo se obtiene del

Departamento de Energía de EEUU (U.S. EIA, 2018) que recoge el precio del barril de petróleo Brent en dólares, que marca la referencia en los mercados europeos. Mediante el tipo de cambio que ofrece el Banco de España (Banco de España, 2018) se pasa a euros el precio del barril de petróleo.

Cada uno de estos factores va a ser una variable a tener en cuenta en los modelos de regresión que se realizan en el capítulo 4, a las que se le añade una nueva, el GAP. Se ha denominado GAP a la diferencia existente entre la potencia de generación disponible y la demanda del sistema eléctrico. Se considera que esta puede ser una variable de interés para explicar el comportamiento de los precios ya que refleja la diferencia entre oferta y demanda. De esta forma las variables que se van a considerar en los análisis de regresión son:

- *Mercado diario*: precio horario en el mercado diario, en €/MWh.
- *Energía final*: energía demandada finalmente cubierta con la generación, en MWh.
- *P48 Eólica*: programa horario operativo de producción eólica, en MWh.
- *P48 Carbón*: programa horario operativo de producción a partir de carbón, en MWh.
- *P48 Ciclo combinado*: programa horario operativo de producción mediante ciclo combinado, en MWh.
- *P48 Cogeneración*: programa horario operativo de producción mediante cogeneración, en MWh.
- *P48 Hidráulica total*: programa horario operativo de producción hidráulica total, incluyendo las unidades de gestión hidráulicas (UGH) y todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna UGH (No UGH), en MWh.
- *P48 Nuclear*: programa horario operativo de producción nuclear, en MWh.
- *P48 Solar térmica*: programa horario operativo de producción solar térmica, en MWh.
- *P48 Solar fotovoltaica*: programa horario operativo de producción solar fotovoltaica, en MWh.
- *P48 Turbinación bombeo*: programa horario operativo de producción mediante turbinación de bombeo, en MWh.
- *P48 Residuos*: programa horario operativo de producción a partir de la quema de residuos, en MWh.
- *P48 Biomasa*: programa horario operativo de producción a partir de la quema de biomasa, en MWh.
- *BRENT*: precio del barril de petróleo Brent, en €/barril.
- *GAP*: diferencia entre la potencia de generación disponible y la demanda del sistema eléctrico, en MWh.

Por otra parte, también se extraen datos de los informes anuales de REE de 2015 y 2016, y de los informes mensuales de 2017 al no disponer todavía del informe anual publicado (REE, 2018a). Los datos a utilizar son los relativos a los porcentajes de producción anuales de electricidad peninsular de las diferentes tecnologías. También se van a utilizar los datos mensuales promedios de producción de cada tecnología y el precio de los diferentes mercados para estudiar su evolución.

4. ANÁLISIS DE LA INFLUENCIA DE LA ENERGÍA EÓLICA EN EL MERCADO DIARIO

En este capítulo se analiza la influencia de las diferentes tecnologías en el precio del mercado diario del sistema eléctrico español. Se pretende determinar en qué medida afecta la variación de la generación de energía eólica, entre otras, en dicho precio. Para ello se realizan varios casos de estudio que se muestran y analizan a continuación. Buena parte de los casos se basan en análisis mediante modelos de regresión en los que se tienen en cuenta un considerable número de variables, entre las que se encuentran los programas P48 de cada tecnología, el precio del petróleo y la demanda de energía, presentadas en el capítulo anterior. Como se ha comentado, los datos analizados corresponden a los años 2015, 2016 y 2017. Previamente, en el apartado 4.1 se introducen los modelos estadísticos y las herramientas empleadas en dichos análisis.

Los casos de estudio que se desarrollan en este capítulo son los siguientes:

- ❖ 4.2. Análisis mediante un modelo de regresión para los tres años del periodo de estudio.
- ❖ 4.3. Análisis mediante un modelo de regresión para cada año del periodo de estudio.
 - 4.3.1. Análisis del año 2015
 - 4.3.2. Análisis del año 2016
 - 4.3.3. Análisis del año 2017
- ❖ 4.4. Análisis comparativo de los resultados obtenidos según la evolución anual de los porcentajes de cobertura de la demanda mediante generación eólica e hidráulica.
- ❖ 4.5. Análisis de la influencia de la energía eólica y del GAP en los modelos de regresión anteriores.
- ❖ 4.6. Análisis de la influencia de la eólica en los precios mediante su sustitución por tecnologías térmicas de producción de electricidad.

4.1. Modelos y herramientas estadísticas utilizados

Para analizar el impacto de la energía eólica sobre el precio de la electricidad se ha considerado la utilización de un método de análisis de regresión. Se trata de un proceso estadístico que, a partir del análisis de diversas variables, estima las relaciones existentes entre ellas, así como su grado de influencia.

El objetivo de estos análisis es estudiar la influencia en el precio del mercado diario de OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español) de las diferentes tecnologías de producción y otros factores, como el precio del petróleo y la energía demandada, mediante un ajuste de regresión. Por tanto la variable dependiente a explicar va a ser *Mercado diario* y las variables explicativas, también llamadas predictores, son: *P48 Eólica*, *P48 Carbón*, *P48 Ciclo*

combinado, P48 Cogeneración, P48 Hidráulica total, P48 Nuclear, P48 Solar térmica, P48 Solar fotovoltaica, P48 Turbinación bombeo, P48 Residuos, P48 Biomasa, BRENT, GAP y Energía final.

Se realiza un análisis para todo el período de estudio en su conjunto así como un análisis independiente para cada uno de los tres años. De esta forma se dispone de cuatro análisis de regresión con el mismo procedimiento.

Para realizar estos análisis se hace uso de la herramienta estadística Minitab, un programa informático diseñado para analizar datos mediante funciones estadísticas básicas y avanzadas. Minitab proporciona resultados claros y buenas representaciones gráficas que permiten mostrar el trabajo con una mayor claridad.

En primer lugar, se estudia la **correlación** entre variables para comprobar si las variables tienden a cambiar de manera conjunta, es decir, si un cambio en una variable se asocia con un cambio proporcional en otra. La correlación de Pearson evalúa la relación lineal entre dos variables continuas.

En segundo lugar, se realiza la regresión de los **mejores subconjuntos** con el objetivo de identificar los modelos con los que se pueda alcanzar una mejor explicación del comportamiento, utilizando el menor número posible de predictores. Esta regresión identifica los modelos de subconjuntos que generan los valores de R^2 más altos, a partir de un conjunto completo de las variables predictoras que se especifican, siendo R^2 el porcentaje de variación en la respuesta que es explicada por el modelo.

El **Cp de Mallows** confronta la precisión del modelo con los mejores subconjuntos de predictores, lo que ayuda a alcanzar un equilibrio en cuanto al número de predictores adecuado del modelo. Este equilibrio es importante debido a que un modelo con demasiados predictores puede ser relativamente impreciso, mientras que uno con muy pocos puede estimar sesgadamente. En general se considera que un valor del Cp de Mallows que se aproxima al número de predictores marca que el modelo es relativamente preciso y no tiene sesgo en la estimación de los coeficientes de regresión y el pronóstico de respuestas futuras.

El tercer paso consiste en utilizar la regresión para **ajustar el modelo** con los predictores continuos, es decir, las variables explicativas. De esta forma se obtiene y modela la relación de la variable de respuesta *Mercado diario* con los predictores.

Una vez se dispone del ajuste es preciso analizar el factor de inflación de la varianza, **VIF**, que indica cuánto aumenta la varianza de un coeficiente a causa de las correlaciones entre los predictores en el modelo. En caso de presentar un valor elevado (generalmente se considera así cuando es superior a 10) indica que existe multicolinealidad severa entre variables predictoras, lo que puede conllevar problemas de inestabilidad y provocar que los coeficientes sean difíciles de interpretar. Para solucionar este problema se descartan los predictores altamente correlacionados, ya que la información que proporcionan es redundante, por lo que excluirlos del ajuste apenas disminuye el R^2 .

Por otro lado, los **p-valores** para los coeficientes estimados de las variables próximos a 0 indican que están significativamente relacionados con la variable *Mercado diario*. En caso de que alguna variable presente un p-valor superior 0,05 indica que dicha variable no está relacionada con *Mercado diario* en un nivel α de 0,05. Esto sugiere que sería más apropiado obviar dicho predictor en el modelo.

Tras retirar estas variables, se vuelve a realizar el **ajuste de regresión** y se comprueba que el VIF de las que permanecen en el modelo se encuentre en valores bajos, generalmente entre 1 y 5, lo que permite afirmar que están moderadamente relacionadas pero no existe multicolinealidad.

El término **S** se utiliza para evaluar la variabilidad residual en la respuesta tras ajustar el modelo. Se mide en las unidades de la variable de respuesta y proporciona una idea de la variabilidad de los valores de la respuesta de los valores ajustados. Cuanto más bajo sea el valor de S, mejor será descrita la respuesta por el modelo. Sin embargo, un valor de S bajo no indica por sí solo que se cumplen con los supuestos del modelo, por lo que el cuarto paso se centra en examinar las gráficas de residuos para **verificar los supuestos**. Para ello se comprueba la normalidad de los residuos mediante un gráfico de probabilidad, la constancia de la varianza mediante un gráfico de dispersión y la independencia de los residuos mediante test de rachas y gráficos de autocorrelación.

Debido a la gran cantidad de datos y al carácter oscilatorio de las variables, va a resultar complicado verificar los supuestos del modelo de regresión mediante el análisis de las gráficas de residuos, por lo que un siguiente paso será validar el modelo mediante la **validación cruzada**. Esta técnica permite evaluar los resultados de un análisis estadístico mediante la partición de la base de datos en datos de entrenamiento y datos de prueba, garantizando que son independientes de la partición. Por tanto, de los datos de partida se selecciona una muestra de datos para ajustar el modelo, datos de entrenamiento, y se reserva el resto de datos para validarlo, datos de prueba. La validación cruzada consiste en repetir el análisis k veces y calcular la media de los factores obtenidos en las diferentes particiones, lo que permite comprobar también la estabilidad del modelo.

Para ello se hace uso del software R, un lenguaje y entorno de programación para análisis estadístico, para obtener diez muestras de datos aleatorias como datos de entrenamiento para ajustar el modelo de regresión, reservando la otra mitad para su validación. Por lo tanto se van a realizar diez análisis de regresión diferentes.

Se comprueba la bondad del ajuste de regresión para cada una de las iteraciones mediante su representación gráfica junto a los valores reales, así como la estabilidad de los coeficientes a lo largo de las diez iteraciones, para aceptar la validez del modelo de regresión.

Por último, una vez que se ha realizado el ajuste y se ha verificado su estabilidad y validez, se puede comprobar la **capacidad predictiva del modelo** para calcular el precio del mercado diario. Para ello, se toman los coeficientes del ajuste de regresión y, siguiendo la ecuación de regresión, se calcula el precio medio del mercado diario del sistema eléctrico español con los valores medios de las variables predictoras. También se puede comprobar gráficamente el ajuste entre los precios horarios estimados y los precios reales.

4.2. Análisis mediante un modelo de regresión para los tres años

El primer estudio consiste en analizar la influencia en el precio del mercado diario de OMIE de las diferentes tecnologías de producción, entre otros factores, tal como se ha explicado en el apartado anterior para el período de tres años (2015, 2016 y 2017). En el Anexo 1 se muestra

el análisis descriptivo de las variables, así como el proceso de ajuste de regresión y sus resultados con mayor detalle.

A. Correlación

En primer lugar, se estudia la correlación de Pearson para evaluar la relación lineal existente entre cada par de variables continuas. El resultado de estas correlaciones se muestra en la Figura 2. El programa presenta una tabla más extensa que la que aquí se recoge, con todas las correlaciones entre variables, en este caso interesa ver la correlación de la variable *Mercado diario* con el resto, es decir, la primera columna.

Correlación: M. diario; P48 Eólica; P48 Carbón; P48 Ciclo comb; P48 Cogenerac; ...			
	M. diario	P48 Eólica	P48 Carbón
P48 Eólica	-0,420 0,000		
P48 Carbón	0,789 0,000	-0,471 0,000	
P48 Ciclo combin	0,634 0,000	-0,404 0,000	0,556 0,000
P48 Cogeneración	0,586 0,000	-0,216 0,000	0,441 0,000
P48 Hidr. total	-0,160 0,000	0,041 0,000	-0,225 0,000
P48 Nuclear	-0,066 0,000	0,035 0,000	-0,125 0,000
P48 Sol. térmica	0,027 0,000	-0,197 0,000	0,052 0,000
P48 Sol. fotovol	0,063 0,000	-0,143 0,000	0,045 0,000
P48 Turb. bombeo	0,197 0,000	0,022 0,000	0,012 0,043
P48 Residuos	0,027 0,000	-0,115 0,000	-0,094 0,000
P48 Biomasa	0,275 0,000	-0,059 0,000	0,436 0,000
BRENT (€)	0,377 0,000	-0,053 0,000	0,210 0,000
GAP	-0,671 0,000	0,593 0,000	-0,614 0,000
Energía final	0,504 0,000	-0,024 0,000	0,415 0,000

Figura 2. Correlación entre algunas variables de estudio.

La correlación de Pearson indica que las relaciones más significativas entre el precio del mercado diario y el resto de variables son las que se producen entre éste y la producción de energía mediante *carbón* (0,789), *ciclo combinado* (0,634) y *cogeneración* (0,586), así como

con el *GAP* (-0,671). Esto se explica porque las ofertas en el mercado diario de las tecnologías de generación térmica suelen realizarse a precios más elevados, por lo que un aumento de producción con este tipo de tecnologías influye notablemente en un incremento del precio del mercado eléctrico. En contraposición, un aumento del *GAP*, entendido como la diferencia entre la potencia de generación disponible y la demanda del sistema eléctrico, produce una reducción del precio debido a la mayor competencia entre las centrales eléctricas para cubrir una menor demanda, de ahí que la correlación sea negativa.

También se puede observar que existe una relación positiva moderada con la *Energía final* (0,504) y el *BRENT* (0,377). La variable *Energía final* recoge la producción de energía que finalmente se ha producido para satisfacer la demanda del mercado diario de OMIE: cuanto mayor es, más desplazado hacia la derecha se encuentra el punto de casación de la curva de oferta y demanda y, por tanto, mayor resulta el precio final del mercado diario. La variable *BRENT* representa el precio del barril de petróleo Brent que, al estar altamente relacionado con los costes de los combustibles de la generación térmica, influye al alza en el precio del mercado eléctrico.

La generación de *energía eólica* es, tras el *GAP*, la variable que tiene la correlación inversa más significativa con el precio del mercado eléctrico (-0,420). Como era de esperar, un aumento en la producción de energía eólica conlleva una reducción en el precio del mercado eléctrico debido a que presentan ofertas a precios inferiores a otras tecnologías convencionales.

También existe una correlación inversa, aunque mucho menos significativa, con las generaciones *hidráulica* (-0,180) y *nuclear* (-0,066). Esto se debe a que la hidráulica contribuye, en general, a reducir el precio de la electricidad (aunque en ocasiones la gestión de las reservas hídricas puede tener un carácter especulativo) mientras que la nuclear tiene una producción prácticamente constante, por tanto no se aprecia su contribución al no existir una variabilidad que permita comparar días con diferencias notables en los niveles de generación.

La generación de *energía solar térmica* y *fotovoltaica* tienen una correlación positiva con el precio del mercado eléctrico (0,027 y 0,063 respectivamente), lo que parece indicar que una mayor producción con este tipo de tecnologías encarece el precio, aunque esto no se puede asegurar de forma rotunda debido a que su nivel de generación es muy bajo en comparación con el resto de tecnologías. Algo similar ocurre con la generación mediante la quema de *residuos* o *biomasa* (0,027 y 0,275).

B. Mejores subconjuntos

La regresión de los mejores subconjuntos, mostrada en la Figura 3, identifica los modelos de subconjuntos que generan los valores de R^2 más altos, a partir de un conjunto completo de las variables predictoras que se especifican.

Se observa que la variable *carbón* puede explicar el 62 % del comportamiento del precio del mercado diario, mientras que el *GAP* explicaría un 45 %. Un modelo con dos variables podría explicar hasta un 69 % del comportamiento del mercado eléctrico. En caso de emplear tres, se podría llegar a casi un 75 %.

20

C. Modelo de regresión

A continuación, se utiliza la regresión para ajustar el modelo con los predictores continuos o variables explicativas. Este análisis de regresión, mostrado en la Figura 4, se utiliza para investigar y modelar la relación entre la variable de respuesta *Mercado diario* y los predictores.

Análisis de regresión: M. diario vs. P48 Eólica; P48 Carbón; P48 Ciclo comb; ...

Análisis de Varianza

Fuente	GL	SC Ajust.	MC Ajust.	Valor F	Valor p
Regresión	14	4444585	317470	8597,48	0,000
P48 Eólica	1	1616	1616	43,76	0,000
P48 Carbón	1	157848	157848	4274,71	0,000
P48 Ciclo combinado	1	22435	22435	607,58	0,000
P48 Cogeneración	1	109553	109553	2966,82	0,000
P48 Hidr. total	1	21968	21968	594,93	0,000
P48 Nuclear	1	27735	27735	751,09	0,000
P48 Sol. térmica	1	18528	18528	501,75	0,000
P48 Sol. fotovoltaica	1	6292	6292	170,39	0,000
P48 Turb. bombeo	1	63721	63721	1725,65	0,000
P48 Residuos	1	58	58	1,56	0,211
P48 Biomasa	1	22794	22794	617,30	0,000
BRENT (€)	1	316228	316228	8563,84	0,000
GAP	1	19357	19357	524,21	0,000
Energía final	1	504	504	13,66	0,000
Error	26289	970747	37		
Total	26303	5415332			

Resumen del modelo

S	R-cuad.	R-cuad. (ajustado)	R-cuad. (pred)
6,07667	82,07%	82,06%	82,05%

Coefficientes

Término	Coef	EE del coef.	Valor T	Valor p	VIF
Constante	-22,76	1,19	-19,06	0,000	
P48 Eólica	-0,000196	0,000030	-6,62	0,000	6,19
P48 Carbón	0,002070	0,000032	65,38	0,000	3,96
P48 Ciclo combinado	0,000734	0,000030	24,65	0,000	2,96
P48 Cogeneración	0,011360	0,000209	54,47	0,000	3,14
P48 Hidr. total	-0,000802	0,000033	-24,39	0,000	3,08
P48 Nuclear	0,001550	0,000057	27,41	0,000	1,56
P48 Sol. térmica	-0,002113	0,000094	-22,40	0,000	3,35
P48 Sol. fotovoltaica	0,000824	0,000063	13,05	0,000	3,72
P48 Turb. bombeo	0,004889	0,000118	41,54	0,000	1,51
P48 Residuos	0,000702	0,000562	1,25	0,211	5,81
P48 Biomasa	0,018561	0,000747	24,85	0,000	5,13
BRENT (€)	0,52413	0,00566	92,54	0,000	1,17
GAP	-0,000488	0,000021	-22,90	0,000	8,99
Energía final	0,000130	0,000035	3,70	0,000	13,47

Ecuación de regresión

M. diario = -22,76 - 0,000196 P48 Eólica + 0,002070 P48 Carbón
+ 0,000734 P48 Ciclo combinado
+ 0,011360 P48 Cogeneración - 0,000802 P48 Hidr. total
+ 0,001550 P48 Nuclear
- 0,002113 P48 Sol. térmica + 0,000824 P48 Sol. fotovoltaica
+ 0,004889 P48 Turb. bombeo + 0,000702 P48 Residuos
+ 0,018561 P48 Biomasa
+ 0,52413 BRENT (€) - 0,000488 GAP + 0,000130 Energía final

Figura 4. Análisis de regresión para los tres años tomando todos los predictores.

Se puede observar que, para la variable *Energía final*, el VIF es superior a 10, esto indica que existe multicolinealidad severa entre variables predictoras, lo que puede conllevar problemas de inestabilidad y provocar que los coeficientes sean difíciles de interpretar. Para solucionar este problema se descartan los predictores altamente correlacionados, ya que la información que proporcionan es redundante, por lo que excluirlos del ajuste apenas disminuye el R^2 .

Por otro lado, los **p-valores** para los coeficientes estimados de todas las variables son de 0,000 a excepción de la variable *Residuos*, lo cual indica que están significativamente relacionados con la variable *Mercado diario*. En cambio, el p-valor para *Residuos* es de 0,211, lo que indica que no está relacionado con *Mercado diario* en un nivel α de 0,05. Además, la suma secuencial de los cuadrados indica que *Residuos* no explica una cantidad sustancial de la varianza. Esto sugiere que sería más apropiado obviar este predictor en el modelo.

Tras retirar estas variables, se comprueba que el VIF de las que permanecen en el modelo se encuentra entre 1 y 5, lo que permite afirmar que están moderadamente relacionadas pero no existe multicolinealidad en este caso, como se muestra en la Figura 5.

Análisis de regresión: M. diario vs. P48 Eólica; P48 Carbón; P48 Ciclo comb; ...

Análisis de Varianza

Fuente	GL	SC Ajust.	MC Ajust.	Valor F	Valor p
Regresión	12	4443989	370332	10023,66	0,000
P48 Eólica	1	1530	1530	41,40	0,000
P48 Carbón	1	190718	190718	5162,11	0,000
P48 Ciclo combinado	1	31905	31905	863,57	0,000
P48 Cogeneración	1	183235	183235	4959,57	0,000
P48 Hidr. total	1	28874	28874	781,51	0,000
P48 Nuclear	1	45413	45413	1229,17	0,000
P48 Sol. térmica	1	18708	18708	506,37	0,000
P48 Sol. fotovoltaica	1	10384	10384	281,05	0,000
P48 Turb. bombeo	1	64886	64886	1756,25	0,000
P48 Biomasa	1	61813	61813	1673,07	0,000
BRENT (€)	1	330395	330395	8942,69	0,000
GAP	1	37434	37434	1013,22	0,000
Error	26291	971343	37		
Total	26303	5415332			

Resumen del modelo

S	R-cuad.	R-cuad. (ajustado)	R-cuad. (pred)
6,07831	82,06%	82,05%	82,04%

Coeficientes

Término	Coef	EE del coef.	Valor T	Valor p	VIF
Constante	-20,53	1,06	-19,44	0,000	
P48 Eólica	-0,000108	0,000017	-6,43	0,000	1,98
P48 Carbón	0,002115	0,000029	71,85	0,000	3,42
P48 Ciclo combinado	0,000786	0,000027	29,39	0,000	2,38
P48 Cogeneración	0,011834	0,000168	70,42	0,000	2,04
P48 Hidr. total	-0,000757	0,000027	-27,96	0,000	2,09
P48 Nuclear	0,001671	0,000048	35,06	0,000	1,11
P48 Sol. térmica	-0,001973	0,000088	-22,50	0,000	2,89
P48 Sol. fotovoltaica	0,000925	0,000055	16,76	0,000	2,83
P48 Turb. bombeo	0,004908	0,000117	41,91	0,000	1,49
P48 Biomasa	0,017904	0,000438	40,90	0,000	1,76
BRENT (€)	0,52041	0,00550	94,57	0,000	1,11
GAP	-0,000537	0,000017	-31,83	0,000	5,62

Ecuación de regresión

M. diario = -20,53 - 0,000108 P48 Eólica + 0,002115 P48 Carbón
 + 0,000786 P48 Ciclo combinado
 + 0,011834 P48 Cogeneración - 0,000757 P48 Hidr. total
 + 0,001671 P48 Nuclear
 - 0,001973 P48 Sol. térmica + 0,000925 P48 Sol. fotovoltaica
 + 0,004908 P48 Turb. bombeo + 0,017904 P48 Biomasa
 + 0,52041 BRENT (€)
 - 0,000537 GAP

Figura 5. Análisis de regresión corregido para los tres años.

El término **S**, que se utiliza para evaluar la variabilidad residual en la respuesta tras ajustar el modelo, presenta un valor bajo, lo que señala que el modelo describe bien la respuesta. Sin embargo, un valor de **S** bajo no indica por sí solo que el modelo cumple con los supuestos del modelo, por lo que se deben examinar las gráficas de residuos para verificar los supuestos.

En primer lugar, se comprueba la normalidad de los residuos, tal y como se muestra en la Figura 6.

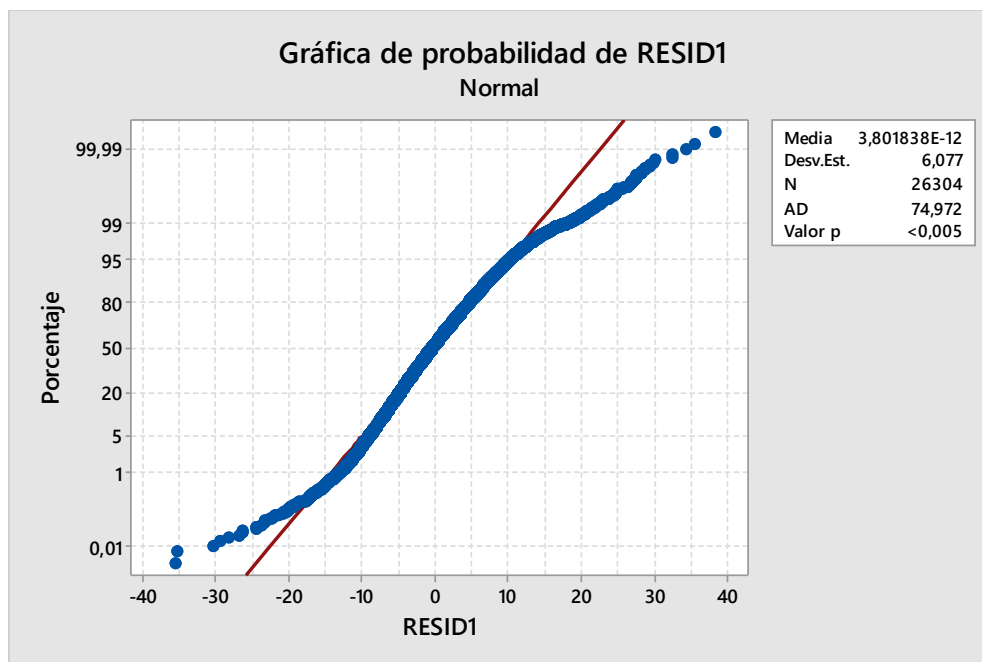


Figura 6. Normalidad de los residuos.

El valor p es menor que el nivel de significancia 0,05, por lo que se podría pensar en rechazar la hipótesis nula de que los datos siguen una distribución normal. No obstante, hay que tener en cuenta que se está realizando un test de normalidad con una gran cantidad de datos, por lo que cualquier pequeña desviación provoca que el p-valor sea pequeño y se rechace. Por lo tanto, en este caso se puede considerar que los residuos son normales, ya que se ajustan bastante bien a la recta.

En segundo lugar, se comprueba si la varianza es constante. Para ello se representa el gráfico de residuos frente a valores ajustados. En la Figura 7, se observa que los residuos se encuentran distribuidos aleatoriamente a ambos lados del 0, condición necesaria para afirmar que tienen varianza constante. La aparente forma de embudo puede deberse a que la inmensa mayoría de valores de precio se encuentra entre 20 y 70 €/MWh, de ahí que en ese intervalo se aprecie una mayor dispersión en el residuo.

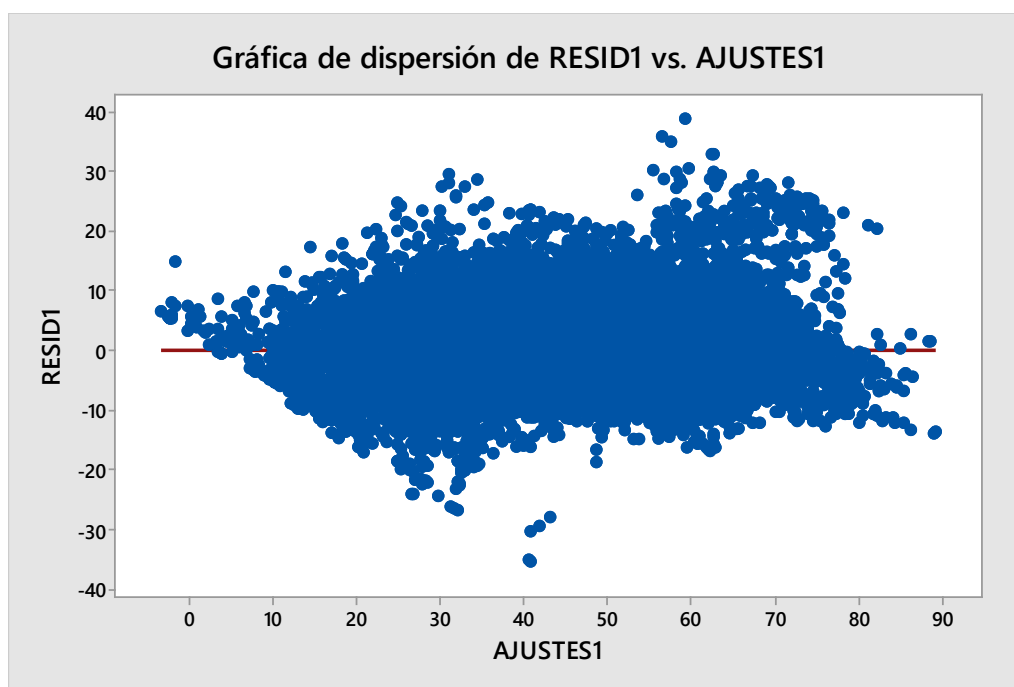


Figura 7. Residuos frente a valores ajustados.

Por último, para tratar de comprobar la independencia temporal de los residuos se representa, en las Figuras 8 y 9, el gráfico de residuos frente al tiempo mediante un test de rachas. Debido a la gran cantidad de datos, con un tamaño de subgrupo razonable no es posible apreciar gráficamente las posibles tendencias, no cumpliéndose la hipótesis de conglomerados ni la de tendencias. En cambio seleccionando un elevado tamaño de submuestra parece no apreciarse ninguna tendencia global ni conglomerado. Por tanto, no es posible extraer ninguna conclusión firme a partir de esta comprobación, ya que es posible que al tener tantos datos los contrastes sean muy potentes, ocurriendo lo mismo que en el contraste de normalidad.

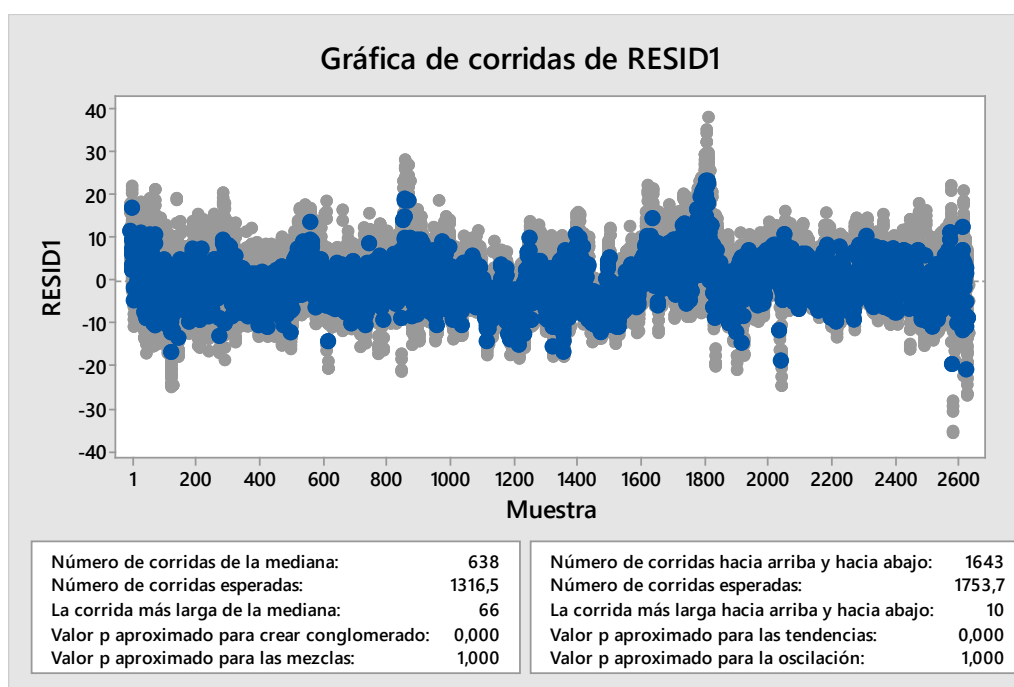


Figura 8. Test de rachas de los residuos con tamaño de subgrupo 10.

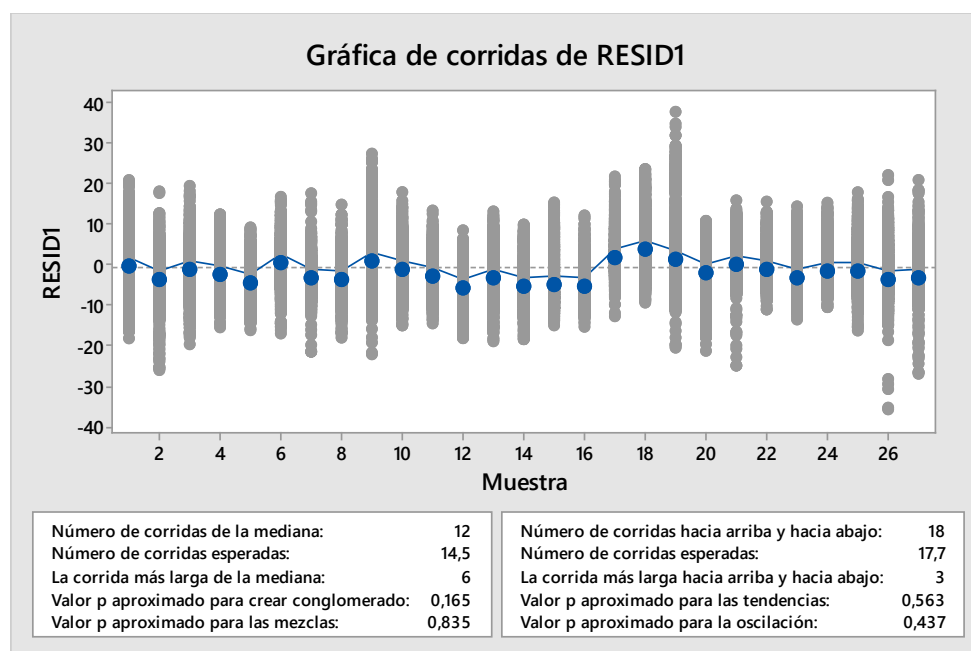


Figura 9. Test de rachas de los residuos con tamaño de subgrupo 1.000.

Por lo tanto, se intenta comprobar la independencia de los residuos mediante los gráficos de autocorrelación, que calculan y grafican la correlación entre observaciones de una serie de tiempo separadas por k unidades de tiempo. En la Figura 10 se observa que aparece una fuerte correlación en los residuos, por lo que existe dependencia temporal entre los residuos obtenidos. Sin embargo, esto puede deberse al carácter oscilatorio de la serie temporal. El motivo radica en que las propias variables reflejan en mayor o menor medida cierta persistencia temporal, dificultando que los errores cometidos en un período no estén relacionados de alguna manera con los cometidos en períodos previos. Por esta razón, no sería adecuado rechazar el modelo basándose en esta comprobación, aunque tampoco permite darlo por válido, por tanto es necesario realizar otro tipo de validación.

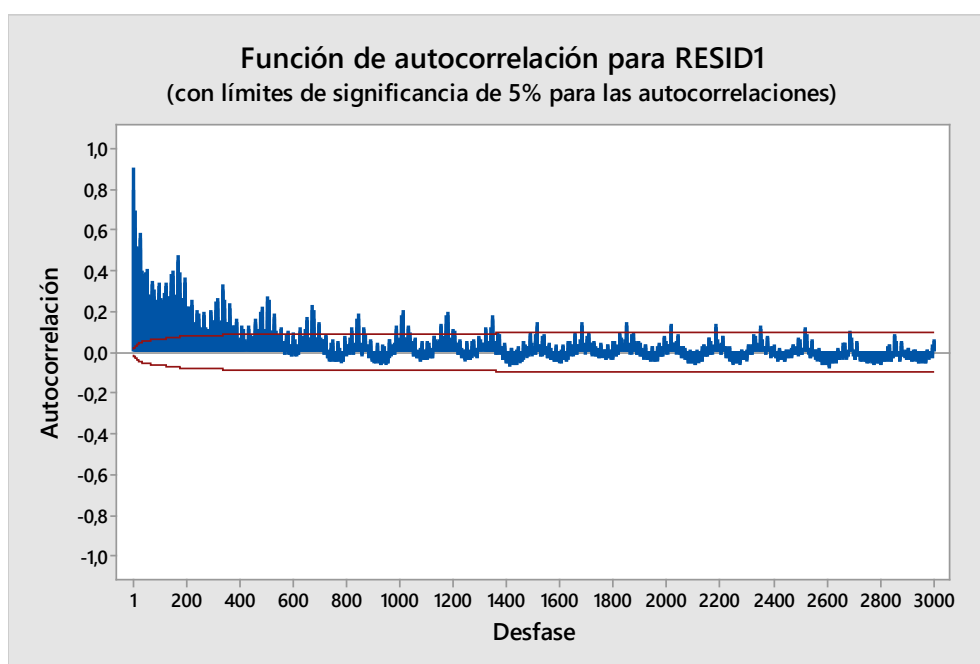


Figura 10. Gráfico de autocorrelación de los residuos.

Debido a la dificultad encontrada para verificar los supuestos del modelo de regresión mediante el análisis de las gráficas de residuos, se pretende validar el modelo mediante la **validación cruzada**. Como se ha explicado en el apartado anterior, esta técnica permite evaluar los resultados de un análisis estadístico mediante la partición de la base de datos en datos de entrenamiento, para ajustar el modelo, y datos de prueba, para validarlo. El análisis se repite k veces y se calcula la media de los factores obtenidos en las diferentes particiones, lo que permite comprobar también la estabilidad del modelo. Para ello se toman diez muestras de datos aleatorias mediante el software R como datos de entrenamiento para ajustar el modelo de regresión, reservando la otra mitad para su validación.

En la Figura 11 se muestra la bondad del ajuste de regresión para la primera de las iteraciones. El gráfico se realiza con los datos de prueba, es decir, la partición de datos reservados para validar. En rojo se representan los precios horarios del mercado diario calculados mediante la ecuación de regresión obtenida con los datos de entrenamiento y en azul su valor real. Se observa que el ajuste es bueno, exceptuando para algunos valores extremos, siendo el error promedio inferior al 10 %. El resto de iteraciones presentan las mismas conclusiones, por lo que se puede validar el modelo de regresión mediante validación cruzada.

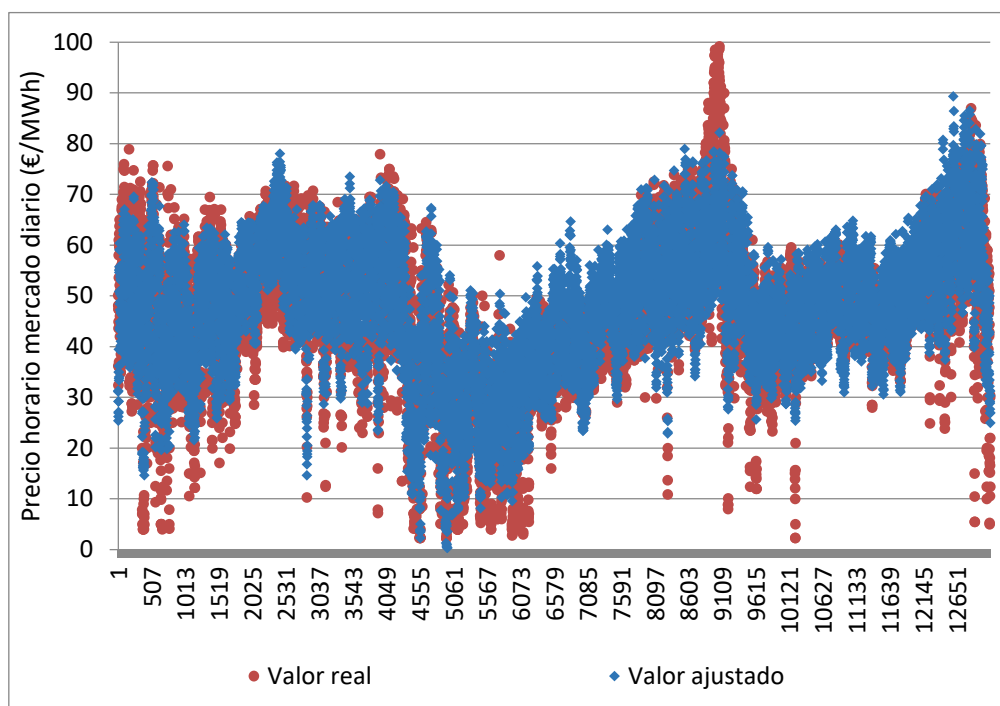


Figura 11. Ajuste del precio del mercado diario durante los años 2015, 2016 y 2017, en €/MWh, en la primera iteración del proceso de validación cruzada.

La Tabla 1 recoge los coeficientes de la ecuación de regresión obtenidos para cada variable en cada uno de los análisis, así como su valor medio. Se puede observar que, realizando diez iteraciones, la validación cruzada queda suficientemente probada y el valor medio de las diez iteraciones obtenido para cada término coincide con el que se había obtenido en el ajuste de regresión completo. De esta forma queda comprobada la estabilidad de dicho modelo, de la cual se podía llegar a dudar anteriormente al no poder verificar los supuestos relativos al error mediante la comprobación de los residuos.

Término	Análisis 1	Análisis 2	Análisis 3	Análisis 4	Análisis 5	Análisis 6
Constante	-20,61	-20,50	-18,15	-22,86	-19,17	-21,96
P48 Eólica	-0,000128	-0,000088	-0,000086	-0,000130	-0,000090	-0,000127
P48 Carbón	0,002113	0,002116	0,002097	0,002131	0,002147	0,002083
P48 Ciclo comb.	0,000798	0,000775	0,000759	0,000812	0,000779	0,000795
P48 Cogeneración	0,011678	0,012001	0,011513	0,012158	0,011569	0,012101
P48 Hidr. total	-0,000744	-0,000770	-0,000766	-0,000750	-0,000770	-0,000741
P48 Nuclear	0,001705	0,001634	0,001624	0,001717	0,001700	0,001644
P48 Sol térmica	-0,001960	-0,001981	-0,001953	-0,001996	-0,001828	-0,002116
P48 Sol fotov.	0,000937	0,000910	0,000874	0,000976	0,000789	0,001056
P48 Turb. bombeo	0,004916	0,004897	0,004941	0,004881	0,004898	0,004912
P48 Biomasa	0,018232	0,017586	0,018488	0,017339	0,017520	0,018296
BRENT	0,518250	0,522600	0,515590	0,524670	0,522750	0,518190
GAP	-0,000529	-0,000544	-0,000565	-0,000509	-0,000561	-0,000512

Término	Análisis 7	Análisis 8	Análisis 9	Análisis 10	MEDIA
Constante	-21,16	-19,91	-18,8	-22,24	-20,54
P48 Eólica	-0,000108	-0,000109	-0,0001	-0,000118	-0,000108
P48 Carbón	0,002103	0,002126	0,002097	0,002133	0,002115
P48 Ciclo comb.	0,000778	0,000793	0,000732	0,000838	0,000786
P48 Cogeneración	0,011946	0,011724	0,011887	0,011782	0,011836
P48 Hidr. total	-0,000757	-0,000758	-0,000755	-0,00076	-0,000757
P48 Nuclear	0,001615	0,001729	0,001561	0,001781	0,001671
P48 Sol térmica	-0,001917	-0,002023	-0,001897	-0,002053	-0,001972
P48 Sol fotov.	0,000917	0,000932	0,000859	0,000998	0,000925
P48 Turb. bombeo	0,004905	0,004914	0,004846	0,004967	0,004908
P48 Biomasa	0,018117	0,017705	0,017688	0,018092	0,017906
BRENT	0,524180	0,516760	0,515100	0,525330	0,520340
GAP	-0,000525	-0,000549	-0,000553	-0,00052	-0,000537

Tabla 1. Coeficientes de la ecuación de regresión obtenida para los diez análisis de validación cruzada.

D. Comprobación del modelo

Una vez que se ha realizado el ajuste, y tras verificar su estabilidad y validez, se puede valorar la capacidad predictiva del modelo. Se toman los coeficientes del ajuste de regresión y, siguiendo la ecuación de regresión, se calcula el precio medio del mercado diario del sistema eléctrico español con los valores medios de las variables predictoras como se recoge en la Tabla 2.

	Coefficiente	Valor	Resultado
Constante	-20,53		-20,53
P48 Eólica (MWh)	-0,000108	5498,15	-0,59
P48 Carbón (MWh)	0,002115	4880,88	10,32
P48 Ciclo combinado (MWh)	0,000786	3233,85	2,54
P48 Cogeneración (MWh)	0,011834	2981,27	35,28
P48 Hidráulica total (MWh)	-0,000757	3149,10	-2,38
P48 Nuclear (MWh)	0,001671	6327,74	10,57
P48 Solar térmica (MWh)	-0,001973	618,36	-1,22
P48 Solar fotovoltaica (MWh)	0,000925	895,28	0,83
P48 Turbinación bombeo (MWh)	0,004908	327,96	1,61
P48 Biomasa (MWh)	0,017904	400,95	7,18
BRENT (€/barril)	0,520410	44,90	23,37
GAP (MWh)	-0,000537	36448,17	-19,57
Precio M. diario estimado (€/MWh)			47,40

Tabla 2. Cálculo del precio del mercado diario mediante el modelo de regresión ajustado.

Se extrae que el precio medio del mercado diario para los tres años de estudio, 2015, 2016 y 2017, es de 47,40 €/MWh, que se asemeja mucho al precio real medio que fue de 48,57 €/MWh. La diferencia es de sólo el 2,41 %, por lo que el modelo se puede considerar adecuado. Además, en la Figura 12 se puede comprobar gráficamente el buen ajuste entre los precios horarios estimados y los precios reales. Se representa el valor del precio horario del mercado diario real en rojo y el ajustado, obtenido mediante el modelo de regresión, en azul con sus respectivas líneas de tendencia polinómicas.

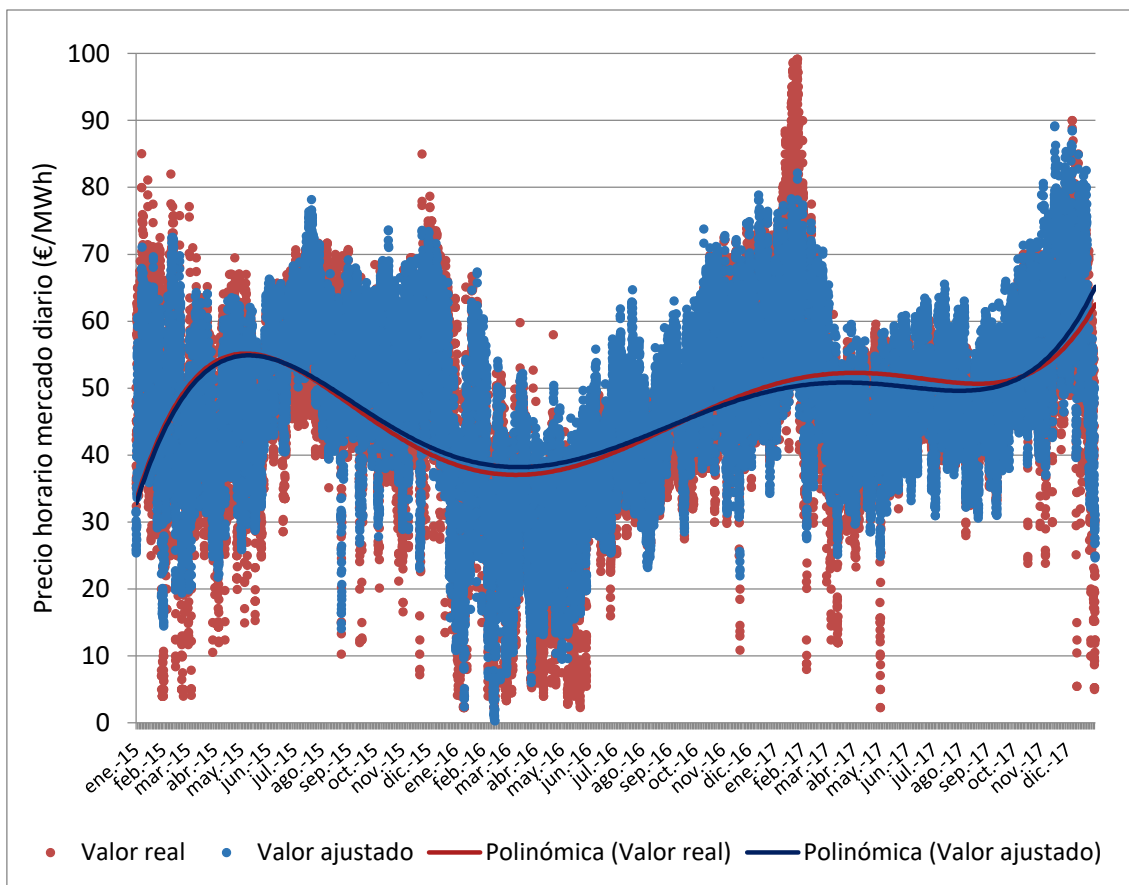


Figura 12. Gráfica del precio horario del mercado diario, en €/MWh, para los tres años de estudio.

RESUMEN DE LOS PRINCIPALES RESULTADOS OBTENIDOS EN EL ANÁLISIS TRIANUAL:

- Las variables *carbón*, *ciclo combinado* y *cogeneración* son las que más contribuyen a aumentar el precio del mercado diario.
- La energía *eólica* y el *GAP* (diferencia entre la potencia de generación disponible y la demanda del sistema eléctrico) son las que más contribuyen a reducir el precio.
- Las variables más explicativas son *carbón* y *GAP*, capaces de explicar un 62 % y un 45 % respectivamente del comportamiento del precio.
- Se ha conseguido realizar un ajuste de regresión con 12 variables con una precisión del 82 %.

4.3. Análisis mediante un modelo de regresión para cada año

De igual forma que en el caso anterior, se analiza la influencia en el precio del mercado diario de OMIE de las diferentes tecnologías de producción, el precio del petróleo y la energía demandada mediante un ajuste de regresión. En este caso se realiza un análisis independiente para cada año, para adaptar cada estudio a las peculiaridades del año correspondiente. Se muestran a continuación los principales resultados obtenidos, ya que el procedimiento seguido es el mismo que en el análisis trianual anterior, para ver el desarrollo completo consultar los Anexos 2, 3 y 4 respectivamente.

4.3.1. Análisis año 2015

En primer lugar, se estudia la correlación siguiendo los mismos pasos que en el apartado 4.2.A. Para disponer de los datos de una forma más accesible se añade una tabla que recoge las correlaciones de cada variable del modelo con la variable que contiene el precio del mercado diario, ver Tabla 3. Los datos referentes a los años 2016 y 2017 se explicarán en su correspondiente apartado (4.3.2 y 4.3.3 respectivamente).

	2015	2016	2017
P48 Eólica	-0,561	-0,557	-0,226
P48 Carbón	0,795	0,833	0,741
P48 Ciclo combinado	0,690	0,743	0,598
P48 Cogeneración	0,713	0,731	0,586
P48 Hidráulica total	0,283	-0,337	0,298
P48 Nuclear	-0,046	-0,059	-0,060
P48 Solar térmica	0,216	-0,033	-0,102
P48 Solar fotovoltaica	0,178	0,002	0,007
P48 Turb. bombeo	0,286	0,124	0,365
P48 Residuos	0,307	0,351	0,263
P48 Biomasa	0,413	0,296	0,318
BRENT	-0,128	0,502	0,310
GAP	-0,868	-0,728	-0,645
Energía final	0,657	0,418	0,562

Tabla 3. Correlaciones de las variables explicativas con la variable Mercado diario obtenidas para cada uno de los tres años de estudio.

Del mismo modo que en el análisis completo de los tres años, la correlación de Pearson indica que las relaciones más significativas entre el precio del mercado diario y el resto de variables son las que se producen entre éste y la producción de energía mediante *carbón* (0,795), *ciclo combinado* (0,690) y *cogeneración* (0,713), así como con el *GAP* (-0,868). También se obtiene que existe una relación positiva moderada con la *energía final* (0,657) y que la generación de energía *eólica* es, tras el *GAP*, la variable que tiene la correlación inversa más significativa con el precio del mercado eléctrico (-0,561).

Puede llamar la atención que la correlación entre el precio del mercado diario y la producción *hidroeléctrica* sea positiva (0,283), esto puede deberse a que 2015 fue un año seco y la hidráulica no contribuyó lo suficiente a reducir el precio de la electricidad, coincidiendo con un precio más elevado en sus horas de producción (quizá por la gestión de las reservas hídricas). También destaca la moderada correlación positiva entre la generación solar, tanto *térmica* (0,216) como *fotovoltaica* (0,178), aunque puede deberse a que las horas de mayor producción solar coinciden, en gran parte, con las horas de mayor demanda y por tanto precios más elevados. En cualquier caso, su porcentaje de cobertura de la demanda es muy bajo, por lo que esta correlación va a tener una influencia baja. Del mismo modo, la generación mediante la quema de *residuos* y *biomasa* (0,307 y 0,413) y la *turbinación de bombeo* (0,286) muestran una moderada correlación positiva, pero no van a explicar mucho debido a su baja presencia.

Se observa que el precio del barril de petróleo *BRENT* muestra una ligera correlación negativa en 2015 (-0,128), esto puede deberse al desajuste que se produce durante este año entre la tendencia de esta variable y la generación con tecnologías térmicas. El precio del mercado en 2015 está muy influido por la mayor o menor disponibilidad de eólica a lo largo de los meses del año, por la necesidad de introducir generación térmica con mayor precio marginal en los meses de verano donde coinciden mayor demanda y menos viento. Casualmente este incremento del precio en los meses hacia el verano coincide con una disminución acusada del precio del Brent, ver Tabla 4 y Figura 13.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Hidráulica (GWh)	2.789	3.758	4.078	2.793	3.189	2.611	2.165	1.837	1.764	1.896	2.164	1.771	30.815
Nuclear (GWh)	5.243	4.721	5.206	4.690	3.554	3.772	4.799	4.964	4.874	4.095	3.973	4.864	54.755
Carbón (GWh)	4.900	2.942	2.591	2.956	2.829	5.331	6.063	5.202	4.598	4.305	4.578	4.628	50.924
Ciclo comb. (GWh)	2.293	1.716	1.625	1.667	1.601	1.879	3.407	2.337	2.000	2.082	2.094	2.633	25.334
Eólica (GWh)	4.912	5.948	4.865	3.905	4.800	2.871	3.053	3.236	3.003	3.885	3.700	3.529	47.707
Solar fotov. (GWh)	493	469	678	718	881	848	889	792	691	509	501	369	7.839
Solar térmic. (GWh)	177	191	416	393	695	734	889	608	483	188	227	85	5.085
Otras renov. (GWh)	401	328	381	295	373	387	409	420	401	417	405	400	4.615
Cogenerac. (GWh)	2.158	1.938	2.090	1.984	2.055	2.036	2.150	2.028	2.142	2.209	2.117	2.168	25.076
Residuos (GWh)	146	124	138	122	163	182	178	176	170	175	174	140	1.886
Generación (GWh)	23.513	22.135	22.066	19.522	20.140	20.651	24.002	21.601	20.125	19.762	19.933	20.586	254.036
Cons. bombeo (GWh)	-480	-544	-479	-406	-423	-154	-168	-301	-245	-374	-437	-509	-4.520
Penin.-Balear (GWh)	-111	-112	-101	-88	-66	-123	-181	-170	-120	-99	-72	-94	-1.336
Interc. internac. (GWh)	-259	-559	-397	-296	181	1	-184	-252	-170	437	453	912	-133
Demanda (GWh)	22.663	20.920	21.090	18.733	19.832	20.374	23.469	20.878	19.590	19.724	19.877	20.896	248.047
M. diario (€/MWh)	53,54	44,62	44,24	46,59	45,91	55,52	60,53	56,71	52,63	50,84	52,68	54,38	51,67
Precio tot. (€/MWh)	67,08	58,75	56,73	59,52	58,06	67,01	72,53	65,16	61,06	60,30	62,11	63,67	62,86
Brent (€/barril)	41,55	51,15	51,76	55,03	57,43	54,64	51,47	42,31	42,39	43,12	41,10	34,92	47,24

Tabla 4. Cobertura de la demanda desglosada por tecnología, precio de la electricidad en el mercado diario y total final y precio del barril de petróleo Brent durante el año 2015 (fuente: REE, 2018a).

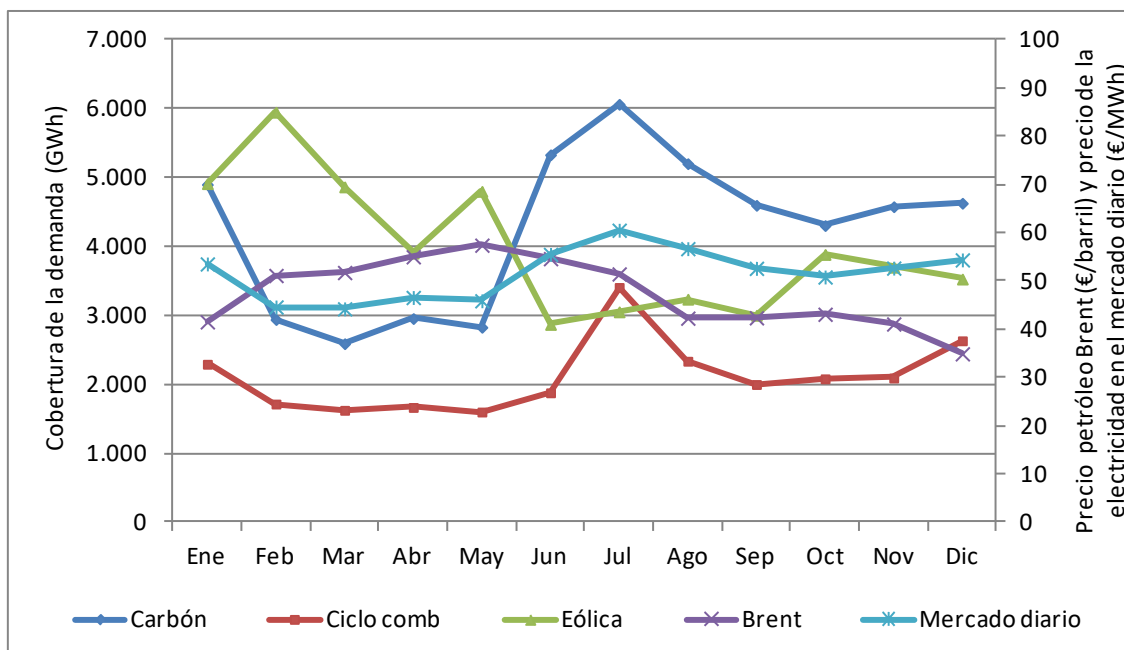


Figura 13. Cobertura de la demanda mediante carbón, ciclo combinado y eólica y precios del barril de petróleo Brent y de la electricidad en el mercado diario a lo largo del año 2015.

En segundo lugar, se realiza la regresión de los mejores subconjuntos, que identifica los modelos de subconjuntos que generan los valores de R^2 más altos, del mismo modo que en el apartado 4.2.B. Se obtiene que la variable *carbón* puede explicar el 63 % del comportamiento del precio del mercado diario, similar al caso anterior, mientras que el *GAP* explicaría un 75 %, mucho más que en el análisis trianual. En el Anexo 2 se pueden ver los sucesivos subconjuntos con un mayor número de variables. Un modelo con dos variables podría explicar hasta un 81 % del comportamiento del mercado eléctrico. En caso de emplear tres, se supera el 82 %. El Cp de Mallows es adecuado incluyendo todas las variables, así que se sigue adelante con todas ellas.

En tercer lugar, se utiliza la regresión para realizar un primer ajuste del modelo con los predictores continuos. Siguiendo los mismos pasos que en el apartado 4.2.C, se detecta que la variable *Energía final* presenta problemas de multicolinealidad severa al presentar un VIF muy superior a 10, por lo que se excluye del modelo. En cuanto a los p-valores, los de las variables *Nuclear* (0,080), *Solar térmica* (0,271) y *BRENT* (0,964) indican que dichas variables no están relacionadas con *Mercado diario* en un nivel α de 0,05, por lo que es apropiado obviarlas en el modelo, ver Anexo 2.

Tras retirar estas variables, se realiza un segundo ajuste, ver Figura 14, y se comprueba que el VIF de las que permanecen en el modelo se encuentra entre 1 y 6, lo que permite afirmar que están moderadamente relacionadas pero no existe multicolinealidad.

Análisis de regresión: M. diario vs. P48 Eólica; P48 Carbón; P48 Ciclo comb; ...

Análisis de Varianza

Fuente	GL	SC Ajust.	MC Ajust.	Valor F	Valor p
Regresión	10	1119353	111935	4431,71	0,000
P48 Eólica	1	4761	4761	188,49	0,000
P48 Carbón	1	38045	38045	1506,28	0,000
P48 Ciclo combinado	1	4033	4033	159,67	0,000
P48 Cogeneración	1	9449	9449	374,10	0,000
P48 Hidr. total	1	353	353	13,96	0,000
P48 Sol. fotovoltaica	1	2715	2715	107,49	0,000
P48 Turb. bombeo	1	7380	7380	292,20	0,000
P48 Residuos	1	2832	2832	112,12	0,000
P48 Biomasa	1	523	523	20,69	0,000
GAP	1	29529	29529	1169,11	0,000
Error	8749	220981	25		
Total	8759	1340333			

Resumen del modelo

S	R-cuad.	R-cuad. (ajustado)	R-cuad. (pred)
5,02571	83,51%	83,49%	83,47%

Coeficientes

Término	Coef	EE del coef.	Valor T	Valor p	VIF
Constante	52,58	1,73	30,34	0,000	
P48 Eólica	-0,000345	0,000025	-13,73	0,000	2,19
P48 Carbón	0,001679	0,000043	38,81	0,000	3,55
P48 Ciclo combinado	0,000698	0,000055	12,64	0,000	2,25
P48 Cogeneración	0,006469	0,000334	19,34	0,000	3,97
P48 Hidr. total	0,000204	0,000055	3,74	0,000	3,07
P48 Sol. fotovoltaica	0,000517	0,000050	10,37	0,000	1,14
P48 Turb. bombeo	0,003206	0,000188	17,09	0,000	1,49
P48 Residuos	-0,02758	0,00260	-10,59	0,000	2,70
P48 Biomasa	0,00558	0,00123	4,55	0,000	1,59
GAP	-0,000932	0,000027	-34,19	0,000	6,48

Ecuación de regresión

M. diario = 52,58 - 0,000345 P48 Eólica + 0,001679 P48 Carbón
+ 0,000698 P48 Ciclo combinado
+ 0,006469 P48 Cogeneración + 0,000204 P48 Hidr. total
+ 0,000517 P48 Sol. fotovoltaica + 0,003206 P48 Turb. bombeo
- 0,02758 P48 Residuos + 0,00558 P48 Biomasa - 0,000932 GAP

Figura 14. Análisis de regresión corregido para el año 2015.

En este caso también se tiene un valor de S bajo, por lo que parece que el modelo describe adecuadamente la respuesta. Para verificar si el modelo cumple con los supuestos relativos al error se examinan las gráficas de residuos (normalidad, varianza constante e independencia). Como en el análisis trianual, se encuentran dificultades para tomar una decisión sobre la validez del modelo siguiendo esta comprobación por lo que se recurre a la validación cruzada obteniendo un resultado positivo.

Una vez que se ha realizado el ajuste y se ha verificado la validez del modelo (ver Anexo 2), se puede valorar la capacidad predictiva del modelo del mismo modo que en el apartado 4.2.D. La Tabla 5 recoge el cálculo del precio medio anual para 2015 del mercado diario del sistema eléctrico español siguiendo la ecuación de regresión obtenida con los valores medios de las variables explicativas.

	Coefficiente	Valor	Resultado
Constante	52,58		52,58
P48 Eólica (MWh)	-0,000345	5527,88	-1,91
P48 Carbón (MWh)	0,001679	5801,16	9,74
P48 Ciclo combinado (MWh)	0,000698	2901,78	2,03
P48 Cogeneración (MWh)	0,006469	2794,70	18,08
P48 Hidráulica total (MWh)	0,000204	3254,64	0,66
P48 Solar fotovoltaica (MWh)	0,000517	909,57	0,47
P48 Turbinación bombeo (MWh)	0,003206	358,03	1,15
P48 Residuos (MWh)	-0,027580	44,40	-1,22
P48 Biomasa (MWh)	0,005580	536,68	2,99
GAP (MWh)	-0,000932	36759,36	-34,26
Precio M. diario estimado (€/MWh)			50,31

Tabla 5. Cálculo del precio del mercado diario mediante el modelo de regresión ajustado.

Se extrae que el precio medio del mercado diario para el año 2015 es de 50,31 €/MWh, que también se asemeja mucho al precio real medio que fue de 51,67 €/MWh. La diferencia es de sólo el 2,63 %, por lo que el modelo se puede considerar adecuado. De nuevo, en la Figura 15 se puede comprobar gráficamente el buen ajuste entre los precios horarios estimados y los precios reales.

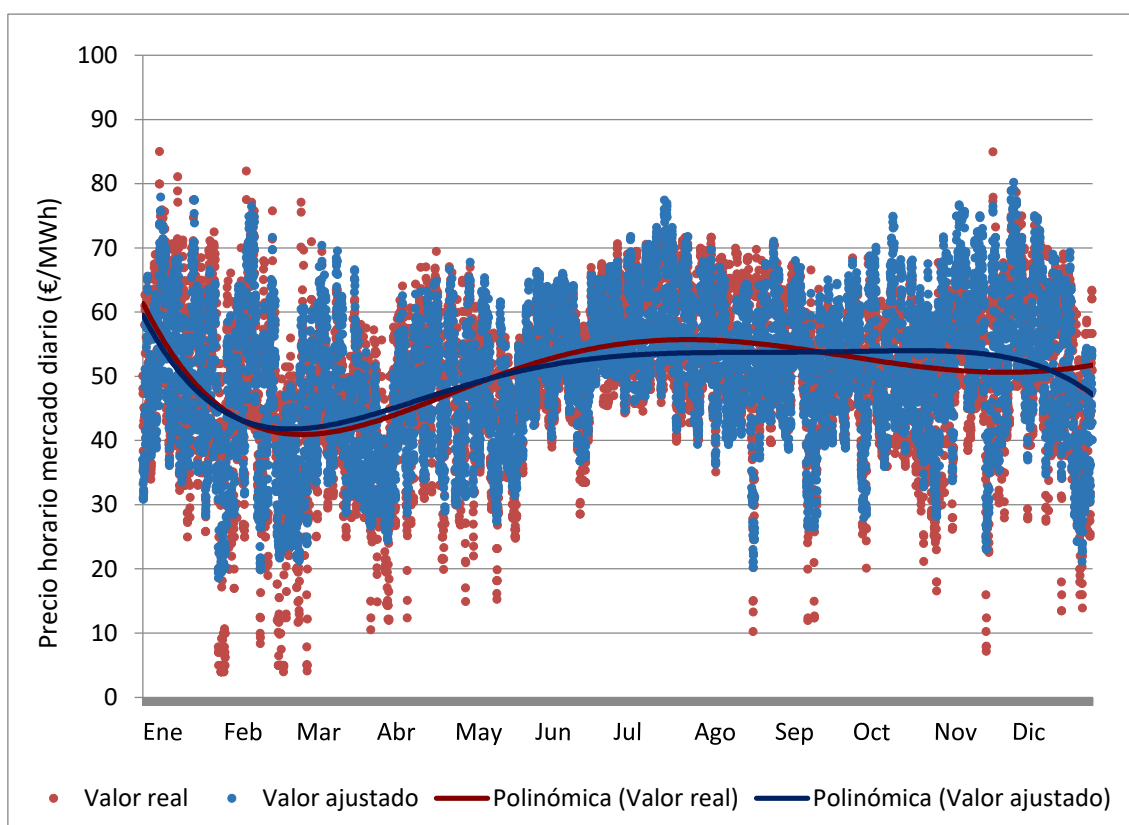


Figura 15. Gráfica del precio horario del mercado diario, en €/MWh, para el año 2015.

RESUMEN DE LOS PRINCIPALES RESULTADOS OBTENIDOS EN EL ANÁLISIS DE 2015:

- Las variables *carbón*, *cogeneración* y *ciclo combinado* son las que más contribuyen a aumentar el precio del mercado diario, seguidas muy de cerca por la *energía final* demandada.
- La energía *eólica* y el *GAP* (diferencia entre la potencia de generación disponible y la demanda del sistema eléctrico) son las que más contribuyen a reducir el precio.
- Las variables más explicativas son *GAP* y *carbón*, capaces de explicar un 75 % y un 63 % respectivamente del comportamiento del precio.
- Se ha conseguido realizar un ajuste de regresión con 10 variables con una precisión superior al 83 %.

4.3.2. Análisis año 2016

De nuevo, siguiendo los mismos pasos que en el apartado 4.2.A, la correlación de Pearson indica que las relaciones más significativas entre el precio del mercado diario y el resto de variables son las que se producen entre éste y la producción de energía mediante *carbón* (0,833), *ciclo combinado* (0,743) y *cogeneración* (0,731), así como con el *GAP* (-0,728). Asimismo, muestra una moderada relación positiva con la *energía final* (0,418). De nuevo, la generación de energía *eólica* es, tras el *GAP*, la variable que tiene la correlación negativa más significativa con el precio del mercado eléctrico (-0,557). También se detecta una correlación inversa, aunque menos significativa, con la generación *hidráulica* (-0,337), debido a que 2016 fue un año húmedo y la hidráulica contribuyó a reducir el precio de la electricidad.

Como en el modelo trianual, la generación mediante la quema de *residuos* y *biomasa* (0,351 y 0,296) y la *turbinación de bombeo* (0,124) muestran una apreciable correlación positiva, pero no van a explicar mucho debido a su baja presencia. En el caso del barril de petróleo *BRENT* esta correlación es moderada (0,502) influyendo al alza en el precio del mercado eléctrico.

En segundo lugar, se realiza la regresión de los mejores subconjuntos del mismo modo que en el apartado 4.2.B. Se obtiene que la variable *carbón* puede explicar el 69 % del comportamiento del precio del mercado diario, mayor porcentaje que en los casos anteriores, mientras que la segunda variable más explicativa sería la referente al *ciclo combinado* (55 %). En el Anexo 3 se puede ver que un modelo con dos variables podría explicar hasta un 78 % del comportamiento del mercado eléctrico. En caso de emplear tres, se alcanza el 81 %, un punto menos que en el 2015. El Cp de Mallows es adecuado.

De nuevo, siguiendo los mismos pasos que en el apartado 4.2.C, se utiliza la regresión para ajustar el modelo con los predictores continuos. En un primer ajuste en el que se toman todas las variables se obtiene que la variable *Energía final* es la única que presenta problemas tanto de multicolinealidad ($VIF > 10$) como de relevancia ($p\text{-valor} > 0,05$), por lo tanto se excluye del modelo y se realiza un nuevo análisis obteniendo el ajuste que se muestra en la Figura 16.

Análisis de regresión: M. diario vs. P48 Eólica; P48 Carbón; P48 Ciclo comb; ...

Análisis de Varianza

Fuente	GL	SC Ajust.	MC Ajust.	Valor F	Valor p
Regresión	13	1699392	130722	4599,10	0,000
P48 Eólica	1	2063	2063	72,56	0,000
P48 Carbón	1	18986	18986	667,96	0,000
P48 Ciclo combinado	1	22044	22044	775,55	0,000
P48 Cogeneración	1	56722	56722	1995,62	0,000
P48 Hidr. total	1	14542	14542	511,64	0,000
P48 Nuclear	1	370	370	13,03	0,000
P48 Sol. térmica	1	4832	4832	170,00	0,000
P48 Sol. fotovoltaica	1	1678	1678	59,05	0,000
P48 Turb. bombeo	1	26263	26263	923,98	0,000
P48 Residuos	1	3571	3571	125,62	0,000
P48 Biomasa	1	11921	11921	419,42	0,000
BRENT (€)	1	26152	26152	920,10	0,000
GAP	1	3897	3897	137,12	0,000
Error	8770	249274	28		
Total	8783	1948666			

Resumen del modelo

S	R-cuad.	R-cuad. (ajustado)	R-cuad. (pred)
5,33137	87,21%	87,19%	87,16%

Coeficientes

Término	Coef	EE del coef.	Valor T	Valor p	VIF
Constante	-22,84	2,06	-11,09	0,000	
P48 Eólica	-0,000230	0,000027	-8,52	0,000	2,33
P48 Carbón	0,001384	0,000054	25,84	0,000	5,05
P48 Ciclo combinado	0,001326	0,000048	27,85	0,000	2,75
P48 Cogeneración	0,013591	0,000304	44,67	0,000	2,43
P48 Hidr. total	-0,001100	0,000049	-22,62	0,000	4,00
P48 Nuclear	-0,000287	0,000080	-3,61	0,000	1,34
P48 Sol. térmica	-0,001895	0,000145	-13,04	0,000	3,50
P48 Sol. fotovoltaica	0,000681	0,000089	7,68	0,000	3,00
P48 Turb. bombeo	0,004872	0,000160	30,40	0,000	1,59
P48 Residuos	0,011121	0,000992	11,21	0,000	3,60
P48 Biomasa	0,02833	0,00138	20,48	0,000	3,57
BRENT (€)	0,4485	0,0148	30,33	0,000	2,68
GAP	-0,000319	0,000027	-11,71	0,000	6,96

Ecuación de regresión

M. diario = -22,84 - 0,000230 P48 Eólica + 0,001384 P48 Carbón
 + 0,001326 P48 Ciclo combinado
 + 0,013591 P48 Cogeneración - 0,001100 P48 Hidr. total -
 0,000287 P48 Nuclear
 - 0,001895 P48 Sol. térmica + 0,000681 P48 Sol. fotovoltaica
 + 0,004872 P48 Turb. bombeo + 0,011121 P48 Residuos
 + 0,02833 P48 Biomasa
 + 0,4485 BRENT (€) - 0,000319 GAP

Figura 16. Análisis de regresión corregido para el año 2016.

Una vez realizado el ajuste, y tras verificar su validez (ver detalles en Anexo 3), se puede valorar la capacidad predictiva del modelo. Para ello se sigue el mismo procedimiento que en el apartado 4.2.D tal y como se recoge en la Tabla 6.

	Coefficiente	Valor	Resultado
Constante	-22,84		-22,84
P48 Eólica (MWh)	-0,00023	5462,62	-1,26
P48 Carbón (MWh)	0,001384	3982,39	5,51
P48 Ciclo combinado (MWh)	0,001326	2911,77	3,86
P48 Cogeneración (MWh)	0,013591	2959,13	40,22
P48 Hidráulica total (MWh)	-0,001100	4120,15	-4,53
P48 Nuclear (MWh)	-0,000287	6382,76	-1,83
P48 Solar térmica (MWh)	-0,001895	600,81	-1,14
P48 Solar fotovoltaica (MWh)	0,000681	859,77	0,59
P48 Turbinación bombeo (MWh)	0,004872	352,97	1,72
P48 Residuos (MWh)	0,011121	329,97	3,67
P48 Biomasa (MWh)	0,028330	336,97	9,55
BRENT (€/barril)	0,448500	39,49	17,71
GAP (MWh)	-0,000319	36164,47	-11,54
Precio M. diario estimado (€/MWh)			39,69

Tabla 6. Cálculo del precio del mercado diario mediante el modelo de regresión ajustado.

Se obtiene que el precio medio del mercado diario para el año 2016 es de 39,69 €/MWh, valor que se asemeja mucho al precio real medio de dicho año que fue de 40,63 €/MWh. La diferencia es de sólo el 2,31 %, por lo que el modelo se puede considerar adecuado. En la Figura 17 se puede comprobar gráficamente el buen ajuste entre los precios horarios estimados y los precios reales.

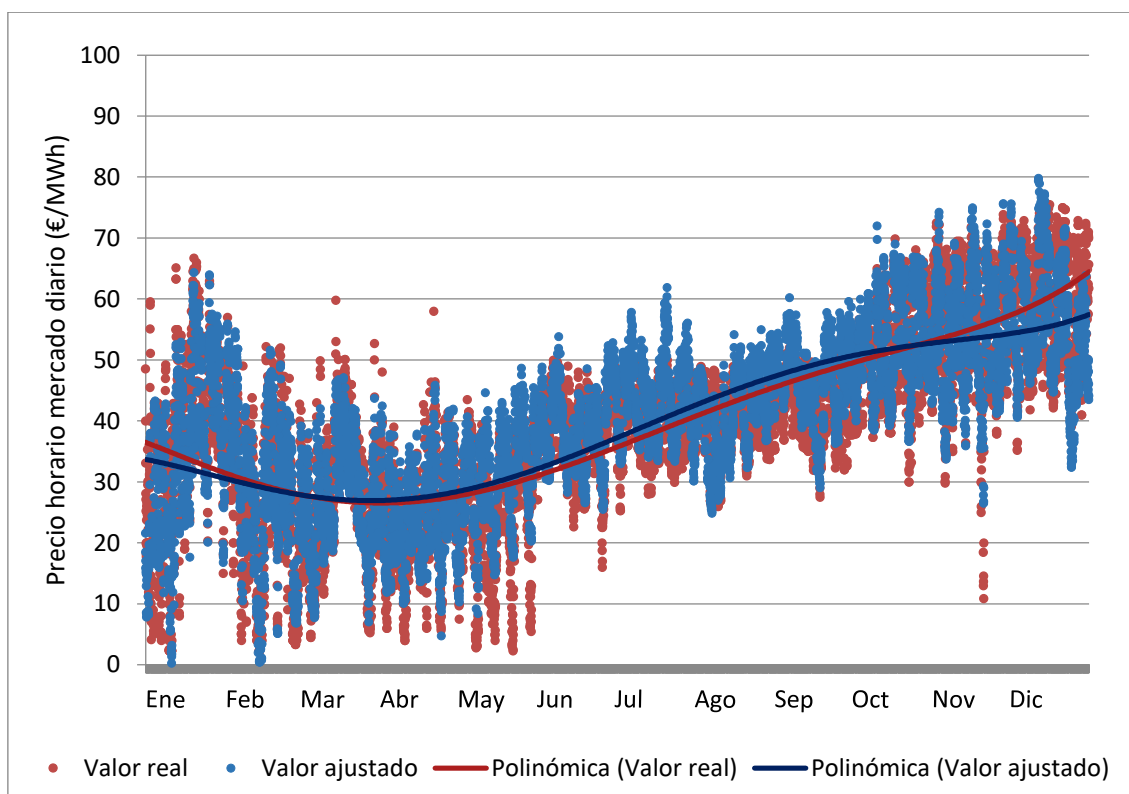


Figura 17. Gráfica del precio horario del mercado diario, en €/MWh, para el año 2016.

RESUMEN DE LOS PRINCIPALES RESULTADOS OBTENIDOS EN EL ANÁLISIS DE 2016:

- Las variables *carbón*, *ciclo combinado* y *cogeneración* son las que más contribuyen a aumentar el precio del mercado diario.
- La energía *eólica* y el *GAP* (diferencia entre la potencia de generación disponible y la demanda del sistema eléctrico) son las que más contribuyen a reducir el precio.
- Las variables más explicativas son *carbón* y *ciclo combinado*, capaces de explicar un 69 % y un 55 % respectivamente del comportamiento del precio.
- Se ha conseguido realizar un ajuste de regresión con 13 variables con una precisión superior al 87 %.

4.3.3. Análisis año 2017

Siguiendo los mismos pasos que en el apartado 4.2.A, se estudia la correlación de las distintas variables explicativas con la variable *Mercado diario*. Como en los casos anteriores, la correlación de Pearson señala que las relaciones más significativas entre el precio del mercado diario y el resto de variables son las que se producen entre éste y la producción de energía mediante *carbón* (0,741), *ciclo combinado* (0,598) y *cogeneración* (0,586), así como con el *GAP* (-0,645) y la *energía* final (0,562). Nuevamente, la generación de energía *eólica* es, tras el *GAP*, la variable que tiene la correlación inversa más significativa con el precio del mercado eléctrico, aunque en este caso es menor que en los años anteriores (-0,226). Esto puede deberse a que, a diferencia de lo que ocurre durante los dos años anteriores, en los que la cobertura eólica sigue una clara tendencia opuesta a la del precio del mercado diario, en este año esta tendencia opuesta deja de ser tan evidente. En la Figura 18 puede apreciarse cómo la tendencia enfrentada entre ambas curvas deja de cumplirse durante la segunda mitad del año 2017 en la que siguen una tendencia similar. Hay que tener en cuenta que, aunque la generación eólica es uno de los factores más influyentes en el precio del mercado diario, éste se ve influenciado por otros factores.

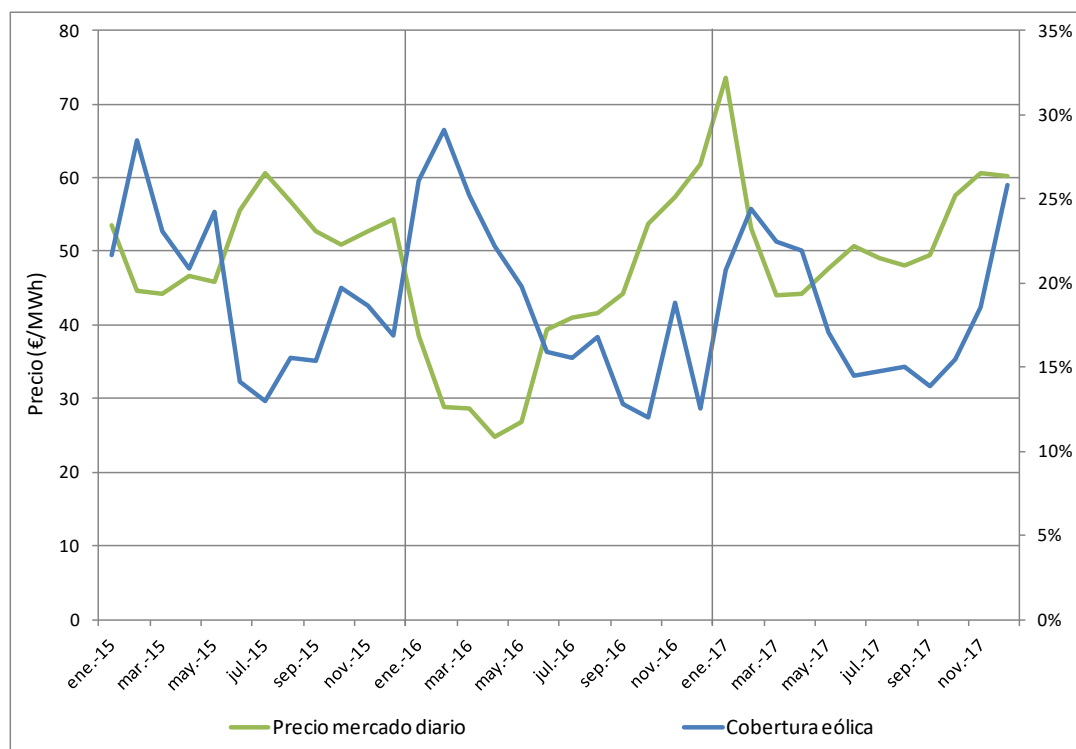


Figura 18. Evolución del precio del mercado diario, en €/MWh, y de la cobertura eólica, en porcentaje sobre el total de energía demandada, a lo largo de los años 2015, 2016 y 2017.

Con la producción *hidroeléctrica* ocurre lo mismo que en el año 2015, su correlación con el precio del mercado diario es positiva (0,298), probablemente debido a la sequía que imperó durante 2017, que no permitió a la hidráulica reducir el precio de la electricidad notablemente. Por otro lado, la generación mediante la quema de *residuos* y *biomasa* (0,263 y 0,318) y la *turbina de bombeo* (0,365) muestran una moderada correlación positiva, pero no van a explicar mucho debido a su baja presencia. En el caso del barril de petróleo *BRENT* esta correlación es positiva (0,310) influyendo al alza en el precio del mercado eléctrico.

En segundo lugar, se identifican los modelos de subconjuntos que generan los valores de R^2 más altos de igual modo que en el apartado 4.2.B. Se obtiene que la variable *carbón* puede explicar casi el 55 % del comportamiento del precio del mercado diario, menos que en los casos anteriores, mientras que el *GAP* explicaría un 41 %. En el Anexo 4 se puede apreciar que un modelo con dos variables podría explicar casi el 63 % del comportamiento del mercado eléctrico. En caso de emplear tres, se supera el 69 %. El *Cp* de Mallows es adecuado, así que se sigue adelante con todas las variables.

Siguiendo los mismos pasos que en el apartado 4.2.C, se realiza un primer ajuste del modelo con todos los predictores y se detecta que la variable *Energía final* presenta problemas de multicolinealidad severa al presentar un VIF muy superior a 10. Por otro lado, la variable *Solar térmica* no está relacionada con *Mercado diario* en un nivel α de 0,05. Por lo tanto se excluyen ambas variables del modelo.

Tras retirar estas variables se realiza un nuevo ajuste del modelo, mostrado en la Figura 19, y se comprueba que el VIF de las que permanecen en el modelo se encuentra en general entre 1 y 6, lo que permite afirmar que están moderadamente relacionadas pero no existe multicolinealidad.

Análisis de regresión: M. diario vs. P48 Eólica; P48 Carbón; P48 Ciclo comb; ...

Análisis de Varianza

Fuente	GL	SC Ajust.	MC Ajust.	Valor F	Valor p
Regresión	12	1015939	84662	2427,42	0,000
P48 Eólica	1	2412	2412	69,16	0,000
P48 Carbón	1	110947	110947	3181,08	0,000
P48 Ciclo combinado	1	630	630	18,06	0,000
P48 Cogeneración	1	195	195	5,60	0,018
P48 Hidr. total	1	6733	6733	193,06	0,000
P48 Nuclear	1	23201	23201	665,22	0,000
P48 Sol. fotovoltaica	1	311	311	8,91	0,003
P48 Turb. bombeo	1	2628	2628	75,36	0,000
P48 Residuos	1	10369	10369	297,30	0,000
P48 Biomasa	1	1673	1673	47,97	0,000
BRENT (€)	1	51994	51994	1490,77	0,000
GAP	1	31887	31887	914,27	0,000
Error	8747	305071	35		
Total	8759	1321010			

Resumen del modelo

S	R-cuad.	R-cuad. (ajustado)	R-cuad. (pred)
5,90569	76,91%	76,87%	76,83%

Coeficientes

Término	Coef	EE del coef.	Valor T	Valor p	VIF
Constante	-0,90	1,90	-0,47	0,636	
P48 Eólica	0,000251	0,000030	8,32	0,000	2,11
P48 Carbón	0,002948	0,000052	56,40	0,000	2,62
P48 Ciclo combinado	0,000181	0,000043	4,25	0,000	3,35
P48 Cogeneración	0,001119	0,000473	2,37	0,018	2,12
P48 Hidr. total	0,001072	0,000077	13,89	0,000	2,12
P48 Nuclear	0,002618	0,000101	25,79	0,000	1,58
P48 Sol. fotovoltaica	-0,000171	0,000057	-2,99	0,003	1,13
P48 Turb. bombeo	0,001845	0,000213	8,68	0,000	1,50
P48 Residuos	0,02997	0,00174	17,24	0,000	1,42
P48 Biomasa	0,01257	0,00181	6,93	0,000	1,64
BRENT (€)	0,6514	0,0169	38,61	0,000	1,37
GAP	-0,000893	0,000030	-30,24	0,000	6,05

Ecuación de regresión

M. diario = -0,90 + 0,000251 P48 Eólica + 0,002948 P48 Carbón
+ 0,000181 P48 Ciclo combinado
+ 0,001119 P48 Cogeneración + 0,001072 P48 Hidr. total
+ 0,002618 P48 Nuclear
- 0,000171 P48 Sol. fotovoltaica + 0,001845 P48 Turb. bombeo

Figura 19. Análisis de regresión corregido para el año 2017.

Una vez que se ha realizado el ajuste y se ha verificado su validez (ver Anexo 4), se puede valorar la capacidad predictiva del modelo. Se toman los coeficientes del ajuste de regresión y se calcula el precio medio del mercado diario del sistema eléctrico español, como se recoge en la Tabla 7, con los valores medios de las variables predictoras siguiendo la ecuación de regresión.

	Coeficiente	Valor	Resultado
Constante	-0,90		-0,90
P48 Eólica (MWh)	0,000251	5504,04	1,38
P48 Carbón (MWh)	0,002948	4861,56	14,33
P48 Ciclo combinado (MWh)	0,000181	3888,89	0,70
P48 Cogeneración (MWh)	0,001119	3190,04	3,57
P48 Hidráulica total (MWh)	0,001072	2069,84	2,22
P48 Nuclear (MWh)	0,002618	6350,20	16,62
P48 Solar fotovoltaica (MWh)	-0,000171	916,60	-0,16
P48 Turbinación bombeo (MWh)	0,001845	272,82	0,50
P48 Residuos (MWh)	0,029970	368,39	11,04
P48 Biomasa (MWh)	0,012570	329,36	4,14
BRENT (€/barril)	0,651400	48,03	31,28
GAP (MWh)	-0,000893	36421,46	-32,52
Precio M. diario estimado (€/MWh)			52,22

Tabla 7. Cálculo del precio del mercado diario mediante el modelo de regresión ajustado para 2017.

Se extrae que el precio medio del mercado diario para el año 2017 es de 52,22 €/MWh, muy similar al precio real medio de ese año que fue de 53,41 €/MWh. La diferencia es de sólo el 2,23 %, por lo que el modelo se puede considerar válido. Además, en la Figura 20 se puede comprobar gráficamente el buen ajuste entre los precios horarios estimados y los precios reales.

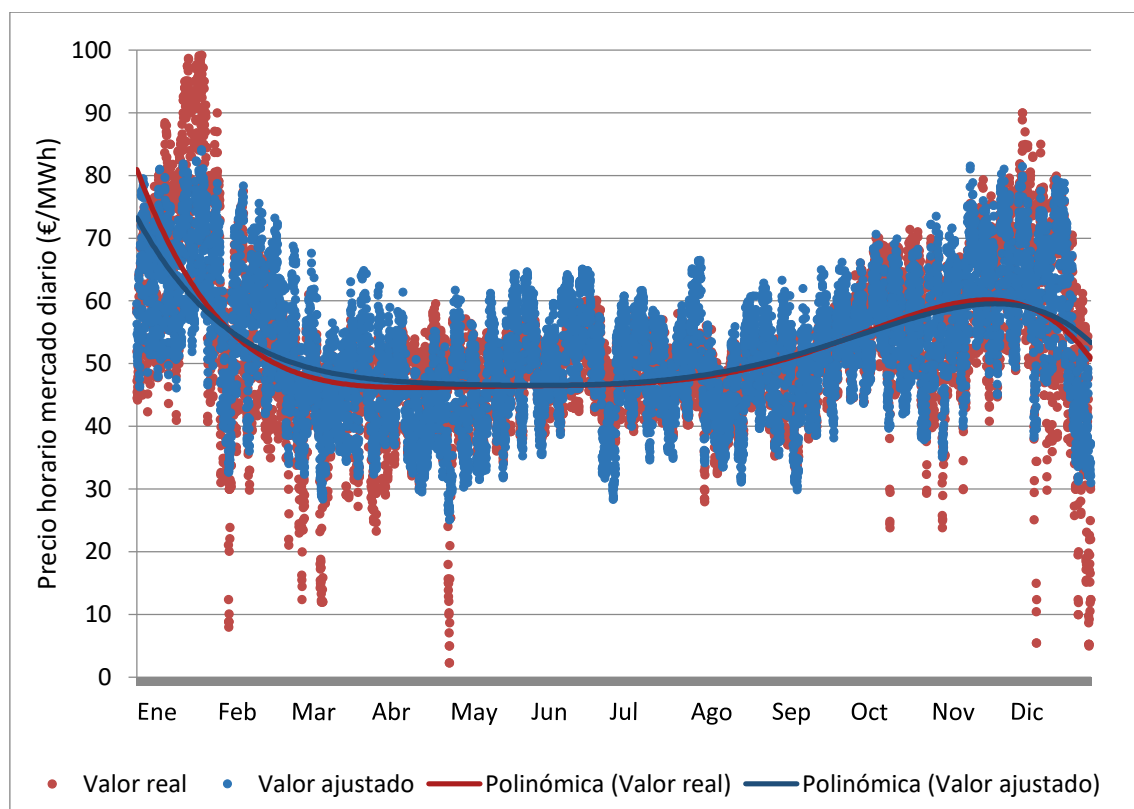


Figura 20. Gráfica del precio horario del mercado diario, en €/MWh, para el año 2017.

RESUMEN DE LOS PRINCIPALES RESULTADOS OBTENIDOS EN EL ANÁLISIS DE 2017:

- Las variables *carbón*, *ciclo combinado* y *cogeneración* son las que más contribuyen a aumentar el precio del mercado diario, seguidas de cerca por la variable *energía final*.
- El *GAP* (diferencia entre la potencia de generación disponible y la demanda del sistema eléctrico) es la variable que más contribuye a reducir el precio, en este año la energía eólica tiene una influencia menor en dicha reducción.
- Las variables más explicativas en este caso son *carbón* y *GAP*, capaces de explicar un 55 y un 42 % respectivamente del comportamiento del precio.
- Se ha conseguido realizar un ajuste de regresión con 11 variables con una precisión del 76 %.

4.4. Análisis comparativo de los resultados obtenidos según la evolución anual de los porcentajes de cobertura de demanda mediante generación eólica e hidráulica

Para este caso de estudio se tienen en cuenta los resultados obtenidos en los análisis anteriores y los datos de producción de electricidad que se extraen de los informes anuales de REE. En estos informes se muestran los porcentajes de producción de electricidad peninsular según las principales tecnologías de generación, tal y como se recoge en la Tabla 8.

	Eólica	Hidráulica	Nuclear	Carbón	Gas	Precio M. diario
2015	19,0 %	11,0 %	21,8 %	20,3 %	10,1 %	51,67 €
2016	19,3 %	14,6 %	22,9 %	14,4 %	10,5 %	40,63 €
2017	19,1 %	7,4 %	22,4 %	17,1 %	13,6 %	53,41 €

Tabla 8. Porcentaje de producción de electricidad peninsular (fuente: REE, 2018a).

Relacionando estos datos con los obtenidos mediante los análisis de regresión, se puede observar que las posibles anomalías detectadas pueden argumentarse mejor ahora disponiendo de una visión más global de la producción eléctrica. Mediante los porcentajes de producción de la Tabla 8 se observa cómo la generación nuclear se mantiene constante, mientras que la hidráulica está influenciada por las condiciones climatológicas del país. En el análisis realizado en el apartado 4.3.1 para el año 2015, la hidráulica presenta una correlación de valor 0,283, contraria a la que se podría esperar, ya que al ser positiva indica que no contribuyó a reducir el precio del mercado sino a aumentarlo. Esto se explica porque el año 2015 fue un año seco, su producción fue notablemente inferior a lo normal, mientras que 2016 comenzó siendo un año más húmedo y evolucionó hacia niveles hidrológicos de 2015 en la segunda mitad del año. De ahí que en el análisis de regresión para 2016 (apartado 4.3.2) exista una elevada correlación negativa con el precio del mercado eléctrico (-0,337), debido a la gran variabilidad de producción a lo largo de los meses. Por último en 2017, un año de sequía, la producción de energía hidráulica se redujo a la mitad, como se observa en la Tabla 8, teniendo

una influencia menor en el precio de la electricidad, y de nuevo en el sentido de contribuir al aumento del precio del mercado (0,298) (apartado 4.3.3). Esto es debido a que, al igual que en 2015, en un año seco se optimiza la producción de energía eléctrica gestionando oportunamente las reservas hídricas embalsadas y contribuyendo al aumento del precio del mercado.

La eólica también se ve influenciada por las condiciones meteorológicas, aunque en promedio presenta una producción media anual similar en los tres años estudiados. Además, es una de las principales fuentes de generación del país, por tanto tiene sentido que en los análisis de regresión se haya obtenido una fuerte correlación inversa con el precio de la electricidad, dado que presenta ofertas con precios inferiores a otras tecnologías y contribuye a reducir el precio del mercado diario. Al contrario que las centrales eléctricas que queman carbón y gas, cuya producción es mayor cuando se dispone de menores recursos renovables y tienen una fuerte correlación positiva con el precio debido a su mayor coste de producción.

4.5. Análisis de la influencia de la energía eólica y del GAP en los modelos de regresión anteriores

En este caso se analiza la influencia de la energía eólica y del GAP (variable que expresa la diferencia entre la oferta de potencia total disponible y la demanda) en el precio del mercado diario de la electricidad en España. Para ello se consideran los resultados obtenidos en los anteriores análisis de regresión.

En la Tabla 9 se recogen los coeficientes que multiplican al valor de energía, en MWh, de generación eólica y GAP en las ecuaciones de ajuste de los cuatro modelos de regresión realizados y la correlación de ambas variables con el precio del mercado diario eléctrico.

	Coeficiente eólica	Coeficiente GAP	Correlación eólica	Correlación GAP
2015	-0,000345	-0,000932	-0,561	-0,868
2016	-0,000230	-0,000319	-0,557	-0,728
2017	+0,000251	-0,000893	-0,226	-0,645
2015, 16 y 17	-0,000108	-0,000537	-0,420	-0,671

Tabla 9. Coeficientes de los ajustes de regresión y correlación con el precio del mercado diario.

Se puede observar que, en la ecuación de regresión, la eólica explica mucho menos el precio que el GAP debido a que su coeficiente es notablemente menor. Además, hay que tener en cuenta la cantidad de energía que multiplica a cada coeficiente, en el caso del GAP este valor es mucho mayor que en el de la eólica por lo que la diferencia se hace más notable.

También puede apreciarse que es más significativa la correlación que tiene el precio del mercado diario con la variable GAP que con la eólica. Así pues, la principal conclusión que se extrae de este análisis es que el GAP influye más que la eólica en la reducción del precio del mercado diario eléctrico español.

4.6. Análisis de la influencia de la eólica en los precios mediante su sustitución por tecnologías térmicas de producción

En este caso se pretende determinar cómo habrían evolucionado los precios en el mercado eléctrico español sin la presencia de energía eólica. Para ello se toma como caso base la ecuación de regresión obtenida en cada uno de los análisis realizados en los apartados 4.2 y 4.3 y posteriormente se repiten las estimaciones sustituyendo la generación eólica por generación térmica. De esta forma se plantean varios escenarios en los que la producción eólica es reemplazada por generación mediante carbón y ciclo combinado.

Comenzando por el año 2015, en la Tabla 10 se muestran en primer lugar las variables que se incluyeron en la ecuación de regresión, coeficiente y valor de la producción en MWh, y se calcula el precio medio anual del mercado diario en euros por megavatio-hora. A continuación se plantean tres escenarios en los que se reemplaza la generación eólica por generación mediante carbón y ciclo combinado. En el escenario I, esta generación es sustituida al 50 % por las dos tecnologías térmicas, en el escenario II al 70 % de carbón y 30 % de ciclo combinado, y en el escenario III al 30 % y 70 % respectivamente.

	Coefic.	Caso base	Sin eólica I	Sin eólica II	Sin eólica III
P48 Eólica	-0,000345	48.424.249	0	0	0
P48 Carbón	0,001679	50.818.194	75.030.318	84.715.168	65.345.468
P48 Ciclo comb.	0,000698	25.419.593	49.631.717	39.946.867	59.316.567
P48 Cogeneración	0,006469	24.481.581	24.481.581	24.481.581	24.481.581
P48 Hidr. total	0,000204	28.510.627	28.510.627	28.510.627	28.510.627
P48 Sol fotov.	0,000517	7.967.827	7.967.827	7.967.827	7.967.827
P48 Turb. bomb.	0,003206	3.136.340	3.136.340	3.136.340	3.136.340
P48 Residuos	-0,027580	388.956	388.956	388.956	388.956
P48 Biomasa	0,005580	4.701.331	4.701.331	4.701.331	4.701.331
GAP	-0,000932	322.011.979	322.011.979	322.011.979	322.011.979
Precio M. diario (€)		50,31	58,79	59,87	57,70
Incremento coste			16,85%	19,01%	14,69%

Tabla 10. Coeficientes de los ajustes de regresión y escenarios para el año 2015.

Se observa que el precio anual del mercado diario en 2015 se vería incrementado entre un 14 y un 19 % en función de cómo se cubra la generación que deja de ofrecer la eólica. También se puede apreciar que al incrementar el porcentaje de producción de carbón frente a la de ciclo combinado el precio es mayor, por lo que en caso de no tener eólica parece más recomendable cubrir la demanda con ciclo combinado en lugar de apostar por el carbón.

Para el año 2016, la Tabla 11 recoge los datos de las variables que se incluyeron en la ecuación de regresión para dicho año y el cálculo del precio medio anual del mercado diario. De igual modo que para el año anterior, se plantean tres escenarios en los que se reemplaza la generación eólica por generación mediante carbón y ciclo combinado al 50 % (escenario I), al 70 % y 30 % respectivamente (escenario II) y al 30 % y 70 % (escenario III).

4. Análisis de la influencia de la energía eólica en el mercado diario

	Coefic.	Caso base	Sin eólica I	Sin eólica II	Sin eólica III
P48 Eólica	-0,000230	47.983.691	0	0	0
P48 Carbón	0,001384	34.981.288	58.973.134	68.569.872	49.376.395
P48 Ciclo comb.	0,001326	25.576.958	49.568.803	39.972.065	59.165.541
P48 Cogeneración	0,013591	25.992.988	25.992.988	25.992.988	25.992.988
P48 Hidr. total	-0,001100	36.191.435	36.191.435	36.191.435	36.191.435
P48 Nuclear	-0,000287	56.066.185	56.066.185	56.066.185	56.066.185
P48 Sol térmica	-0,001895	5.277.482	5.277.482	5.277.482	5.277.482
P48 Sol fotov.	0,000681	7.552.178	7.552.178	7.552.178	7.552.178
P48 Turb. bombeo	0,004872	3.100.464	3.100.464	3.100.464	3.100.464
P48 Residuos	0,011121	2.898.422	2.898.422	2.898.422	2.898.422
P48 Biomasa	0,028330	2.959.936	2.959.936	2.959.936	2.959.936
BRENT (€/barril)	0,448500	39,49	39,49	39,49	39,49
GAP	-0,000319	317.668.728	317.668.728	317.668.728	317.668.728
Precio M. diario (€)		39,69	48,34	48,41	48,28
Incremento coste			21,82%	21,98%	21,66%

Tabla 11. Coeficientes de los ajustes de regresión y escenarios para el año 2016.

Se observa que, para el año 2016, el precio anual del mercado diario se habría visto incrementado en casi un 22 % en ausencia de energía eólica. Para este año la diferencia entre el tipo de tecnología térmica empleada para reemplazar la generación eólica apenas tiene efecto en el precio, no llegando al medio punto porcentual.

Para el tercer año de estudio, 2017, la Tabla 12 muestra los coeficientes y valores de las variables incluidas en la ecuación de regresión, el cálculo del precio medio anual del mercado diario y los tres escenarios anteriormente explicados.

	Coefic.	Caso base	Sin eólica I	Sin eólica II	Sin eólica III
P48 Eólica	0,000251	48.215.369	0	0	0
P48 Carbón	0,002948	42.587.307	66.694.991	76.338.065	57.051.918
P48 Ciclo comb.	0,000181	34.066.693	58.174.377	48.531.303	67.817.451
P48 Cogeneración	0,001119	27.944.721	27.944.721	27.944.721	27.944.721
P48 Hidr. total	0,001072	18.131.786	18.131.786	18.131.786	18.131.786
P48 Nuclear	0,002618	55.627.746	55.627.746	55.627.746	55.627.746
P48 Sol fotov.	-0,000171	8.029.381	8.029.381	8.029.381	8.029.381
P48 Turb. bombeo	0,001845	2.389.876	2.389.876	2.389.876	2.389.876
P48 Residuos	0,029970	3.227.139	3.227.139	3.227.139	3.227.139
P48 Biomasa	0,012570	2.885.205	2.885.205	2.885.205	2.885.205
BRENT (€/barril)	0,651400	48,03	48,03	48,03	48,03
GAP	-0,000893	319.051.979	319.051.979	319.051.979	319.051.979
Precio M. diario (€)		52,22	59,45	62,49	56,40
Incremento coste			13,84%	19,68%	8,01%

Tabla 12. Coeficientes de los ajustes de regresión y escenarios para el año 2017.

Se aprecia que el precio anual del mercado diario en 2017 se vería incrementado entre un 8 y un 20 % en ausencia de energía eólica dependiendo de la tecnología sustitutiva. Para este año

sí que se observa una amplia variación en el precio en función de si la generación eólica se reemplaza por carbón o por ciclo combinado.

Por último, se repite el mismo procedimiento para el análisis completo de los tres años de estudio, tal y como se recoge en la Tabla 13.

	Coefic.	Caso base	Sin eólica I	Sin eólica II	Sin eólica III
P48 Eólica	-0,000108	144.623.308	0	0	0
P48 Carbón	0,002115	128.386.789	200.698.443	229.623.105	171.773.781
P48 Ciclo comb.	0,000786	85.063.243	157.374.897	128.450.236	186.299.559
P48 Cogeneración	0,011834	78.419.289	78.419.289	78.419.289	78.419.289
P48 Hidr. total	-0,000757	82.833.848	82.833.848	82.833.848	82.833.848
P48 Nuclear	0,001671	166.444.813	166.444.813	166.444.813	166.444.813
P48 Sol térmica	-0,001973	16.265.361	16.265.361	16.265.361	16.265.361
P48 Sol fotov.	0,000925	23.549.387	23.549.387	23.549.387	23.549.387
P48 Turb. bombeo	0,004908	8.626.680	8.626.680	8.626.680	8.626.680
P48 Biomasa	0,017904	10.546.472	10.546.472	10.546.472	10.546.472
BRENT (€/barril)	0,520410	44,90	44,90	44,90	44,90
GAP	-0,000537	958.732.686	958.732.686	958.732.686	958.732.686
Precio M. diario (€)		47,40	55,97	57,43	54,51
Incremento coste			18,08%	21,16%	14,99%

Tabla 13. Coeficientes de los ajustes de regresión y escenarios para los años 2015, 2016 y 2017.

Se observa que, para el conjunto de los tres años, el precio anual del mercado diario se habría visto incrementado entre un 15 y un 21 % en ausencia de energía eólica. De nuevo, al incrementar el porcentaje de producción con carbón respecto a ciclo combinado, el precio resulta mayor.

5. ANÁLISIS DE LA INFLUENCIA DE LA ENERGÍA EÓLICA EN EL MERCADO DE BALANCE

Este capítulo se centra en analizar la influencia de la participación de la energía eólica en los costes de los servicios de ajuste tras ser aprobada su introducción en dichos mercados de balance. Se trata de un tema muy novedoso en el que España es pionera.

Se quiere analizar si la introducción de las energías renovables, concretamente la energía eólica, en los servicios de ajuste está ayudando a disminuir el precio de dichos servicios. Ya se ha comprobado, en el capítulo anterior, que la energía eólica tiene una influencia en el precio del mercado diario, consiguiendo abaratarlo, pero no se conoce si tiene o no relevancia en los servicios de ajuste.

Según REE, en febrero de 2018, 10.480 MW de eólica estaban habilitados para participar en la gestión de desvíos y en la regulación terciaria, lo que supone un 46 % sobre la potencia instalada, 22.863 MW. En cambio, para la regulación secundaria la habilitación llega a apenas un 1 %, que equivale a 230 MW.

En el año 2017, la participación eólica en los servicios de ajuste supuso un 4,5 % sobre el total de energía regulada en terciaria, lo que corresponde a 187 GWh. En cuanto a la gestión de desvíos, la eólica supuso un 1,2 %, unos 21 GWh.

Se puede apreciar que, para 2017, la participación de la eólica en la regulación terciaria es mucho mayor que en la gestión de desvíos. A su vez, la participación de energía a bajar es mayor que a subir, ver Tabla 14.

	Energía a subir (GWh)	Eólica a subir (GWh)	Eólica a subir (%)	Energía a bajar (GWh)	Eólica a bajar (GWh)	Eólica a bajar (%)	Eólica total (GWh)	Eólica total (%)
Regulación Terciaria	2.348	71	3,0 %	1.806	116	6,4 %	187	4,5 %
Gestión de Desvíos	1.006	12	1,2 %	760	9	1,2 %	21	1,2 %
Total	3.354	83	2,5 %	2.566	125	4,9 %	208	3,5 %

Tabla 14. Participación de la eólica en la regulación y balance del sistema eléctrico español (fuente: REE).

En la Tabla 15 se observa que la eólica representó en 2017 el 19,1 % del total de la energía producida en España. Sin embargo, en la misma Tabla 15 se observa que la eólica solo contribuyó un 3,5 % a los servicios de regulación terciaria y gestión de desvíos.

	Generación	Regulación Terciaria y Gestión de Desvíos
Eólica	19,1 %	3,5 %
Carbón	17,1 %	23,7 %
Ciclo combinado	13,6 %	28,3 %
Hidráulica	7,4 %	31,3 %

Tabla 15. Participación en el mix de generación y en regulación terciaria y gestión de desvíos de las tecnologías eólica, carbón, ciclo combinado e hidráulica en el año 2017 (fuente: REE).

También se dispone de datos que indican que la participación de la eólica en la banda de regulación secundaria es testimonial, apenas comenzó a participar durante la segunda mitad del año 2017 con un 0,1 % sobre el total de energía regulada en este servicio.

En definitiva, los datos indican que la participación de la energía eólica en los mercados de balance de regulación secundaria, terciaria y gestión de desvíos ha sido muy baja.

Por otra parte, se conoce el caso particular de Acciona Energía que, además de participar en los servicios de ajuste antes mencionados (regulación secundaria, terciaria y gestión de desvíos) participa activamente en la solución de restricciones técnicas en tiempo real y lo hace exclusivamente con energía eólica. Según Acciona, la mayor participación eólica se produce en el mercado de solución de restricciones técnicas en fase II y restricciones técnicas en tiempo real a bajar (Acciona Energía, 2016).

En las Tablas 16, 17 y 18 se muestra la evolución de la generación de las diferentes tecnologías que componen el mix energético y el precio medio mensual de los diferentes mercados del sistema eléctrico español para los años 2015, 2016 y 2017 respectivamente. Debido a que la participación de energías renovables ha sido menor de la esperada en los mercados de balance, es difícil apreciar una clara correlación entre su presencia en los servicios de ajuste y el precio de los correspondientes mercados (restricciones técnicas, reserva potencia, banda regulación secundaria, etc.).

Datos año 2015													
Cobertura (GWh)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Hidráulica	2.789	3.758	4.078	2.793	3.189	2.611	2.165	1.837	1.764	1.896	2.164	1.771	30.815
Nuclear	5.243	4.721	5.206	4.690	3.554	3.772	4.799	4.964	4.874	4.095	3.973	4.864	54.755
Carbón	4.900	2.942	2.591	2.956	2.829	5.331	6.063	5.202	4.598	4.305	4.578	4.628	50.924
Ciclo combinado	2.293	1.716	1.625	1.667	1.601	1.879	3.407	2.337	2.000	2.082	2.094	2.633	25.334
Eólica	4.912	5.948	4.865	3.905	4.800	2.871	3.053	3.236	3.003	3.885	3.700	3.529	47.707
Solar fotovoltaica	493	469	678	718	881	848	889	792	691	509	501	369	7.839
Solar térmica	177	191	416	393	695	734	889	608	483	188	227	85	5.085
Otras renovables	401	328	381	295	373	387	409	420	401	417	405	400	4.615
Cogeneración	2.158	1.938	2.090	1.984	2.055	2.036	2.150	2.028	2.142	2.209	2.117	2.168	25.076
Residuos	146	124	138	122	163	182	178	176	170	175	174	140	1.886
Generación	23.513	22.135	22.066	19.522	20.140	20.651	24.002	21.601	20.125	19.762	19.933	20.586	254.036
Consumos bombeo	-480	-544	-479	-406	-423	-154	-168	-301	-245	-374	-437	-509	-4.520
Enlace Peníns-Balear	-111	-112	-101	-88	-66	-123	-181	-170	-120	-99	-72	-94	-1.336
Saldo interc. internac.	-259	-559	-397	-296	181	1	-184	-252	-170	437	453	912	-133
Demanda (b.c.)	22.663	20.920	21.090	18.733	19.832	20.374	23.469	20.878	19.590	19.724	19.877	20.896	248.047
Precio (€/MWh)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Mercado diario	53,54	44,62	44,24	46,59	45,91	55,52	60,53	56,71	52,63	50,84	52,68	54,38	51,67
Merc. intradiario	-0,01	-0,01	-0,01	0,03	0,01	0,01	0,00	0,00	-0,03	-0,02	0,00	0,00	0,00
Servicios ajuste	4,92	5,37	5,19	5,56	5,11	3,37	3,12	3,74	3,25	4,39	4,15	3,24	4,27
Restric. téc. PDBF	2,77	2,84	3,27	3,87	3,62	2,19	2,24	2,56	2,08	3,16	2,94	2,15	2,79
Reserva pot. ad. subir	0,43	0,77	0,46	0,05	0,08	0,00	0,00	0,03	0,05	0,15	0,21	0,07	0,19
Banda reg. secundaria	0,99	1,11	0,98	1,20	1,08	0,87	0,62	0,84	0,89	0,81	0,70	0,89	0,91
Restric. téc. t. real	0,18	0,25	0,25	0,27	0,24	0,13	0,14	0,13	0,13	0,18	0,21	0,08	0,18
Desvíos	0,24	0,22	0,23	0,32	0,25	0,30	0,25	0,35	0,30	0,14	0,19	0,14	0,25
Excedente desvíos	0,38	0,26	0,07	-0,08	-0,09	-0,07	-0,08	-0,11	-0,15	0,01	-0,04	-0,04	0,01
Control factor pot.	-0,07	-0,08	-0,07	-0,07	-0,07	-0,05	-0,05	-0,06	-0,05	-0,06	-0,06	-0,05	-0,06
Pagos capacidad	6,94	6,92	5,48	5,26	5,06	6,19	7,23	2,84	3,20	3,10	3,31	4,16	5,03
Serv. interrump.	1,69	1,85	1,83	2,08	1,97	1,92	1,65	1,87	2,01	1,99	1,97	1,89	1,89
Precio final 2015	67,08	58,75	56,73	59,52	58,06	67,01	72,53	65,16	61,06	60,30	62,11	63,67	62,86
Energía fin (GWh)	22.531	20.656	21.074	18.804	19.799	20.305	23.424	20.821	19.510	19.703	19.824	20.803	247.255

Tabla 16. Cobertura de la demanda eléctrica por tecnologías de producción y desglose de componentes del precio medio mensual del mercado eléctrico durante el año 2015.

5. Análisis de la influencia de la energía eólica en el mercado de balance

Datos año 2016													
Cobertura (GWh)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Hidráulica	3.896	4.485	4.714	5.656	5.401	3.108	2.361	2.151	1.755	1.794	1.752	2.095	39.168
Nuclear	4.616	3.973	5.192	5.056	3.892	4.819	5.178	5.152	5.010	5.096	3.775	4.341	56.099
Carbón	2.561	1.806	1.691	904	1.036	2.053	3.660	3.398	4.304	4.284	4.457	5.033	35.188
Ciclo combinado	1.878	1.312	1.345	1.172	1.500	1.892	2.382	2.023	2.143	3.301	3.432	3.306	25.686
Eólica	5.605	6.069	5.410	4.415	3.903	3.227	3.465	3.604	2.667	2.376	3.884	2.672	47.296
Solar fotovoltaica	338	453	674	686	769	881	875	853	729	555	402	354	7.567
Solar térmica	60	133	388	408	499	814	825	801	589	285	140	118	5.060
Otras renovables	269	261	255	209	276	287	310	326	307	306	304	305	3.416
Cogeneración	2.128	1.968	2.069	1.992	2.114	2.168	2.239	2.110	2.122	2.291	2.265	2.316	25.782
Residuos	258	236	267	206	161	251	307	303	299	290	270	273	3.121
Generación	21.609	20.695	22.003	20.704	19.550	19.499	21.602	20.723	19.925	20.578	20.681	20.813	248.383
Consumos bombeo	-897	-716	-590	-584	-475	-211	-142	-157	-122	-229	-353	-343	-4.819
Enlace Peníns-Balear	-89	-91	-111	-87	-105	-125	-145	-153	-109	-91	-59	-85	-1.251
Saldo interc. internac.	848	961	175	-107	763	1.083	918	1.035	1.131	-434	357	939	7.667
Demanda (b.c.)	21.470	20.848	21.477	19.926	19.732	20.247	22.233	21.448	20.824	19.824	20.626	21.324	249.980
Precio (€/MWh)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Mercado diario	38,50	28,80	28,65	24,85	26,74	39,29	41,07	41,63	44,17	53,79	57,40	61,86	40,63
Merc. intradiario	-0,03	-0,03	0,00	0,00	0,00	0,01	-0,01	-0,01	0,00	-0,01	0,01	0,01	0,00
Servicios ajuste	3,92	4,20	4,54	4,07	4,36	2,51	2,03	2,40	2,46	3,00	1,93	2,09	3,10
Restric. téc. PDBF	2,56	2,65	2,88	2,59	2,99	1,84	1,55	1,85	1,91	2,04	0,89	1,13	2,07
Restric. téc. t. real	0,12	0,13	0,16	0,18	0,13	0,10	0,03	0,07	0,09	0,21	0,16	0,13	0,12
Reserva pot. ad. subir	0,16	0,25	0,37	0,29	0,30	0,00	0,00	0,00	0,02	0,25	0,15	0,08	0,15
Banda reg. secundaria	0,95	1,13	1,01	0,90	0,93	0,52	0,47	0,48	0,39	0,51	0,68	0,63	0,71
Incumplim. e. balance	0,00	-0,01	-0,01	-0,01	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,03	-0,03	-0,05	-0,04	-0,02
Coste desvíos	0,31	0,24	0,27	0,23	0,15	0,14	0,12	0,11	0,20	0,14	0,23	0,26	0,20
Saldo desvíos	-0,13	-0,11	-0,08	-0,07	-0,05	-0,05	-0,06	-0,05	-0,06	-0,06	-0,08	-0,10	-0,08
Control factor pot.	-0,07	-0,09	-0,07	-0,06	-0,07	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05	-0,06	0,00	-0,06
Saldo PO 14.6	0,02	0,01	0,01	0,02	0,00	0,03	-0,01	0,01	-0,01	-0,01	0,01	0,00	0,01
Pagos capacidad	3,16	3,22	2,63	2,48	2,43	2,89	3,27	2,22	2,52	2,37	2,55	3,16	2,75
Serv. interrump.	1,87	1,93	1,87	2,02	2,03	2,00	1,82	1,88	1,94	2,04	1,95	1,88	1,93
Precio final 2016	47,42	38,12	37,69	33,42	35,56	46,70	48,18	48,12	51,09	61,19	63,84	69,00	48,41
Energía fin (GWh)	21.454	20.777	21.403	19.874	19.667	20.178	22.172	21.377	20.744	19.754	20.548	21.280	249.227

Tabla 17. Cobertura de la demanda eléctrica por tecnologías de producción y desglose de componentes del precio medio mensual del mercado eléctrico durante el año 2016.

Datos año 2017													
Cobertura (GWh)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Hidráulica	2.320	2.167	2.826	2.000	1.994	1.669	1.238	1.178	1.244	885	1.023	1.527	20.070
Nuclear	5.274	4.756	5.266	4.931	4.153	4.063	4.402	5.081	4.731	4.318	3.613	5.040	55.628
Carbón	5.180	3.342	1.792	1.893	3.542	4.260	4.029	2.978	2.834	3.918	4.678	4.145	42.589
Ciclo combinado	2.944	1.511	1.409	1.205	1.581	3.207	3.798	3.509	3.257	3.923	4.619	3.103	34.067
Eólica	4.781	4.859	4.703	4.128	3.442	3.143	3.310	3.264	2.793	3.112	3.880	5.735	47.150
Solar fotovoltaica	427	451	675	800	866	851	904	802	729	636	495	393	8.029
Solar térmica	148	123	337	547	634	784	868	719	625	423	231	142	5.580
Otras renovables	336	299	284	241	307	312	344	326	319	320	313	323	3.723
Cogeneración	2.425	2.124	2.390	2.225	2.297	2.275	2.304	2.156	2.266	2.377	2.451	2.504	27.795
Residuos	286	249	276	222	180	216	203	219	217	228	211	217	2.724
Generación	24.120	19.881	19.957	18.192	19.030	20.847	21.469	20.299	19.079	20.206	21.581	23.199	247.860
Consumos bombeo	-440	-458	-333	-367	-232	-175	-146	-161	-152	-214	-265	-542	-3.483
Enlace Peníns-Balear	-97	-65	-78	-57	-75	-114	-155	-167	-116	-93	-70	-92	-1.178
Saldo interc. internac.	-531	528	1.446	1.036	1.437	1.121	1.262	1.817	1.387	273	-348	-350	9.079
Demanda (b.c.)	23.053	19.887	20.992	18.804	20.160	21.680	22.431	21.789	20.198	20.171	20.898	22.216	252.279
Precio (€/MWh)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Mercado diario	73,56	53,04	43,93	44,20	47,60	50,77	49,14	48,04	49,55	57,63	60,52	60,16	53,41
Merc. intradiario	0,03	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	-0,01	-0,01	-0,03	-0,03	0,02	0,00	0,00
Servicios ajuste	2,89	2,84	3,13	3,27	2,13	1,24	1,65	2,49	2,20	2,79	1,66	2,24	2,36
Restric. téc. PDBF	1,48	1,82	2,22	2,40	1,45	0,69	1,14	1,86	1,55	1,14	0,76	1,06	1,45
Reserva pot. ad. subir	0,27	0,02	0,07	0,01	0,00	0,01	0,00	0,02	0,03	0,66	0,17	0,03	0,11
Banda reg. secundaria	0,87	0,65	0,52	0,69	0,65	0,50	0,43	0,46	0,47	0,82	0,61	0,95	0,63
Restric. téc. t. real	0,17	0,24	0,14	0,09	0,03	0,02	0,05	0,05	0,05	0,12	0,08	0,05	0,09
Incumplim. e. balance	-0,05	-0,04	-0,03	-0,02	-0,02	-0,03	-0,03	-0,02	-0,02	-0,04	-0,05	-0,05	-0,03
Coste desvíos	0,30	0,37	0,34	0,25	0,14	0,17	0,23	0,23	0,23	0,25	0,13	0,30	0,24
Saldo desvíos	-0,11	-0,15	-0,07	-0,11	-0,08	-0,08	-0,06	-0,07	-0,07	-0,11	-0,01	-0,02	-0,08
Control factor pot.	-0,07	-0,07	-0,06	-0,06	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05	-0,06	-0,06	-0,08	-0,06
Saldo desvíos sist.	0,03	0,00	0,00	0,02	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,03	0,00	0,01
Pagos capacidad	3,26	3,17	2,52	2,38	2,37	2,90	3,22	2,16	2,41	2,41	2,58	3,15	2,72
Serv. interrump.	1,88	2,17	2,06	2,28	2,15	2,00	1,93	1,99	2,14	2,16	2,08	1,96	2,06
Precio final 2017	81,62	61,23	51,65	52,13	54,25	56,91	55,93	54,67	56,27	64,96	66,86	67,51	60,55
Energía fin (GWh)	23.054	19.942	21.063	18.914	20.168	21.659	22.393	21.750	20.122	20.039	20.811	22.106	252.022

Tabla 18. Cobertura de la demanda eléctrica por tecnologías de producción y desglose de componentes del precio medio mensual del mercado eléctrico durante el año 2017.

Para analizar la evolución de los precios medios mensuales de los mercados diario y de balance del sistema eléctrico junto a la producción con energía eólica e hidráulica se grafican estas variables. En la Figura 21 se representa, en rojo, el precio de los servicios de ajuste multiplicado por un factor de escala de 10 para poder apreciar su variación conjuntamente con el precio del mercado diario representado en verde. A su vez, se representa la cobertura de la demanda con energías eólica e hidráulica en azul y morado respectivamente.

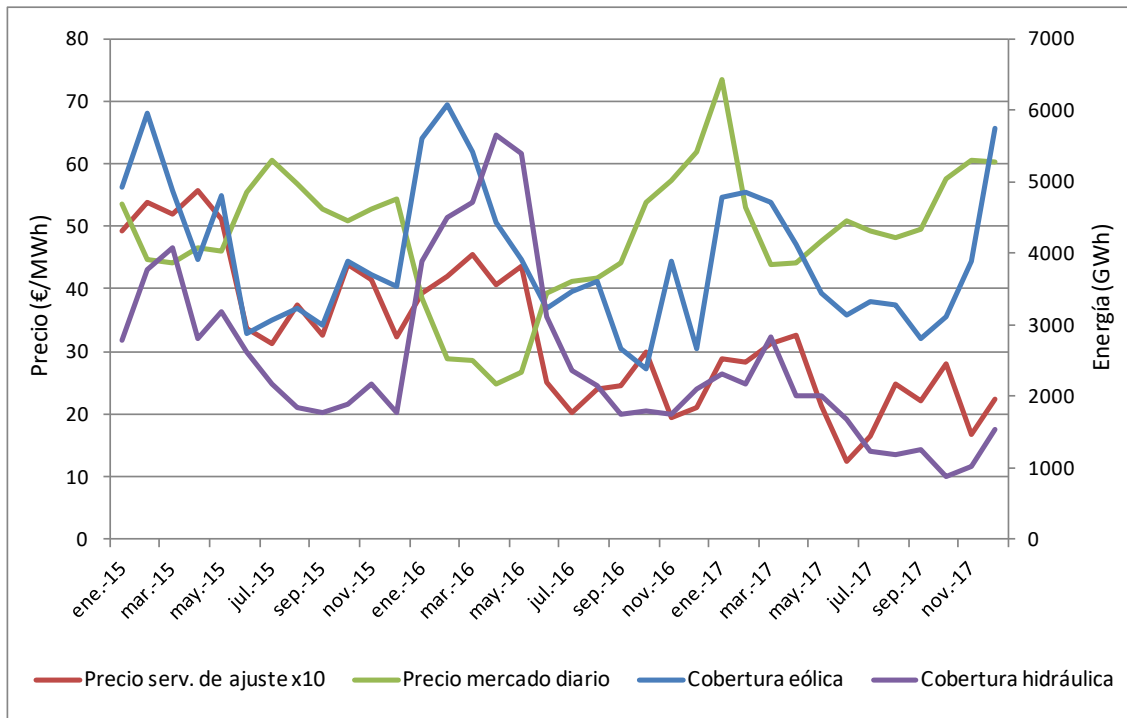


Figura 21. Precio del mercado diario y de los servicios de ajuste y cobertura de la demanda con energías eólica e hidráulica durante los años 2015, 2016 y 2017.

Se aprecia una clara relación inversa entre el precio medio mensual del mercado diario y la generación con energía eólica, especialmente durante los dos primeros años de estudio, como se ha comprobado también en el capítulo anterior. Cuanto mayor es la producción eólica menor es el precio de la electricidad en el mercado diario. Durante el tercer año, 2017, esta relación inversa ya no es tan simétrica, aunque en general también se mantiene la tendencia. Esto se debe a que, como se ha visto en los anteriores análisis, aunque la generación eólica es uno de los factores más influyentes en el precio del mercado diario, éste se ve influenciado por otros factores, por ejemplo la menor producción hidroeléctrica por la sequía de 2017. La menor disponibilidad de recursos hídricos tiene como consecuencia una mayor generación de energía mediante tecnologías térmicas, lo que incrementa el precio del mercado.

Respecto al coste de los servicios de ajuste, en 2015 resultó aparentemente muy correlacionado con la producción eólica (0,834), mientras que durante los años 2016 y 2017 se observa una correlación mayor con la producción hidroeléctrica (0,838) que con la eólica (0,565). Analizando el conjunto de los tres años 2015, 2016 y 2017, la hidráulica parece tener una influencia mayor (correlación de 0,644) en el precio de los servicios de ajuste que la eólica (0,514), lo que se aprecia especialmente en los meses de enero a junio/julio de los tres años donde ambas curvas siguen la misma tendencia.

Para analizar en mayor detalle los datos de las Tablas 16, 17 y 18, a continuación se representa gráficamente la evolución de la cobertura eólica respecto a los distintos servicios de ajuste en los que mayor participación ha tenido la energía eólica. De esta forma se pretende comparar el precio de estos servicios durante 2015, año sin participación de renovables, con 2016 y 2017 donde las renovables han ido aumentando su participación en estos mercados de balance.

En primer lugar se representa la evolución del precio del servicio de ajuste de **banda de regulación secundaria**, ver Figura 22. Se puede observar que ambas curvas siguen una tendencia muy similar, por lo que puede deducirse que una mayor producción mensual de energía eólica está asociada a una mayor demanda de servicios de ajuste de regulación secundaria, debido a los desvíos producidos por la inexactitud de la previsión eólica, y por tanto tiene como consecuencia un incremento del precio de este mercado de regulación. La correlación entre ambas variables es de 0,650.

Por otro lado, como se ha comentado anteriormente, la participación de la eólica en el servicio de regulación secundaria ha sido prácticamente nula hasta mediados de 2017 y desde entonces apenas alcanza un 0,1 %, por lo que difícilmente se puede atribuir la tendencia a la baja en el precio a la presencia de eólica en este servicio, sino más bien a su menor contribución en el mix energético.

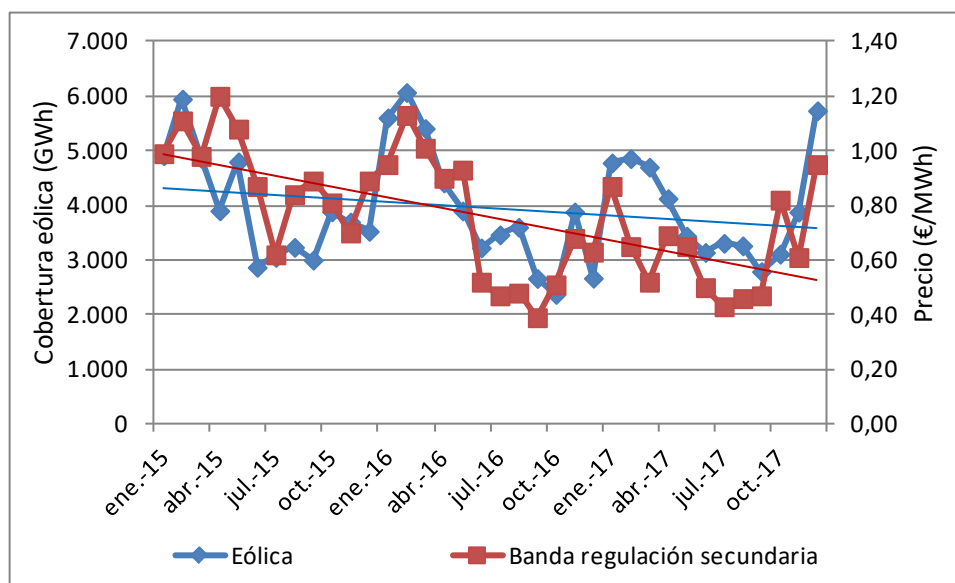


Figura 22. Cobertura eólica y precio de los servicios de regulación secundaria durante los años 2015, 2016 y 2017.

Como se ha explicado, Acciona Energía ha participado en el servicio de **restricciones técnicas en tiempo real** con energía procedente exclusivamente del viento. Esto podría explicar la notable tendencia a la baja del precio en este servicio de balance que se puede apreciar en la Figura 23. La correlación entre la cobertura eólica y las restricciones técnicas en tiempo real es de 0,362.

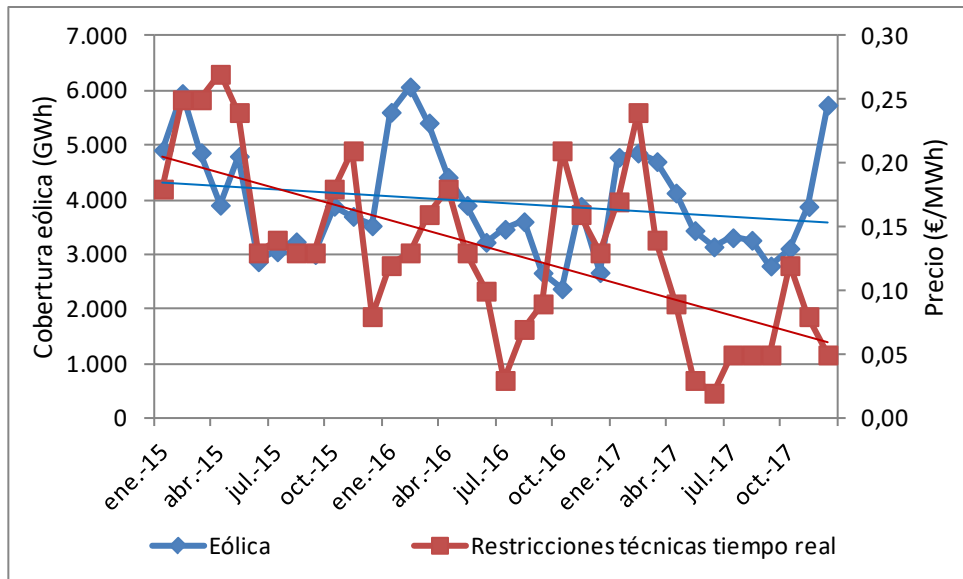


Figura 23. Cobertura eólica y precio de los servicios de restricciones técnicas en tiempo real durante los años 2015, 2016 y 2017.

Por último se representa la evolución del servicio de **gestión de desvíos** a lo largo de los tres años en la Figura 24. En este caso, ambas líneas siguen una tendencia similar durante buena parte del período trianual (correlación de 0,338), incluso las líneas de tendencia se solapan, por lo que parece que la reducción del coste de la gestión de desvíos se debe más a una reducción de generación eólica que a la presencia de esta en los servicios de ajuste.

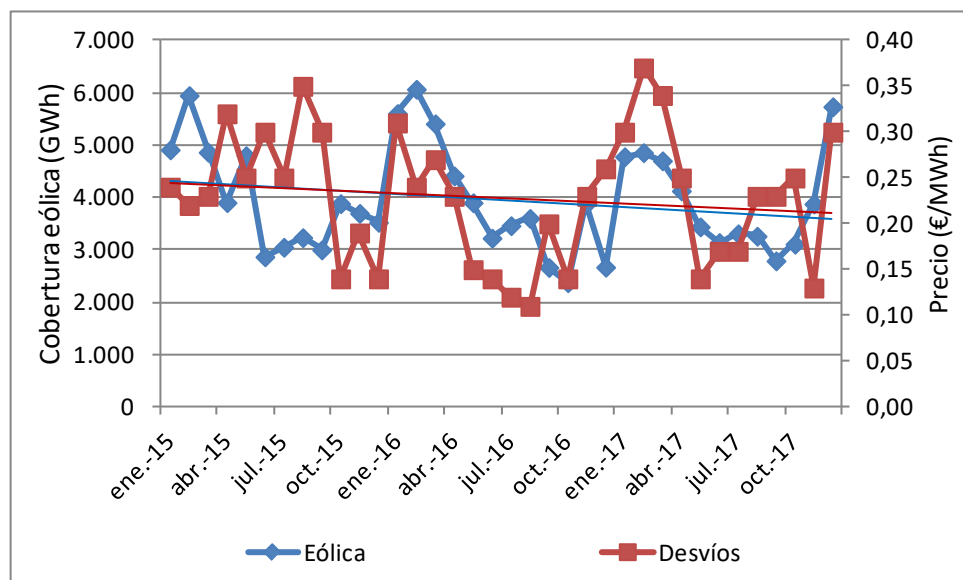


Figura 24. Cobertura eólica y precio de los servicios de gestión de desvíos durante los años 2015, 2016 y 2017.

6. CONCLUSIONES

En este capítulo se resumen los principales resultados obtenidos y se presentan las conclusiones de este trabajo de fin de máster.

El objetivo de este trabajo ha sido determinar la influencia de la energía eólica en el precio de los mercados diario y de balance del sistema eléctrico español, comprobando si la energía eólica está ayudando a disminuir el precio de dichos mercados y en qué medida.

Se ha realizado un tratamiento de datos y se han estimado modelos de regresión para analizar la influencia de las diferentes variables que influyen en el mercado diario, como son las diferentes tecnologías de producción eléctrica, el precio del barril de petróleo o la demanda energética. Con ello se ha obtenido un ajuste de regresión para cada uno de los modelos que permite calcular el precio del mercado diario en función de los predictores incluidos en el análisis estadístico. Este tipo de análisis no ha podido replicarse para el mercado de balance debido a que la participación eólica es todavía muy baja, por lo que se ha realizado un análisis descriptivo.

Tras el análisis de los resultados obtenidos, el presente trabajo permite extraer varias conclusiones sobre el precio del mercado diario del sistema eléctrico español.

- Las energías térmicas (carbón, ciclo combinado y cogeneración) son las que más contribuyen a aumentar el precio del mercado diario, tal y como ha quedado demostrado en los diferentes análisis de regresión planteados.
- La energía eólica y el GAP (diferencia entre la potencia de generación disponible y la demanda del sistema eléctrico) son las que más contribuyen a reducir dicho precio.
- Las variables más explicativas en los diferentes análisis son el carbón y el GAP o ciclo combinado, según el año de estudio.
- La precisión conseguida en los ajustes de regresión es del 82 % de media, lo que supone un buen ajuste.
- La energía eólica, como ocurre con la hidroeléctrica, se ve influenciada por las condiciones meteorológicas provocando un reparto del mix energético en el que las tecnologías térmicas ganan protagonismo en épocas de sequía y menor disponibilidad de viento.
- El GAP influye más que la eólica en la reducción del precio del mercado diario eléctrico español.
- En el hipotético caso de que no se hubiera contado con la aportación de energía eólica en el mercado eléctrico español, y ésta hubiera sido cubierta por generación térmica (carbón y ciclo combinado), se habría producido un incremento del precio del mercado diario entre el 15 % y el 21 % en el conjunto de los tres años 2015, 2016 y 2017, dependiendo del escenario considerado. Específicamente, para un análisis anual en cada año 2015, 2016 y 2017 los resultados muestran incrementos que varían entre un 8 % y un 22 %.

La metodología aquí empleada ha sido también utilizada previamente en los artículos revisados, como en el caso de Clò, Cataldi y Zoppoli (2015), Mulder y Scholtens (2013) y Bell et

al. (2017), aunque con diferentes objetivos. Los resultados obtenidos en el TFM permiten su comparación con los de Sáenz de Miera, del Río González y Vizcaíno (2008), en su caso consideraron que la generación eólica permitió una reducción en los precios de la electricidad de 7,08 €/MWh en 2005, de 4,75 €/MWh en 2006 y de 12,44 €/MWh en los cuatro primeros meses de 2007, lo que supone un porcentaje de reducción entre el 7 y el 27 %, del mismo rango a los obtenidos en el presente TFM.

Respecto a los servicios de ajuste, la realización del trabajo permite afirmar lo siguiente.

- La participación de la energía eólica en los mercados de balance es testimonial en regulación secundaria, baja en gestión de desvíos y comienza a ser relevante en regulación terciaria, especialmente en el sentido a bajar.
- La mayor participación de eólica en los servicios de ajuste se produce en el mercado de solución de restricciones técnicas en fase II y restricciones técnicas en tiempo real, principalmente a bajar.
- Existen dificultades para encontrar una clara relación entre la participación de la energía eólica en los diferentes servicios de ajuste y el precio de dichos servicios debido a que su presencia es todavía muy baja.
- La alta correlación existente entre el coste de los servicios de ajuste y la producción eólica, especialmente durante 2015, conlleva a afirmar que una mayor presencia de energía eólica provoca una mayor necesidad de regular el sistema con servicios de ajuste, incrementando por tanto su coste.

A modo de resumen final, un aumento en la producción de energía eólica conlleva una reducción en el precio horario del mercado eléctrico diario, lo que supone un notable beneficio para los consumidores del sistema eléctrico español. En los análisis de regresión se ha constatado que la generación eólica tiene una clara correlación inversa con el precio del mercado diario.

En cambio la participación de las energías renovables en los servicios de ajuste no está siendo tan relevante como se esperaba. Hay que tener en cuenta que 2017 fue el primer año completo en el que dichas tecnologías tenían permitido participar en estos servicios de ajuste, por lo que puede considerarse que en el futuro aumentará su participación. En cualquier caso, esta participación renovable promueve una mayor competencia en estos mercados de balance, y disponer de una mayor oferta de tecnologías de generación eléctrica en estos servicios permitirá una reducción en su precio.

REFERENCIAS

- Acciona Energía (2016) *ACCIONA Energía, pionera en prestar servicios de ajuste del sistema eléctrico sólo con energía eólica*, *Noticias Acciona Energía*. Available at: <http://www.acciona-energia.com/es/noticias/acciona-energia-pionera-prestar-servicios-ajuste-sistema-electrico-solo-energia-eolica/> (Accessed: 15 May 2018).
- Amor, M. Ben *et al.* (2014) 'Influence of wind power on hourly electricity prices and GHG (greenhouse gas) emissions: Evidence that congestion matters from Ontario zonal data', *Energy*. Pergamon, 66, pp. 458–469.
- Azofra, D. *et al.* (2015) 'Comparison of the influence of photovoltaic and wind power on the Spanish electricity prices by means of artificial intelligence techniques', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Pergamon, 42, pp. 532–542.
- Banco de España (2018) *Tipos de interés y tipos de cambio*, *Estadísticas Banco de España*. Available at: <https://www.bde.es/webbde/es/estadis/infoest/tipos/tipos.html> (Accessed: 26 March 2018).
- Banshwar, A. *et al.* (2017) 'Renewable energy sources as a new participant in ancillary service markets', *Energy Strategy Reviews*. Elsevier, 18, pp. 106–120.
- Bell, W. P. *et al.* (2017) 'Revitalising the wind power induced merit order effect to reduce wholesale and retail electricity prices in Australia', *Energy Economics*. North-Holland, 67, pp. 224–241.
- BOE (2016) *Documento BOE-A-2016-1321*, *Boletín Oficial del Estado*, *BOE.es*. Available at: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2016-1321> (Accessed: 5 February 2018).
- Brijs, T. *et al.* (2015) 'Statistical analysis of negative prices in European balancing markets', *Renewable Energy*. Pergamon, 80, pp. 53–60.
- Clò, S., Cataldi, A. and Zoppoli, P. (2015) 'The merit-order effect in the Italian power market: The impact of solar and wind generation on national wholesale electricity prices', *Energy Policy*. Elsevier, 77, pp. 79–88.
- CNMC (2015) *Precios mercado 2015*, *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia*. Available at: <https://www.cnmc.es/estadistica/precios-mercado-2015> (Accessed: 6 March 2018).
- CNMC (2016) *Precios mercado 2016*, *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia*. Available at: <https://www.cnmc.es/estadistica/precios-mercado-2016> (Accessed: 6 March 2018).
- CNMC (2017) *Precios mercado 2017*, *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia*. Available at: <https://www.cnmc.es/estadistica/precios-mercado-2017> (Accessed: 6 March 2018).
- Colson, C. M. and Nehrir, M. H. (2010) 'Load-following for wind turbines with permanent magnet synchronous generators', in *North American Power Symposium 2010*. IEEE, pp. 1–8.
- Cutler, N. J. *et al.* (2011) 'High penetration wind generation impacts on spot prices in the Australian national electricity market', *Energy Policy*. Elsevier, 39(10), pp. 5939–5949.

El-Zonkoly, A. M. (2015) 'Renewable energy sources for complete optimal power system black-start restoration', *IET Generation, Transmission & Distribution*. Institution of Engineering and Technology, 9(6), pp. 531–539.

ESIOS REE (2018) *Análisis | ESIOS electricidad, ESIOS Red Eléctrica de España*. Available at: <https://www.esios.ree.es/es/analisis> (Accessed: 6 March 2018).

Forrest, S. and MacGill, I. (2013) 'Assessing the impact of wind generation on wholesale prices and generator dispatch in the Australian National Electricity Market', *Energy Policy*. Elsevier, 59, pp. 120–132.

Ketterer, J. C. (2014) 'The impact of wind power generation on the electricity price in Germany', *Energy Economics*. North-Holland, 44, pp. 270–280.

Minitab (2018) *Minitab Statistical Software, Minitab*. Available at: <http://www.minitab.com/es-mx/products/minitab/> (Accessed: 2 April 2018).

El Mokadem, M. *et al.* (2009) 'Experimental study of variable speed wind generator contribution to primary frequency control', *Renewable Energy*. Pergamon, 34(3), pp. 833–844.

Mulder, M. and Scholtens, B. (2013) 'The impact of renewable energy on electricity prices in the Netherlands', *Renewable Energy*. Pergamon, 57, pp. 94–100.

Nock, D., Krishnan, V. and McCalley, J. D. (2014) 'Dispatching intermittent wind resources for ancillary services via wind control and its impact on power system economics', *Renewable Energy*. Pergamon, 71, pp. 396–400.

Østergaard, P. A. (2006) 'Ancillary services and the integration of substantial quantities of wind power', *Applied Energy*. Elsevier, 83(5), pp. 451–463.

Papaioannou, G. P. *et al.* (2018) 'Detecting the impact of fundamentals and regulatory reforms on the Greek wholesale electricity market using a SARMAX/GARCH model', *Energy*. Pergamon, 142, pp. 1083–1103.

Pereira, A. J. C. and Saraiva, J. T. (2013) 'Long term impact of wind power generation in the Iberian day-ahead electricity market price', *Energy*. Pergamon, 55, pp. 1159–1171.

El Periódico de la Energía (2017) *Casi 6.000 MW eólicos pueden participar ya en los servicios de ajustes del sistema eléctrico*, *El Periódico de la Energía*. Available at: <https://elperiodicodelaenergia.com/casi-6-000-mw-eolicos-pueden-participar-ya-en-los-servicios-de-ajustes-del-sistema-electrico/> (Accessed: 13 February 2018).

REE (2018a) *Informes del sistema eléctrico, Red Eléctrica de España*. Available at: <http://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/informe-anual> (Accessed: 3 May 2018).

REE (2018b) *Operación del sistema eléctrico, Red Eléctrica de España*. Available at: <http://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico> (Accessed: 29 May 2018).

Sáenz de Miera, G., del Río González, P. and Vizcaíno, I. (2008) 'Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices: The case of wind electricity in Spain', *Energy Policy*. Elsevier, 36(9), pp. 3345–3359.

- Singarao, V. Y. and Rao, V. S. (2016) 'Frequency responsive services by wind generation resources in United States', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Pergamon, 55, pp. 1097–1108.
- Suomalainen, K. *et al.* (2015) 'Correlation analysis on wind and hydro resources with electricity demand and prices in New Zealand', *Applied Energy*. Elsevier, 137, pp. 445–462.
- U.S. EIA (2018) *Europe Brent Spot Price FOB (Dollars per Barrel)*, U.S. Energy Information Administration. Available at: <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/RBRTED.htm> (Accessed: 26 March 2018).
- Ullah, N. R., Bhattacharya, K. and Thiringer, T. (2009) 'Wind Farms as Reactive Power Ancillary Service Providers—Technical and Economic Issues', *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 24(3), pp. 661–672.
- De Vos, K., De Rijcke, S. and Driesen, J. (2010) 'Asymmetric reserve power delivered by large wind power plants', in *2010 Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*. IEEE, pp. 1–8.
- Woo, C. K. *et al.* (2011) 'The impact of wind generation on the electricity spot-market price level and variance: The Texas experience', *Energy Policy*. Elsevier, 39(7), pp. 3939–3944.
- Zipp, A. (2017) 'The marketability of variable renewable energy in liberalized electricity markets – An empirical analysis', *Renewable Energy*. Pergamon, 113, pp. 1111–1121.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Representación explicativa de una curva de casación.	4
Figura 2. Correlación entre algunas variables de estudio.	18
Figura 3. Regresión de los mejores subconjuntos.	20
Figura 4. Análisis de regresión para los tres años tomando todos los predictores.	21
Figura 5. Análisis de regresión corregido para los tres años.	23
Figura 6. Normalidad de los residuos.	24
Figura 7. Residuos frente a valores ajustados.	25
Figura 8. Test de rachas de los residuos con tamaño de subgrupo 10.	25
Figura 9. Test de rachas de los residuos con tamaño de subgrupo 1.000.	26
Figura 10. Gráfico de autocorrelación de los residuos.	26
Figura 11. Ajuste del precio del mercado diario durante los años 2015, 2016 y 2017, €/MWh, en la primera iteración de validación cruzada.	27
Figura 12. Gráfica del precio horario del mercado diario, en €/MWh, para los tres años de estudio. .	30
Figura 13. Cobertura de la demanda mediante carbón, ciclo combinado y eólica y precios del barril de petróleo Brent y de la electricidad en el mercado diario a lo largo del año 2015.	33
Figura 14. Análisis de regresión corregido para el año 2015.	34
Figura 15. Gráfica del precio horario del mercado diario, en €/MWh, para el año 2015.	35
Figura 16. Análisis de regresión corregido para el año 2016.	37
Figura 17. Gráfica del precio horario del mercado diario, en €/MWh, para el año 2016.	38
Figura 18. Evolución del precio del mercado diario, en €/MWh, y de la cobertura eólica, en porcentaje sobre el total de energía demandada, a lo largo de los años 2015, 2016 y 2017.	40
Figura 19. Análisis de regresión corregido para el año 2017.	41
Figura 20. Gráfica del precio horario del mercado diario, en €/MWh, para el año 2017.	42
Figura 21. Precio del mercado diario y de los servicios de ajuste y cobertura de la demanda con energías eólica e hidráulica durante los años 2015, 2016 y 2017.	51
Figura 22. Cobertura eólica y precio de los servicios de regulación secundaria durante los años 2015, 2016 y 2017.	52
Figura 23. Cobertura eólica y precio de los servicios de restricciones técnicas en tiempo real durante los años 2015, 2016 y 2017.	53
Figura 24. Cobertura eólica y precio de los servicios de gestión de desvíos durante los años 2015, 2016 y 2017.	53

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Coeficientes de la ecuación de regresión obtenida para los diez análisis de validación cruzada.	28
Tabla 2. Cálculo del precio del mercado diario mediante el modelo de regresión ajustado.	29
Tabla 3. Correlaciones de las variables explicativas con la variable Mercado diario obtenidas para cada uno de los tres años de estudio.	31
Tabla 4. Cobertura de la demanda desglosada por tecnología, precio de la electricidad en el mercado diario y total final y precio del barril de petróleo Brent durante el año 2015.	32
Tabla 5. Cálculo del precio del mercado diario mediante el modelo de regresión ajustado.	35
Tabla 6. Cálculo del precio del mercado diario mediante el modelo de regresión ajustado.	38
Tabla 7. Cálculo del precio del mercado diario mediante el modelo de regresión ajustado para 2017.	42
Tabla 8. Porcentaje de producción de electricidad peninsular.	43
Tabla 9. Coeficientes de los ajustes de regresión y correlación con el precio del mercado diario.	44
Tabla 10. Coeficientes de los ajustes de regresión y escenarios para el año 2015.	45
Tabla 11. Coeficientes de los ajustes de regresión y escenarios para el año 2016.	46
Tabla 12. Coeficientes de los ajustes de regresión y escenarios para el año 2017.	46
Tabla 13. Coeficientes de los ajustes de regresión y escenarios para los años 2015, 2016 y 2017.	47
Tabla 14. Participación de la eólica en la regulación y balance del sistema eléctrico español.	48
Tabla 15. Participación en el mix de generación y en regulación terciaria y gestión de desvíos de las tecnologías eólica, carbón, ciclo combinado e hidráulica en el año 2017.	48
Tabla 16. Cobertura de la demanda eléctrica por tecnologías de producción y desglose de componentes del precio medio mensual del mercado eléctrico durante el año 2015.	49
Tabla 17. Cobertura de la demanda eléctrica por tecnologías de producción y desglose de componentes del precio medio mensual del mercado eléctrico durante el año 2016.	50
Tabla 18. Cobertura de la demanda eléctrica por tecnologías de producción y desglose de componentes del precio medio mensual del mercado eléctrico durante el año 2017.	50

ANEXOS: MODELOS DE REGRESIÓN

Para analizar el impacto de la energía eólica sobre el precio de la electricidad se han realizado análisis de regresión. Se trata de un proceso estadístico que, a partir del análisis de diversas variables, estima las relaciones existentes entre ellas, así como su grado de influencia. Esto permite realizar un análisis amplio y realista. En este Anexo se presentan los siguientes análisis de regresión lineal para los años de estudio planteados (2015, 2016 y 2017):

- Anexo 1. Análisis mediante un modelo de regresión para los tres años
- Anexo 2. Análisis mediante un modelo de regresión para el año 2015
- Anexo 3. Análisis mediante un modelo de regresión para el año 2016
- Anexo 4. Análisis mediante un modelo de regresión para el año 2017

Se dispone de los datos del programa P48 para cada tecnología que es el programa horario operativo final de cada unidad de generación, resultado de la casación del mercado diario y de los sucesivos mercados intradiarios, incluyendo también los redespachos asociados a su posible participación en servicios de ajuste del sistema y/o la participación en la resolución de restricciones técnicas en tiempo real. Por otra parte, se dispone de los datos de los componentes del precio final del mercado eléctrico por hora, entre los que se encuentra los del mercado diario, y la energía final demandada. Además de este conjunto de datos, hay que tener en cuenta el precio del barril de petróleo Brent como uno de los factores influyentes en el precio del mercado eléctrico español y la diferencia existente entre la potencia de generación disponible y la demanda del sistema eléctrico, que se ha denominado GAP.

El objetivo de estos análisis es estudiar la influencia en el precio del mercado diario de OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español) de las diferentes tecnologías de producción y otros factores, como el precio del petróleo y la energía demandada, mediante un ajuste de regresión. Por tanto la variable dependiente a explicar va a ser *Mercado diario* y las variables explicativas, también llamadas predictores, son: *P48 Eólica*, *P48 Carbón*, *P48 Ciclo combinado*, *P48 Cogeneración*, *P48 Hidráulica total*, *P48 Nuclear*, *P48 Solar térmica*, *P48 Solar fotovoltaica*, *P48 Turbinación bombeo*, *P48 Residuos*, *P48 Biomasa*, *BRENT*, *GAP* y *Energía final*.

Anexo 1. Análisis mediante un modelo de regresión para los tres años

En este anexo se muestra el análisis de regresión realizado conjuntamente para los tres años de estudio, 2015, 2016 y 2017, con el programa Minitab. Como paso previo se realiza un análisis descriptivo de las variables con el objetivo de estudiar su comportamiento a lo largo del tiempo. Esto permite conocer mejor su funcionamiento, lo que a su vez posibilita un mejor análisis estadístico de las mismas.

El precio del mercado diario de OMIE, recogido por la variable *M. diario*, muestra una evolución aparentemente cíclica en términos generales, como puede observarse en la Figura A1.1. Esto se debe a que el precio de la electricidad se ve influenciado por las diferentes tecnologías de generación que se encargan de satisfacer la demanda energética y varias de ellas están influenciadas, a su vez, por las condiciones climatológicas, que siguen una cierta estacionalidad. En el histograma se puede observar que la variable se ajusta bastante bien a una normal de media 47,40 € y desviación estándar 14,35 €, con sus 26.304 datos, correspondientes a las mismas horas de los tres años de estudio.

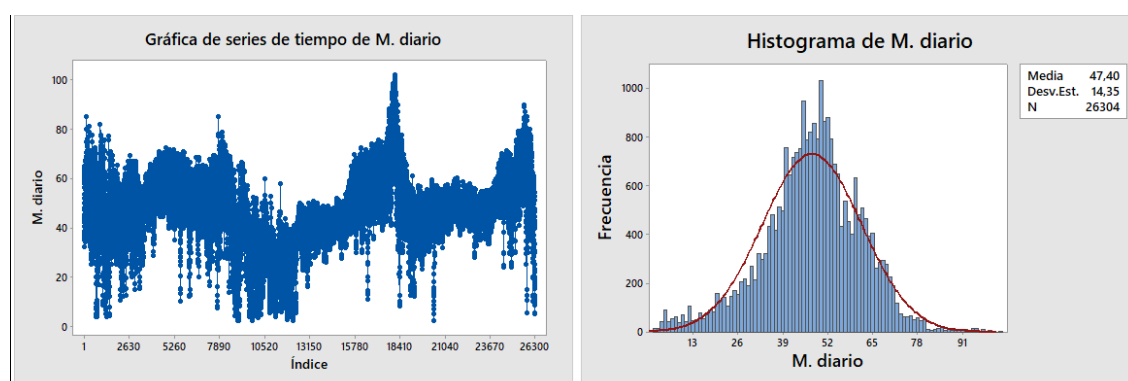


Figura A1.1. Gráfica de series de tiempo e histograma de la variable Mercado diario.

Una de las tecnologías de generación que más influencia tiene sobre el precio del mercado diario, y que a su vez se ve influenciada por las condiciones climatológicas, es la *eólica*. En la Figura A1.2 se puede intuir esa cierta evolución cíclica, ligeramente inversa a la del precio del mercado diario. El histograma en este caso no se ajusta bien a una normal de media 5.498 MWh y desviación estándar 3.140 MWh debido a que hay un buen número de horas en las que la producción es baja o próxima a cero, por lo que el pico de frecuencia está desplazado hacia la izquierda.

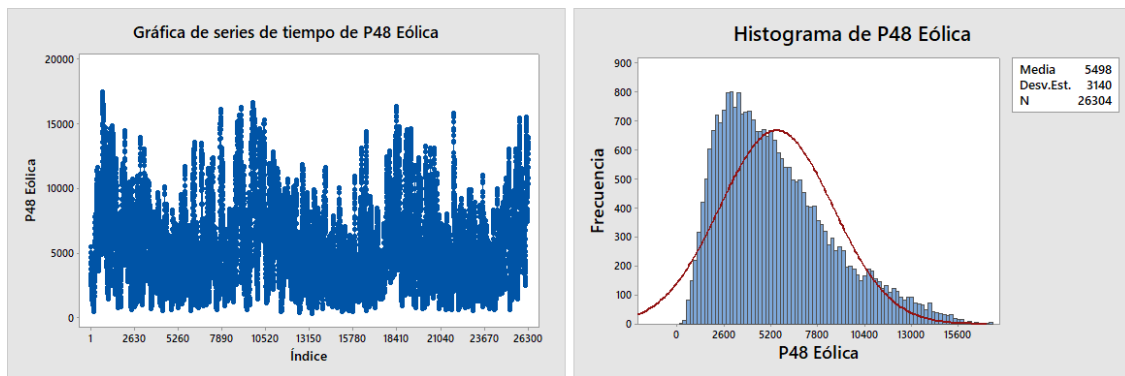


Figura A1.2. Gráfica de series de tiempo e histograma de la variable P48 Eólica.

Otra de las variables que va a tener un importante peso en este estudio es la referida a la diferencia existente entre la potencia de generación disponible y la demanda del sistema eléctrico, que se ha denominado *GAP*. La Figura A1.3 incluye su evolución a lo largo de los tres años y su histograma. No se detecta una clara evolución cíclica, en cambio en el histograma se puede observar un buen ajuste a una normal de media 36.448 MWh y desviación estándar 5.267 MWh.

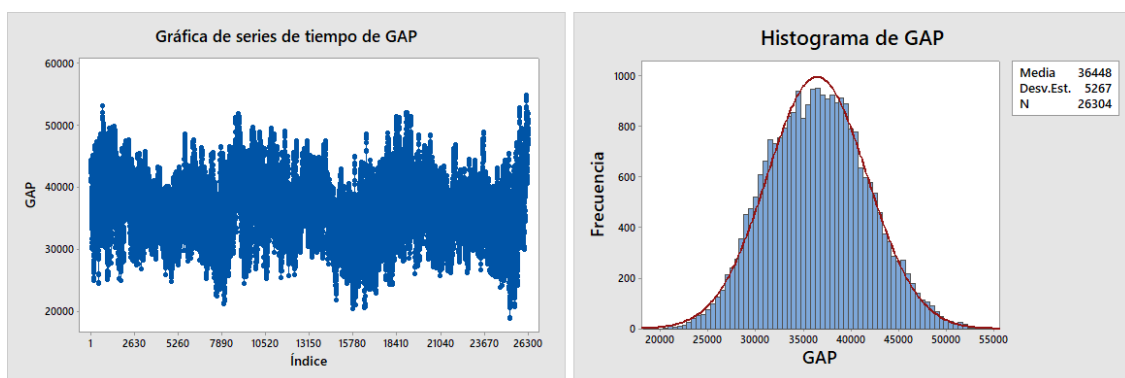


Figura A1.3. Gráfica de series de tiempo e histograma de la variable GAP.

Los histogramas de las variables recogidos en la Figura A1.4, muestran diversas peculiaridades. En el caso de la generación a partir de *carbón* aparecen dos picos de frecuencia, por lo que el ajuste a una normal de media 4.881 MWh tiene una desviación estándar de 2.355 MWh. Estos picos pueden deberse a que, por un lado, esta generación es empleada para completar la demanda con valores bajos y, por otro, también se requiere en momentos de gran demanda con una alta necesidad de producción, por ejemplo en invierno. El *ciclo combinado* congrega su funcionamiento en niveles bajos de generación ya que es una tecnología requerida como respaldo del sistema para ajustar producción y consumo de forma flexible. La *cogeneración* si parece ajustarse más a una normal de media 2.981 MWh con desviación estándar de 318, congregando su producción en niveles altos, al contrario que el *ciclo combinado*. Mientras que la *hidráulica* presenta un histograma similar al de la *eólica*, aunque en unos niveles de generación menores, con una media de 3.149 MWh. El histograma del precio del barril de petróleo *Brent* se intenta ajustar a una normal de media 44,90 € con una desviación estándar de 7,17 €, aunque repite algunos valores con una alta frecuencia, por lo que se producen diversos picos de frecuencia. Por último, el histograma de la *energía final*

demandada se aproxima a una normal de media 24.914 MWh y desviación estándar 3.911 con un doble pico de frecuencia próximo al valor central, en el que se produce un valle.

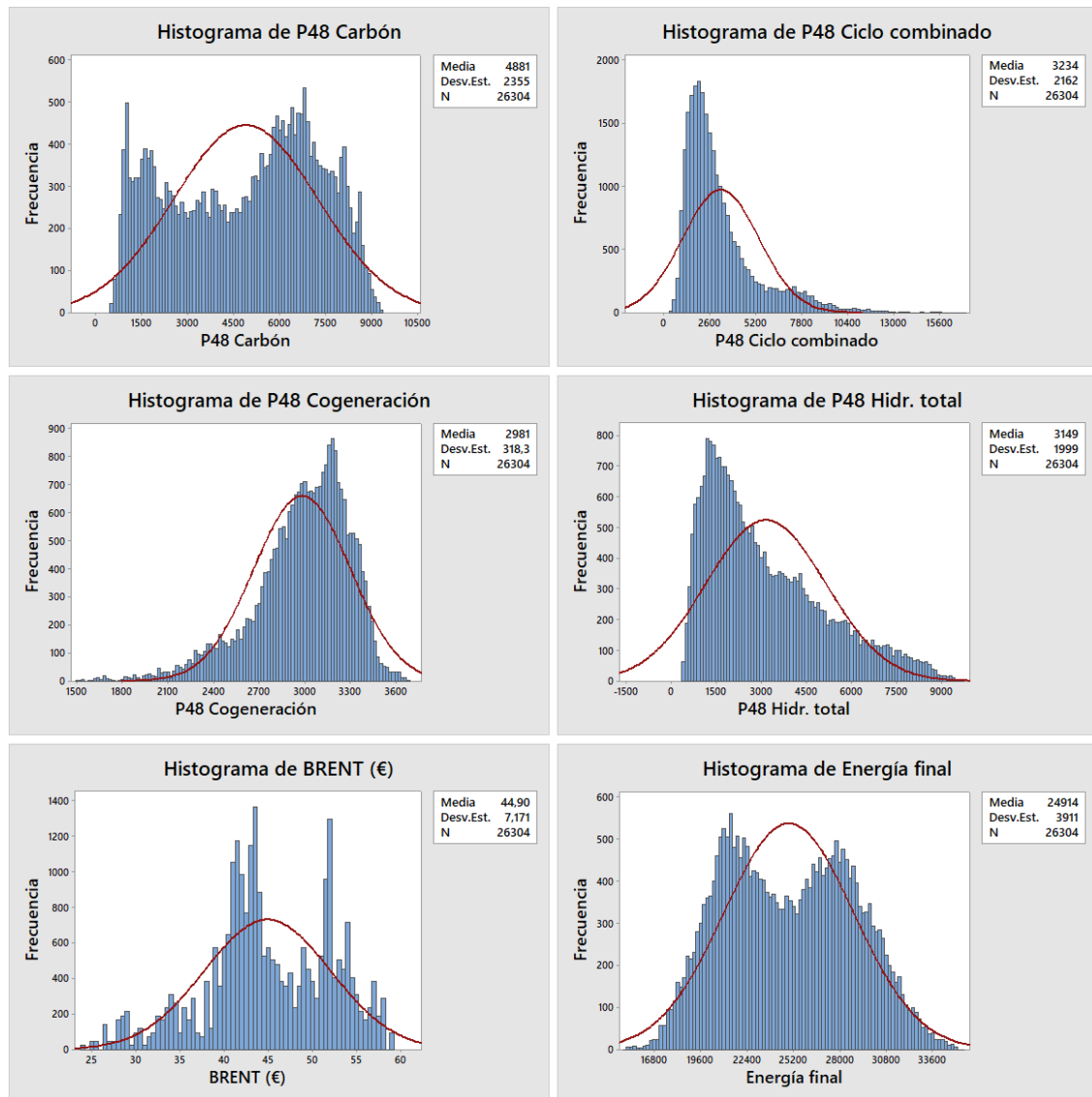


Figura A1.4. Histogramas de las variables P48 Carbón, Ciclo combinado, Cogeneración, Hidráulica total, BRENT y Energía final.

El resto de variables muestran unos histogramas más dispares, difícilmente ajustables a una distribución normal, ver Figura A1.5. Se puede observar que la *nuclear* suele operar de manera constante cerca de su potencia nominal, a excepción de diversas paradas de alguna de las centrales. La *solar térmica* congrega la mayor parte de su funcionamiento en niveles bajos de producción debido a su nula producción en períodos nocturnos. Muy similar es el histograma de la *solar fotovoltaica*, cuyo valor más repetido es el cero. La *turbinación bombeo* también se concentra en niveles bajos de energía, aunque de forma más suavizada, por lo que se podría aproximar a una exponencial decreciente. Por último, *residuos* y *biomasa* son dos tecnologías con un nivel de generación residual en comparación con el resto de tecnologías, por lo que su distribución en el histograma no aporta ninguna conclusión relevante.

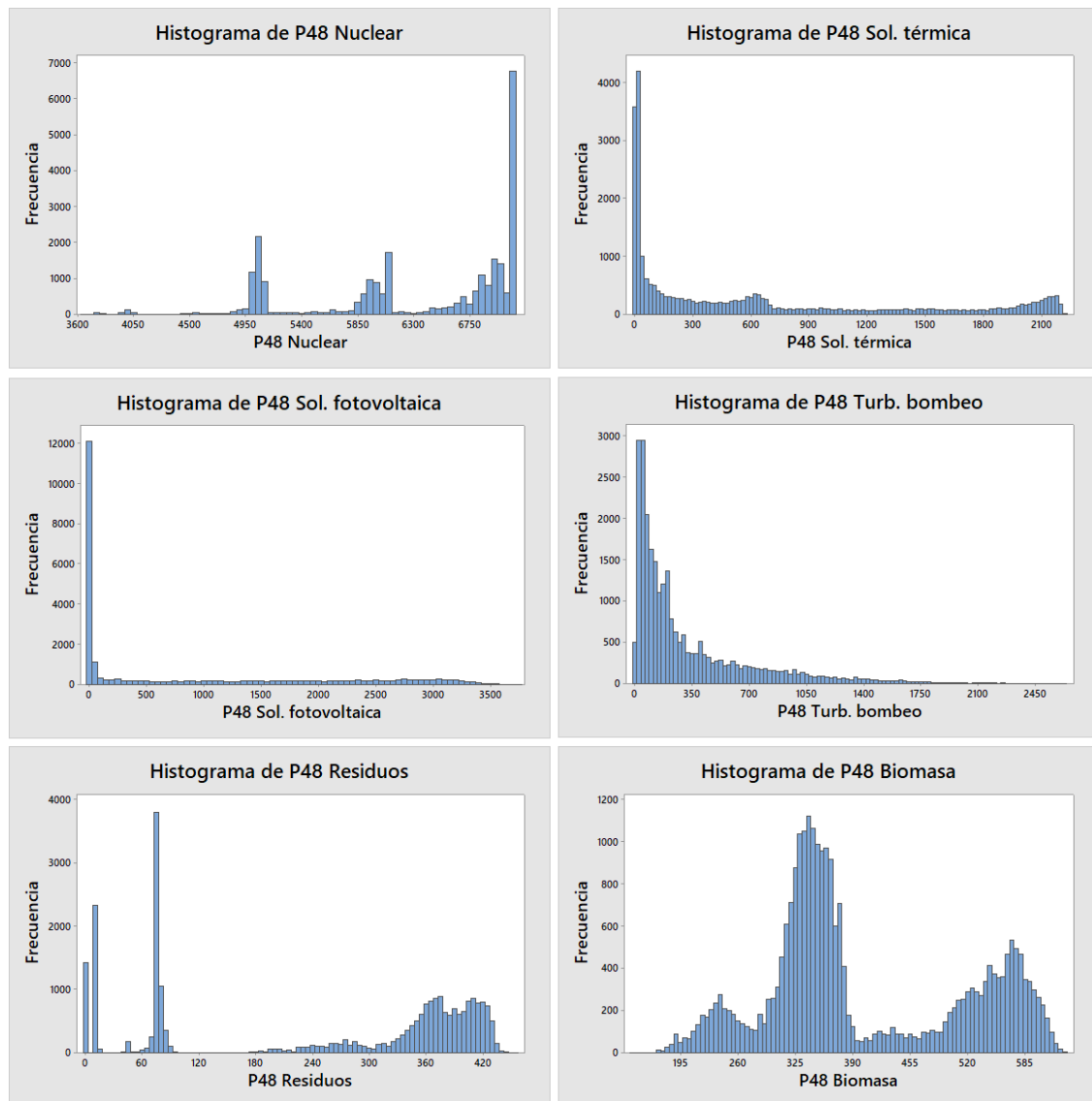


Figura A1.5. Histogramas de las variables P48 Nuclear, Solar térmica, Solar fotovoltaica, Turbinación bombeo, Residuos y Biomasa.

A. CORRELACIÓN

En primer lugar, para comprobar si las variables tienden a cambiar de manera conjunta, es decir, si un cambio en una variable se asocia con un cambio proporcional en otra, se estudia la correlación. La correlación de Pearson evalúa la relación lineal entre dos variables continuas. Cuanto más se aproxima su valor absoluto a la unidad, mayor es el grado de relación lineal. En la Figura A1.6, se muestra el resultado de la correlación existente entre las variables. Minitab presenta una tabla más extensa que la que aquí se recoge, con todas las correlaciones entre variables, en este caso interesa ver la correlación de la variable *Mercado diario* con el resto, es decir, la primera columna. El programa muestra debajo de cada correlación el p-valor correspondiente a las pruebas de hipótesis individuales de que las correlaciones son iguales a cero. Debido a que todos los p-valores son cero, existe suficiente evidencia de que las correlaciones no son cero.

Correlación: M. diario; P48 Eólica; P48 Carbón; P48 Ciclo comb; P48 Cogenerac; ...			
	M. diario	P48 Eólica	P48 Carbón
P48 Eólica	-0,420 0,000		
P48 Carbón	0,789 0,000	-0,471 0,000	
P48 Ciclo combin	0,634 0,000	-0,404 0,000	0,556 0,000
P48 Cogeneración	0,586 0,000	-0,216 0,000	0,441 0,000
P48 Hidr. total	-0,160 0,000	0,041 0,000	-0,225 0,000
P48 Nuclear	-0,066 0,000	0,035 0,000	-0,125 0,000
P48 Sol. térmica	0,027 0,000	-0,197 0,000	0,052 0,000
P48 Sol. fotovol	0,063 0,000	-0,143 0,000	0,045 0,000
P48 Turb. bombeo	0,197 0,000	0,022 0,000	0,012 0,043
P48 Residuos	0,027 0,000	-0,115 0,000	-0,094 0,000
P48 Biomasa	0,275 0,000	-0,059 0,000	0,436 0,000
BRENT (€)	0,377 0,000	-0,053 0,000	0,210 0,000
GAP	-0,671 0,000	0,593 0,000	-0,614 0,000
Energía final	0,504 0,000	-0,024 0,000	0,415 0,000

Figura A1.6. Correlación entre algunas variables de estudio.

La correlación de Pearson indica que las relaciones más significativas entre el precio del *mercado diario* y el resto de variables, son las que se producen entre éste y la producción de energía mediante *carbón* (0,789), *ciclo combinado* (0,634) y *cogeneración* (0,586), así como con el *GAP* (-0,671). Esto se explica porque las ofertas en el mercado diario de las tecnologías de generación térmica suelen realizarse a precios más elevados, por lo que un aumento de producción con este tipo de tecnologías influye notablemente en un incremento del precio del mercado eléctrico. En contraposición, un aumento del *GAP*, entendido como la diferencia entre la potencia de generación disponible y la demanda del sistema eléctrico, produce una reducción del precio debido a la mayor competencia entre las centrales eléctricas para cubrir una menor demanda, de ahí que la correlación sea negativa. Estas correlaciones se pueden ver de forma más clara en las gráficas de dispersión de la Figura A1.7.

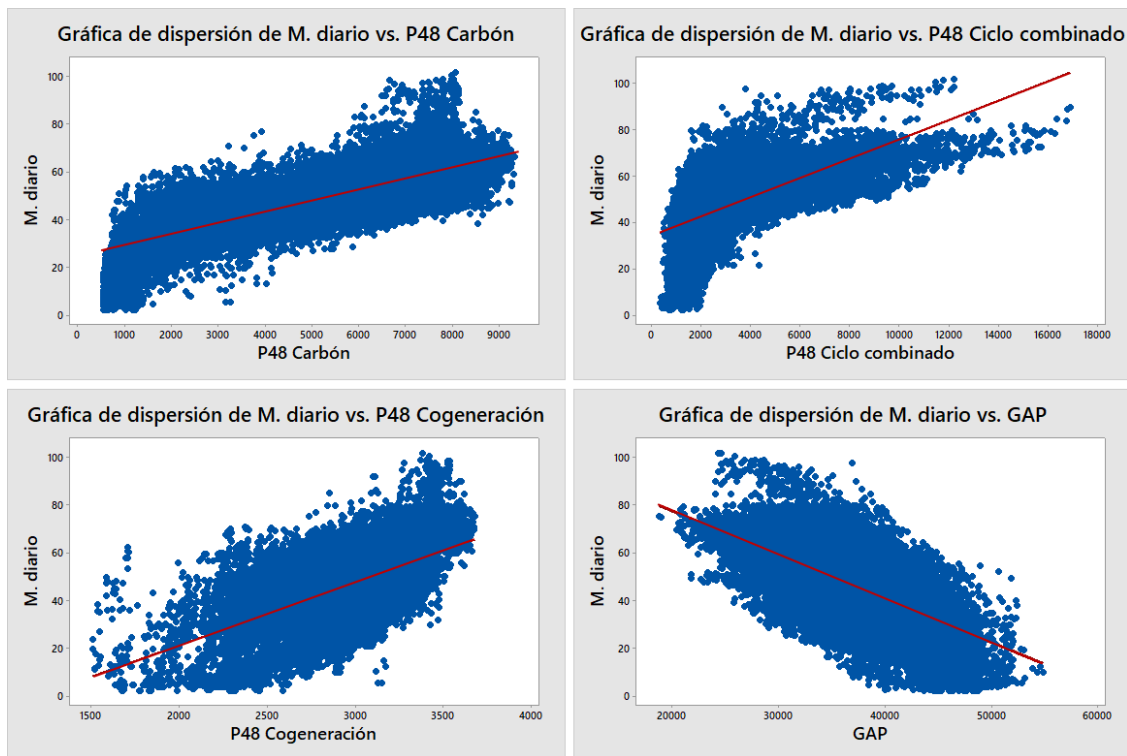


Figura A1.7. Gráficas que muestran la correlación de la variable Mercado diario con las variables P48 Carbón, Ciclo combinado, Cogeneración y GAP, respectivamente.

También se puede observar que existe una relación positiva moderada con la *energía final* (0,504) y el *BRENT* (0,377), ver también en la Figura A1.8. La variable *energía final* recoge la producción de energía que finalmente se ha producido para satisfacer la demanda del mercado diario de OMIE: cuanto mayor es, más desplazado hacia la derecha se encuentra el punto de casación de la curva de oferta y demanda y, por tanto, mayor resulta el precio final del mercado diario. La variable *BRENT* representa el precio del barril de petróleo Brent que, al estar altamente relacionado con los costes de los combustibles de la generación térmica, influye al alza en el precio del mercado eléctrico.

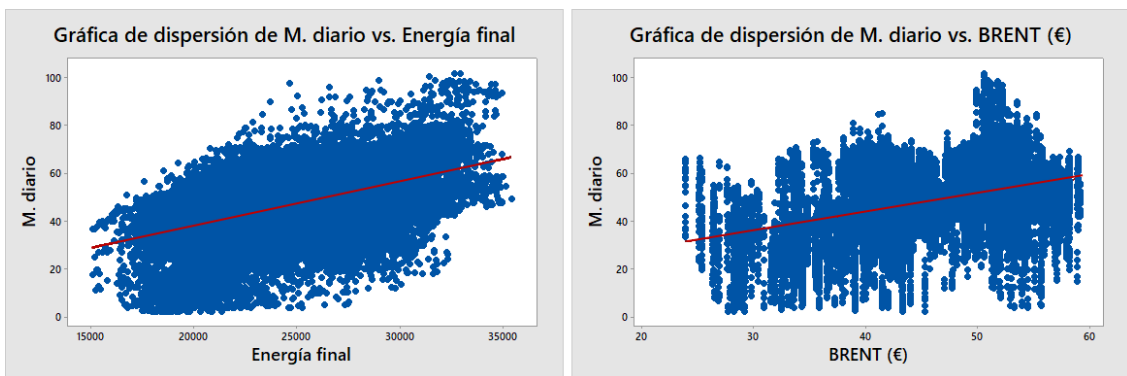


Figura A1.8. Gráficas que muestran la correlación de la variable Mercado diario con las variables P48 Energía final y BRENT, respectivamente.

La generación de energía *eólica* es, tras el *GAP*, la variable que tiene la correlación inversa más significativa con el precio del mercado eléctrico (-0,420). Como era de esperar, un aumento en la producción de energía eólica conlleva una reducción en el precio del mercado eléctrico debido a que presentan ofertas a precios inferiores a otras tecnologías convencionales. En la Figura A1.9 se representa esta correlación, así como la existente con la *turbinación bombeo* que es ligeramente positiva (0,197).

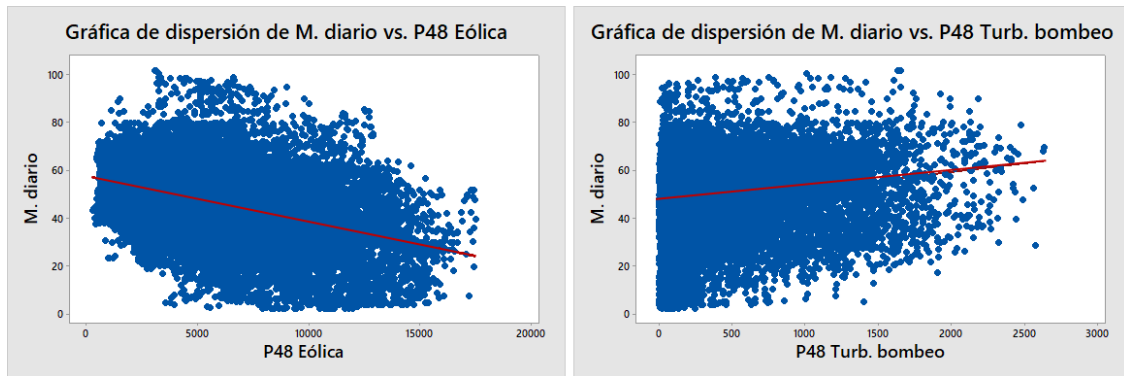


Figura A1.9. Gráficas que muestran la correlación de la variable Mercado diario con las variables P48 Eólica y Turbinación bombeo, respectivamente.

También existe una correlación inversa, aunque mucho menos significativa, con las generaciones *hidráulica* (-0,180) y *nuclear* (-0,066). Esto se debe a que la hidráulica contribuye, en general, a reducir el precio de la electricidad (aunque en ocasiones la gestión de las reservas hídricas puede tener un carácter especulativo) mientras que la nuclear tiene una producción prácticamente constante, por tanto no se aprecia su contribución al no existir una variabilidad que permita comparar días con diferencias notables en los niveles de generación. En la Figura A1.10 se representan estas correlaciones, pudiéndose observar que la tecnología nuclear suele permanecer estable en valores entorno a los 7.000 MWh independientemente del precio del mercado diario, pudiendo ser inferior (de unos 5.000 o 6.000 MWh principalmente) en caso de parada de algunas centrales.

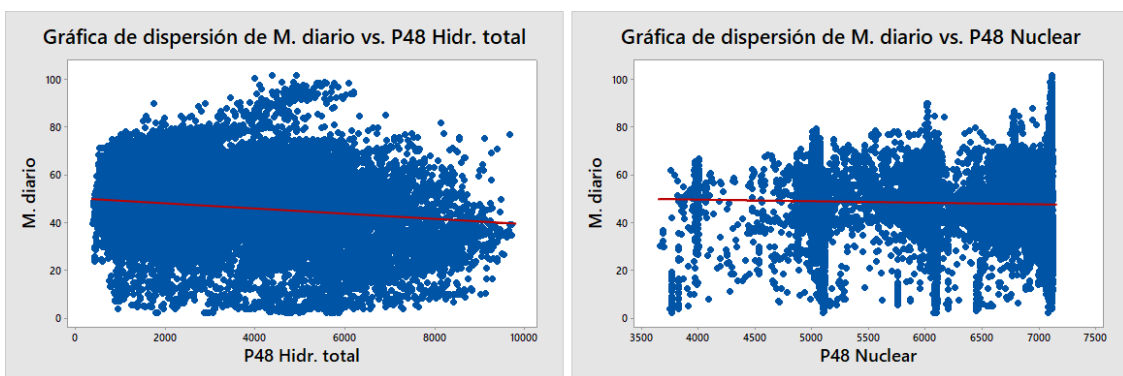


Figura A1.10. Gráficas que muestran la correlación de la variable Mercado diario con las variables P48 Hidráulica total y Nuclear, respectivamente.

La generación de energía *solar térmica* y *fotovoltaica* tienen una correlación positiva con el precio del mercado eléctrico (0,027 y 0,063 respectivamente), lo que parece indicar que una mayor producción con este tipo de tecnologías encarece el precio, aunque esto no se puede asegurar de forma rotunda debido a que su nivel de generación es muy bajo en comparación con el resto de tecnologías. Algo similar ocurre con la generación mediante la quema de *residuos* o *biomasa* (0,027 y 0,275). En la Figura A1.11 se puede apreciar mejor la dificultad de obtener una clara correlación de estas variables con el precio del mercado diario.

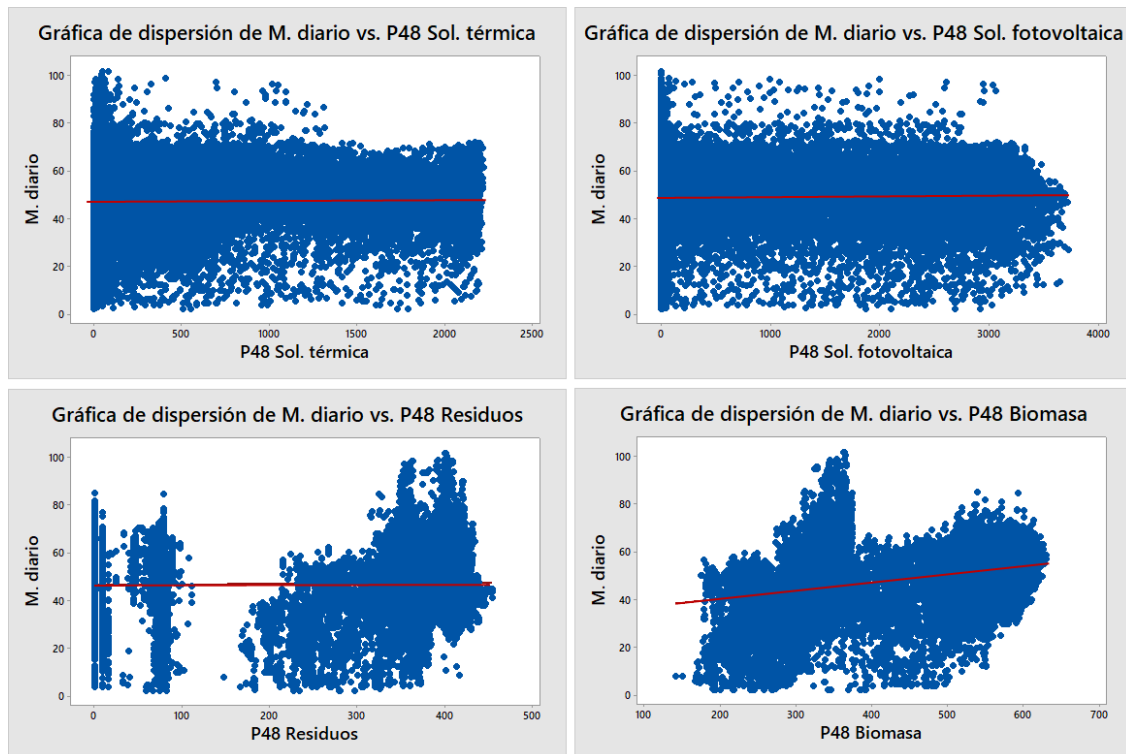


Figura A1.11. Gráficas que muestran la correlación de la variable Mercado diario con las variables P48 Solar térmica, Solar fotovoltaica, Residuos y Biomasa, respectivamente.

B. MEJORES SUBCONUNTOS

Con el objetivo de identificar los modelos con los que se pueda alcanzar una mejor explicación del comportamiento, utilizando el menor número posible de predictores, se realiza la regresión de los mejores subconjuntos. Esta regresión, mostrada en la Figura A1.12, identifica los modelos de subconjuntos que generan los valores de R^2 más elevados, a partir de un conjunto completo de las variables predictoras que se especifican. Cada línea representa un modelo diferente en el que están presentes los predictores marcados con una X. La columna Vars indica el número de variables predictoras en el modelo, mientras que R^2 y R^2 ajustado muestran, en porcentaje, la proporción de la varianza total de la variable explicada por la regresión y la bondad del ajuste de cada modelo a la variable que pretender explicar.

la respuesta es M. diario

Figura A1.12. Regresión de los mejores subconjuntos.

El Cp de Mallows confronta la precisión del modelo con los mejores subconjuntos de predictores, lo que ayuda a alcanzar un equilibrio en cuanto al número de predictores adecuado del modelo. Este equilibrio es importante debido a que un modelo con demasiados predictores puede ser relativamente impreciso, mientras que uno con muy pocos puede estimar sesgadamente. En general se considera que un valor del Cp de Mallows que se

aproxima al número de predictores marca que el modelo es relativamente preciso y no tiene sesgo en la estimación de los coeficientes de regresión y el pronóstico de respuestas futuras. En este caso se observa que incluso añadiendo todas las variables predictoras el Cp de Mallows es adecuado, así que se pasa al siguiente paso con todas las variables.

C. MODELO DE REGRESIÓN

A continuación, se utiliza la regresión para ajustar el modelo con los predictores continuos (es decir, las variables explicativas). Este análisis de regresión, mostrado en la Figura A1.13, se utiliza para investigar y modelar la relación entre la variable de respuesta *Mercado diario* y los predictores.

En primer lugar cabe señalar el factor de inflación de la varianza, **VIF**, que indica cuánto aumenta la varianza de un coeficiente a causa de las correlaciones entre los predictores en el modelo. Se puede observar que, para la variable *Energía final*, el VIF es superior a 10, esto indica que existe multicolinealidad severa entre variables predictoras, lo que puede conllevar problemas de inestabilidad y provocar que los coeficientes sean difíciles de interpretar. Para solucionar este problema se descartan los predictores altamente correlacionados, ya que la información que proporcionan es redundante, por lo que excluirllos del ajuste apenas disminuye el R^2 .

Por otro lado, los **p-valores** para los coeficientes estimados de todas las variables son de 0,000 a excepción de la variable *Residuos*, lo cual indica que están significativamente relacionados con la variable *Mercado diario*. En cambio, el p-valor para *Residuos* es de 0,211, lo que indica que no está relacionado con *Mercado diario* en un nivel α de 0,05. Además, la suma secuencial de los cuadrados indica que *Residuos* no explica una cantidad sustancial de la varianza. Esto sugiere que sería más apropiado obviar este predictor en el modelo.

Análisis de regresión: M. diario vs. P48 Eólica; P48 Carbón; P48 Ciclo comb; ...

Análisis de Varianza

Fuente	GL	SC Ajust.	MC Ajust.	Valor F	Valor p
Regresión	14	4444585	317470	8597,48	0,000
P48 Eólica	1	1616	1616	43,76	0,000
P48 Carbón	1	157848	157848	4274,71	0,000
P48 Ciclo combinado	1	22435	22435	607,58	0,000
P48 Cogeneración	1	109553	109553	2966,82	0,000
P48 Hidr. total	1	21968	21968	594,93	0,000
P48 Nuclear	1	27735	27735	751,09	0,000
P48 Sol. térmica	1	18528	18528	501,75	0,000
P48 Sol. fotovoltaica	1	6292	6292	170,39	0,000
P48 Turb. bombeo	1	63721	63721	1725,65	0,000
P48 Residuos	1	58	58	1,56	0,211
P48 Biomasa	1	22794	22794	617,30	0,000
BRENT (€)	1	316228	316228	8563,84	0,000
GAP	1	19357	19357	524,21	0,000
Energía final	1	504	504	13,66	0,000
Error	26289	970747	37		
Total	26303	5415332			

Resumen del modelo

S	R-cuad.	R-cuad. (ajustado)	R-cuad. (pred)
6,07667	82,07%	82,06%	82,05%

Coefficientes

Término	Coef	EE del coef.	Valor T	Valor p	VIF
Constante	-22,76	1,19	-19,06	0,000	
P48 Eólica	-0,000196	0,000030	-6,62	0,000	6,19
P48 Carbón	0,002070	0,000032	65,38	0,000	3,96
P48 Ciclo combinado	0,000734	0,000030	24,65	0,000	2,96
P48 Cogeneración	0,011360	0,000209	54,47	0,000	3,14
P48 Hidr. total	-0,000802	0,000033	-24,39	0,000	3,08
P48 Nuclear	0,001550	0,000057	27,41	0,000	1,56
P48 Sol. térmica	-0,002113	0,000094	-22,40	0,000	3,35
P48 Sol. fotovoltaica	0,000824	0,000063	13,05	0,000	3,72
P48 Turb. bombeo	0,004889	0,000118	41,54	0,000	1,51
P48 Residuos	0,000702	0,000562	1,25	0,211	5,81
P48 Biomasa	0,018561	0,000747	24,85	0,000	5,13
BRENT (€)	0,52413	0,00566	92,54	0,000	1,17
GAP	-0,000488	0,000021	-22,90	0,000	8,99
Energía final	0,000130	0,000035	3,70	0,000	13,47

Ecuación de regresión

M. diario = -22,76 - 0,000196 P48 Eólica + 0,002070 P48 Carbón
+ 0,000734 P48 Ciclo combinado
+ 0,011360 P48 Cogeneración - 0,000802 P48 Hidr. total
+ 0,001550 P48 Nuclear
- 0,002113 P48 Sol. térmica + 0,000824 P48 Sol. fotovoltaica
+ 0,004889 P48 Turb. bombeo + 0,000702 P48 Residuos
+ 0,018561 P48 Biomasa
+ 0,52413 BRENT (€) - 0,000488 GAP + 0,000130 Energía final

Figura A1.13. Análisis de regresión para los tres años tomando todos los predictores.

Tras retirar estas variables, se comprueba que el VIF de las que permanecen en el modelo se encuentra entre 1 y 5, lo que permite afirmar que están moderadamente relacionadas pero no existe multicolinealidad en este caso, como se muestra en la Figura A1.14.

Análisis de regresión: M. diario vs. P48 Eólica; P48 Carbón; P48 Ciclo comb; ...						
Análisis de Varianza						
Fuente	GL	SC Ajust.	MC Ajust.	Valor F	Valor p	
Regresión	12	4443989	370332	10023,66	0,000	
P48 Eólica	1	1530	1530	41,40	0,000	
P48 Carbón	1	190718	190718	5162,11	0,000	
P48 Ciclo combinado	1	31905	31905	863,57	0,000	
P48 Cogeneración	1	183235	183235	4959,57	0,000	
P48 Hidr. total	1	28874	28874	781,51	0,000	
P48 Nuclear	1	45413	45413	1229,17	0,000	
P48 Sol. térmica	1	18708	18708	506,37	0,000	
P48 Sol. fotovoltaica	1	10384	10384	281,05	0,000	
P48 Turb. bombeo	1	64886	64886	1756,25	0,000	
P48 Biomasa	1	61813	61813	1673,07	0,000	
BRENT (€)	1	330395	330395	8942,69	0,000	
GAP	1	37434	37434	1013,22	0,000	
Error	26291	971343	37			
Total	26303	5415332				
Resumen del modelo						
	S	R-cuad.	R-cuad.			
		(ajustado)	(pred)			
6,07831	82,06%	82,05%	82,04%			
Coeficientes						
Término	Coef	EE del coef.	Valor T	Valor p	VIF	
Constante	-20,53	1,06	-19,44	0,000		
P48 Eólica	-0,000108	0,000017	-6,43	0,000	1,98	
P48 Carbón	0,002115	0,000029	71,85	0,000	3,42	
P48 Ciclo combinado	0,000786	0,000027	29,39	0,000	2,38	
P48 Cogeneración	0,011834	0,000168	70,42	0,000	2,04	
P48 Hidr. total	-0,000757	0,000027	-27,96	0,000	2,09	
P48 Nuclear	0,001671	0,000048	35,06	0,000	1,11	
P48 Sol. térmica	-0,001973	0,000088	-22,50	0,000	2,89	
P48 Sol. fotovoltaica	0,000925	0,000055	16,76	0,000	2,83	
P48 Turb. bombeo	0,004908	0,000117	41,91	0,000	1,49	
P48 Biomasa	0,017904	0,000438	40,90	0,000	1,76	
BRENT (€)	0,52041	0,00550	94,57	0,000	1,11	
GAP	-0,000537	0,000017	-31,83	0,000	5,62	
Ecuación de regresión						
M. diario = -20,53 - 0,000108 P48 Eólica + 0,002115 P48 Carbón						
+ 0,000786 P48 Ciclo combinado						
+ 0,011834 P48 Cogeneración - 0,000757 P48 Hidr. total						
+ 0,001671 P48 Nuclear						
- 0,001973 P48 Sol. térmica + 0,000925 P48 Sol. fotovoltaica						
+ 0,004908 P48 Turb. bombeo + 0,017904 P48 Biomasa						
+ 0,52041 BRENT (€)						
- 0,000537 GAP						

Figura A1.14. Análisis de regresión corregido para los tres años.

El término **S** se utiliza para evaluar la variabilidad residual en la respuesta tras ajustar el modelo. Se mide en las unidades de la variable de respuesta y proporciona una idea de la variabilidad de los valores de la respuesta de los valores ajustados. Cuanto más bajo sea el valor de S, mejor será descrita la respuesta por el modelo. Sin embargo, un valor de S bajo no indica por sí solo que el modelo cumple con los supuestos del modelo, por lo que se deben examinar las gráficas de residuos para verificar los supuestos.

En primer lugar, se comprueba la normalidad de los residuos, tal y como se muestra en la Figura A1.15.

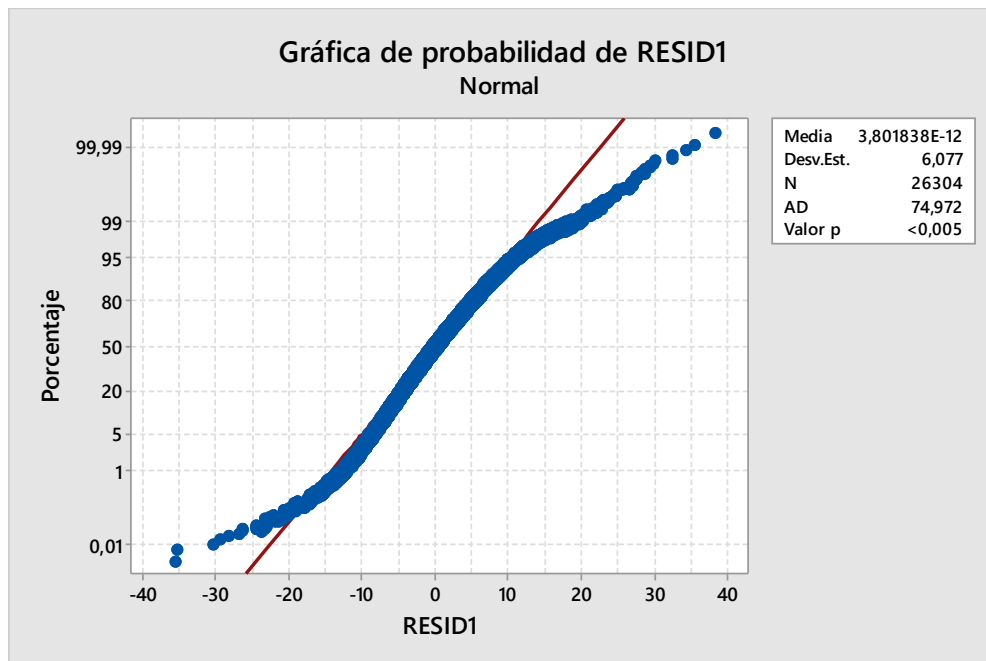


Figura A1.15. Normalidad de los residuos.

El valor p es menor que el nivel de significancia 0,05, por lo que se podría pensar en rechazar la hipótesis nula de que los datos siguen una distribución normal. No obstante, hay que tener en cuenta que se está realizando un test de normalidad con una gran cantidad de datos, por lo que cualquier pequeña desviación provoca que el p-valor sea pequeño y se rechace. Por lo tanto, en este caso se puede considerar que los residuos son normales, ya que se ajustan bastante bien a la recta.

En segundo lugar, se comprueba si la varianza es constante. Para ello se representa el gráfico de residuos frente a valores ajustados. En la Figura A1.16, se observa que los residuos se encuentran distribuidos aleatoriamente a ambos lados del 0, condición necesaria para afirmar que tienen varianza constante. La aparente forma de embudo puede deberse a que la inmensa mayoría de valores de precio se encuentra entre 20 y 70 €/MWh, de ahí que en ese intervalo se aprecie una mayor dispersión en el residuo.

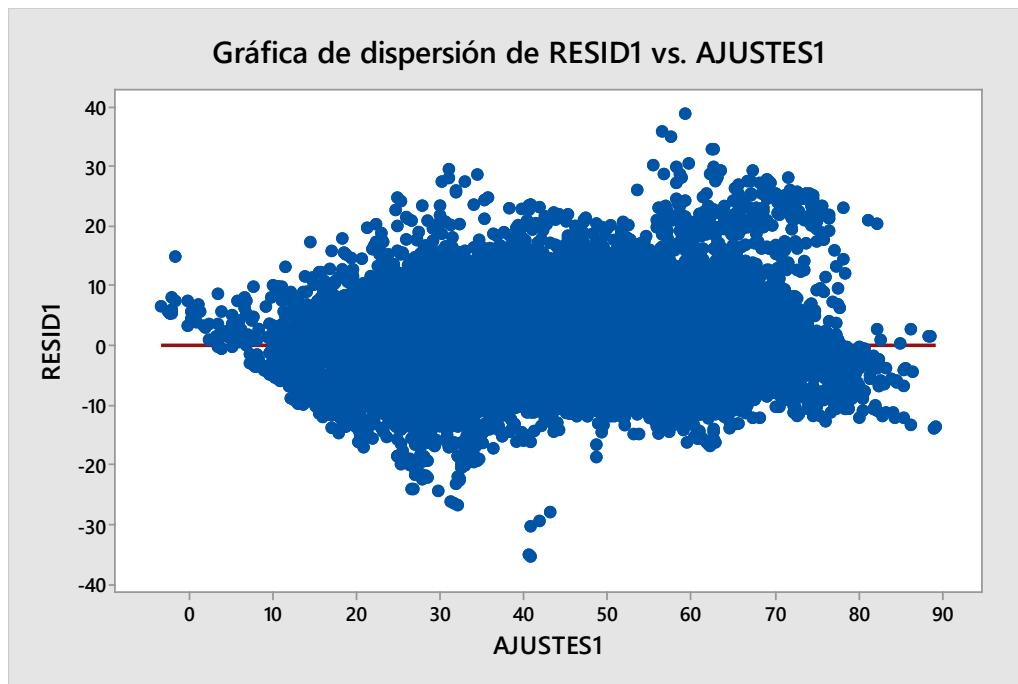


Figura A1.16. Residuos frente a valores ajustados.

Por último, para tratar de comprobar la independencia temporal de los residuos se representan, en las Figuras A1.17 y A1.18, los gráficos de residuos frente al tiempo mediante test de rachas. Debido a la gran cantidad de datos, con un tamaño de subgrupo razonable no es posible apreciar gráficamente las posibles tendencias, no cumpliéndose la hipótesis de conglomerados ni la de tendencias. En cambio seleccionando un elevado tamaño de submuestra parece no apreciarse ninguna tendencia global ni conglomerado. Por tanto, no es posible extraer ninguna conclusión firme a partir de esta comprobación, ya que es posible que al tener tantos datos los contrastes sean muy potentes, ocurriendo lo mismo que en el contraste de normalidad.

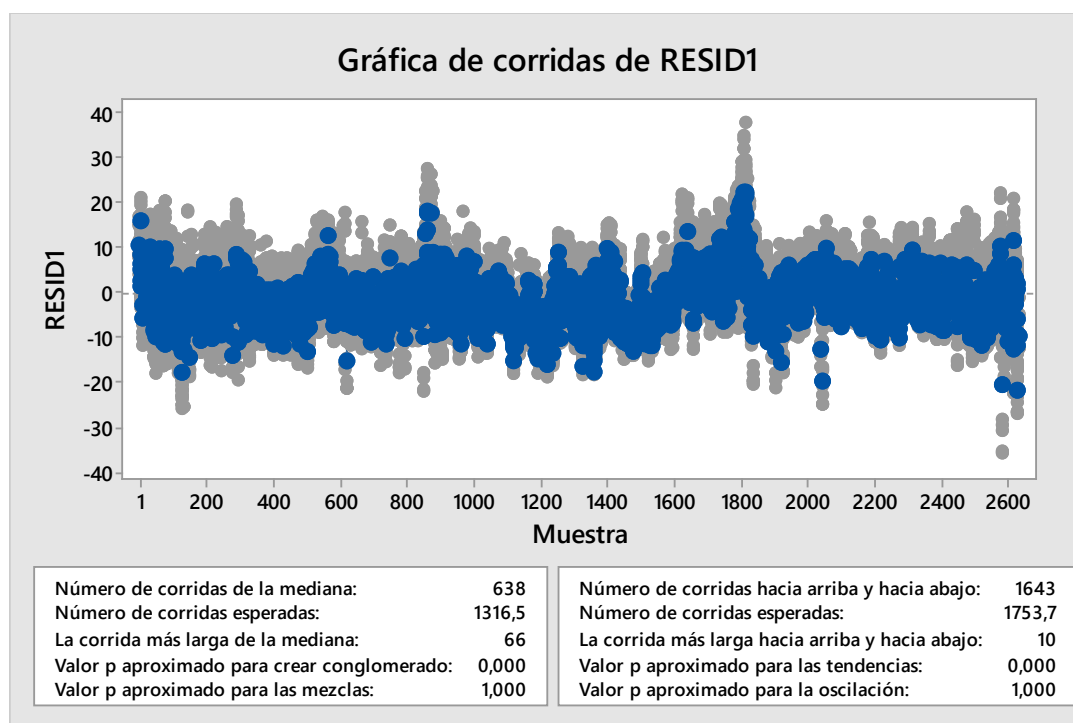


Figura A1.17. Test de rachas de los residuos con tamaño de subgrupo 10.

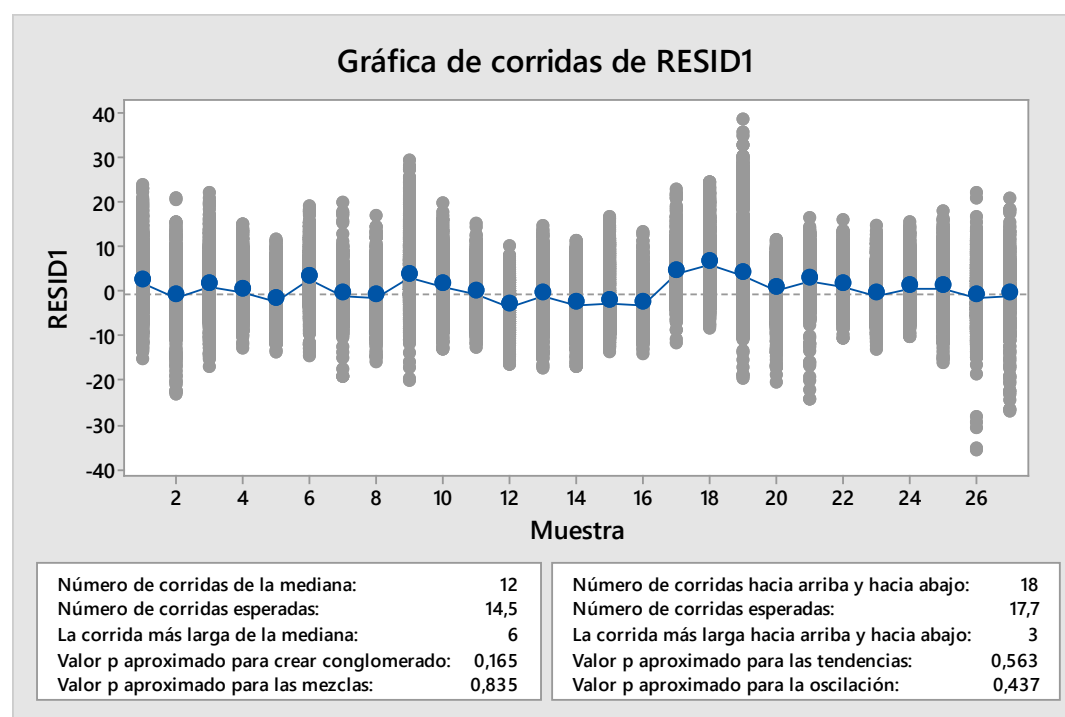


Figura A1.18. Test de rachas de los residuos con tamaño de subgrupo 1.000.

Otra forma de comprobar la independencia de los residuos es mediante los gráficos de autocorrelación, que calculan y grafican la correlación entre observaciones de una serie de tiempo separadas por k unidades de tiempo. En la Figura A1.19 se observa que aparece una fuerte correlación en los residuos, por lo que existe dependencia temporal entre los residuos obtenidos. Sin embargo, esto puede deberse al carácter oscilatorio de la serie temporal. El

motivo radica en que las propias variables reflejan en mayor o menor medida cierta persistencia temporal, dificultando que los errores cometidos en un período no estén relacionados de alguna manera con los cometidos en períodos previos. Por esta razón, no sería adecuado rechazar el modelo basándose en esta comprobación, aunque tampoco permite darlo por válido, por tanto es necesario realizar otro tipo de validación.

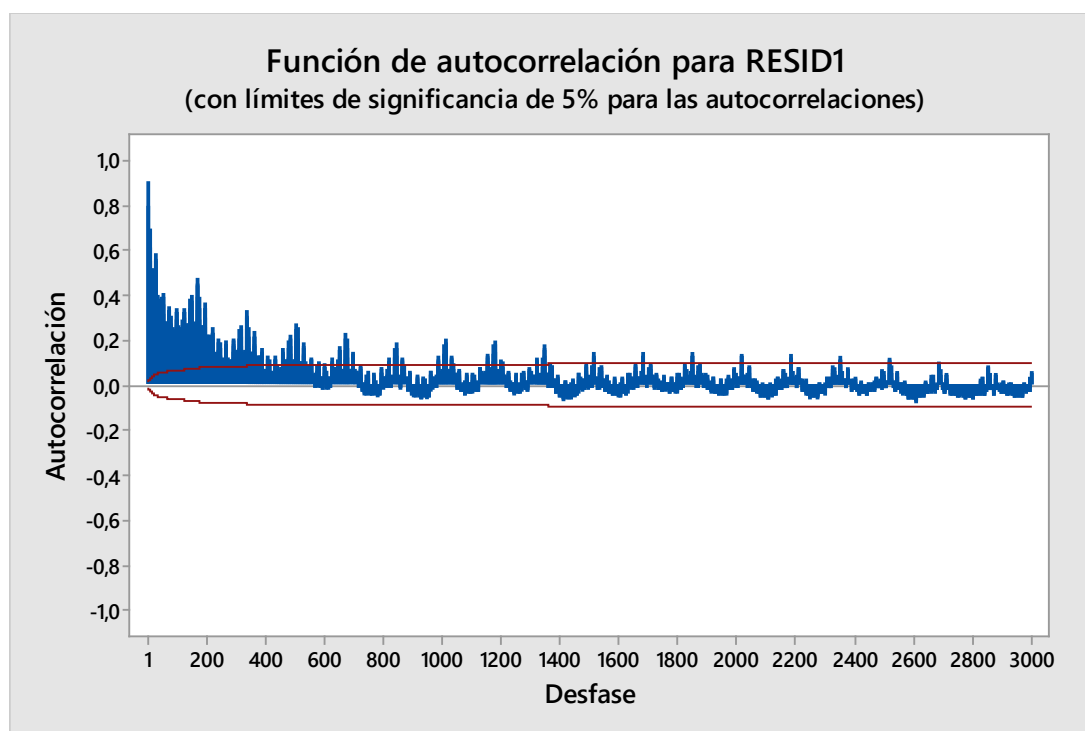


Figura A1.19. Gráfico de autocorrelación de los residuos.

Debido a la dificultad encontrada para verificar los supuestos del modelo de regresión mediante el análisis de las gráficas de residuos, se pretende validar el modelo mediante la **validación cruzada**. Esta técnica permite evaluar los resultados de un análisis estadístico mediante la partición de la base de datos en datos de entrenamiento y datos de prueba, garantizando que son independientes de la partición. Para ello, de los datos de partida se selecciona una muestra de datos para ajustar el modelo, datos de entrenamiento, y se reserva el resto de datos para validarlo, datos de prueba. La validación cruzada consiste en repetir el análisis k veces y calcular la media de los factores obtenidos en las diferentes particiones, lo que permite comprobar también la estabilidad del modelo.

Para ello se toman diez muestras de datos aleatorias mediante el software R como datos de entrenamiento para ajustar el modelo de regresión, reservando la otra mitad para su validación. Por lo tanto se van a realizar diez análisis de regresión diferentes.

En la Figura A1.20 se muestra la bondad del ajuste de regresión para la primera de las iteraciones. El gráfico se realiza con los datos de prueba, es decir, la partición de datos reservados para validar. En rojo se representan los precios horarios del mercado diario calculados mediante la ecuación de regresión obtenida con los datos de entrenamiento y en azul su valor real. Se observa que el ajuste es bueno, exceptuando para algunos valores extremos, siendo el error promedio inferior al 10 %. El resto de iteraciones presentan las

mismas conclusiones, por lo que se puede validar el modelo de regresión mediante validación cruzada.

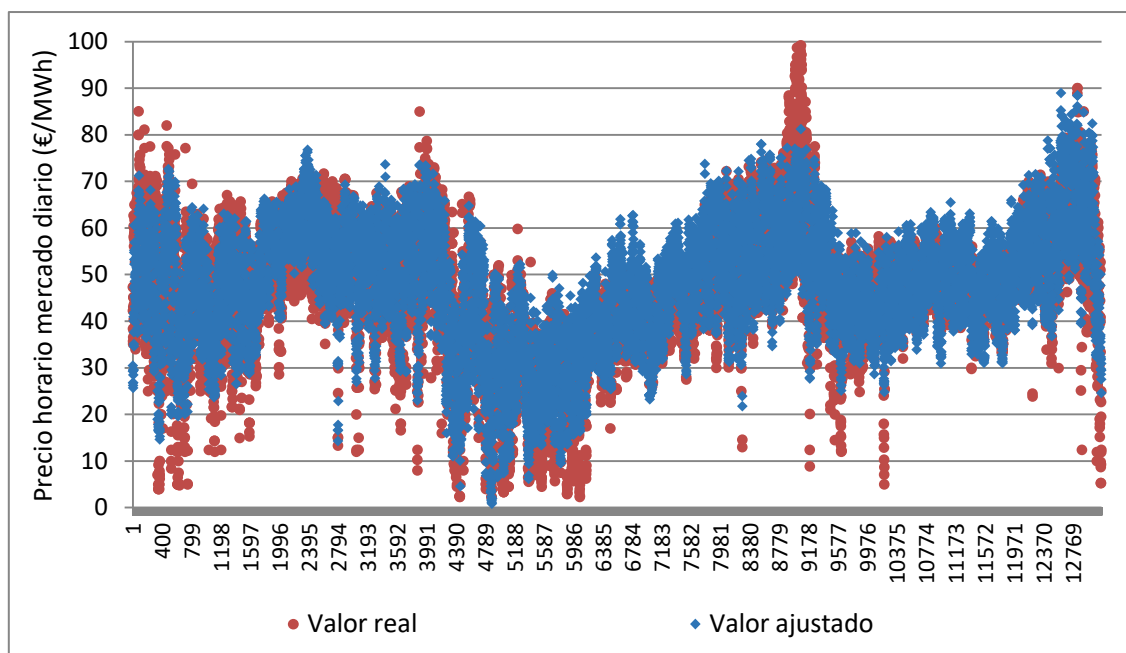


Figura A1.20. Ajuste del precio del mercado diario durante los años 2015, 2016 y 2017, en €/MWh, en la primera iteración del proceso de validación cruzada.

La Tabla A1.1 recoge los coeficientes de la ecuación de regresión obtenidos para cada variable en cada uno de los análisis y su valor medio. Se puede observar que, realizando diez iteraciones, la validación cruzada queda suficientemente probada y el valor medio de las diez iteraciones obtenido para cada término coincide con el que se había obtenido en el ajuste de regresión completo. De esta forma queda comprobada la estabilidad de dicho modelo, de la cual se podía llegar a dudar anteriormente al no poder verificar los supuestos relativos al error mediante la comprobación de los residuos.

Término	Análisis 1	Análisis 2	Análisis 3	Análisis 4	Análisis 5	Análisis 6
Constante	-20,61	-20,50	-18,15	-22,86	-19,17	-21,96
P48 Eólica	-0,000128	-0,000088	-0,000086	-0,000130	-0,000090	-0,000127
P48 Carbón	0,002113	0,002116	0,002097	0,002131	0,002147	0,002083
P48 Ciclo comb.	0,000798	0,000775	0,000759	0,000812	0,000779	0,000795
P48 Cogeneración	0,011678	0,012001	0,011513	0,012158	0,011569	0,012101
P48 Hidr. total	-0,000744	-0,000770	-0,000766	-0,000750	-0,000770	-0,000741
P48 Nuclear	0,001705	0,001634	0,001624	0,001717	0,001700	0,001644
P48 Sol térmica	-0,001960	-0,001981	-0,001953	-0,001996	-0,001828	-0,002116
P48 Sol fotov.	0,000937	0,000910	0,000874	0,000976	0,000789	0,001056
P48 Turb. bombeo	0,004916	0,004897	0,004941	0,004881	0,004898	0,004912
P48 Biomasa	0,018232	0,017586	0,018488	0,017339	0,017520	0,018296
BRENT	0,518250	0,522600	0,515590	0,524670	0,522750	0,518190
GAP	-0,000529	-0,000544	-0,000565	-0,000509	-0,000561	-0,000512

Término	Análisis 7	Análisis 8	Análisis 9	Análisis 10	MEDIA
Constante	-21,16	-19,91	-18,8	-22,24	-20,54
P48 Eólica	-0,000108	-0,000109	-0,0001	-0,000118	-0,000108
P48 Carbón	0,002103	0,002126	0,002097	0,002133	0,002115
P48 Ciclo comb.	0,000778	0,000793	0,000732	0,000838	0,000786
P48 Cogeneración	0,011946	0,011724	0,011887	0,011782	0,011836
P48 Hidr. total	-0,000757	-0,000758	-0,000755	-0,00076	-0,000757
P48 Nuclear	0,001615	0,001729	0,001561	0,001781	0,001671
P48 Sol térmica	-0,001917	-0,002023	-0,001897	-0,002053	-0,001972
P48 Sol fotov.	0,000917	0,000932	0,000859	0,000998	0,000925
P48 Turb. bombeo	0,004905	0,004914	0,004846	0,004967	0,004908
P48 Biomasa	0,018117	0,017705	0,017688	0,018092	0,017906
BRENT	0,524180	0,516760	0,51510	0,525330	0,520340
GAP	-0,000525	-0,000549	-0,000553	-0,00052	-0,000537

Tabla A1.1. Coeficientes de la ecuación de regresión obtenida en los diez análisis de validación cruzada.

D. COMPROBACIÓN DEL MODELO

Una vez que se ha realizado el ajuste, y tras verificar su estabilidad y validez, se puede valorar la capacidad predictiva del modelo. Se toman los coeficientes del ajuste de regresión y, siguiendo la ecuación de regresión, se calcula el precio medio del mercado diario del sistema eléctrico español con los valores medios de las variables predictoras como se recoge en la Tabla A1.2.

	Coeficiente	Valor	Resultado
Constante	-20,53		-20,53
P48 Eólica (MWh)	-0,000108	5498,15	-0,59
P48 Carbón (MWh)	0,002115	4880,88	10,32
P48 Ciclo combinado (MWh)	0,000786	3233,85	2,54
P48 Cogeneración (MWh)	0,011834	2981,27	35,28
P48 Hidráulica total (MWh)	-0,000757	3149,10	-2,38
P48 Nuclear (MWh)	0,001671	6327,74	10,57
P48 Solar térmica (MWh)	-0,001973	618,36	-1,22
P48 Solar fotovoltaica (MWh)	0,000925	895,28	0,83
P48 Turbinación bombeo (MWh)	0,004908	327,96	1,61
P48 Biomasa (MWh)	0,017904	400,95	7,18
BRENT (€/barril)	0,520410	44,90	23,37
GAP (MWh)	-0,000537	36448,17	-19,57
Precio M. diario estimado (€/MWh)			47,40

Tabla A1.2. Cálculo del precio del mercado diario mediante el modelo de regresión ajustado.

Se extrae que el precio medio del mercado diario para los tres años de estudio, 2015, 2016 y 2017, es de 47,40 €/MWh, que se asemeja mucho al precio real medio que fue de 48,57 €/MWh. La diferencia es de sólo el 2,41 %, por lo que el modelo se puede considerar válido.

Además, en la Figura A1.21 se puede comprobar gráficamente el buen ajuste entre los precios horarios estimados y los precios reales. Se representa el valor del precio horario del mercado diario real en rojo y el ajustado, obtenido mediante el modelo de regresión, en azul con sus respectivas líneas de tendencia polinómicas.

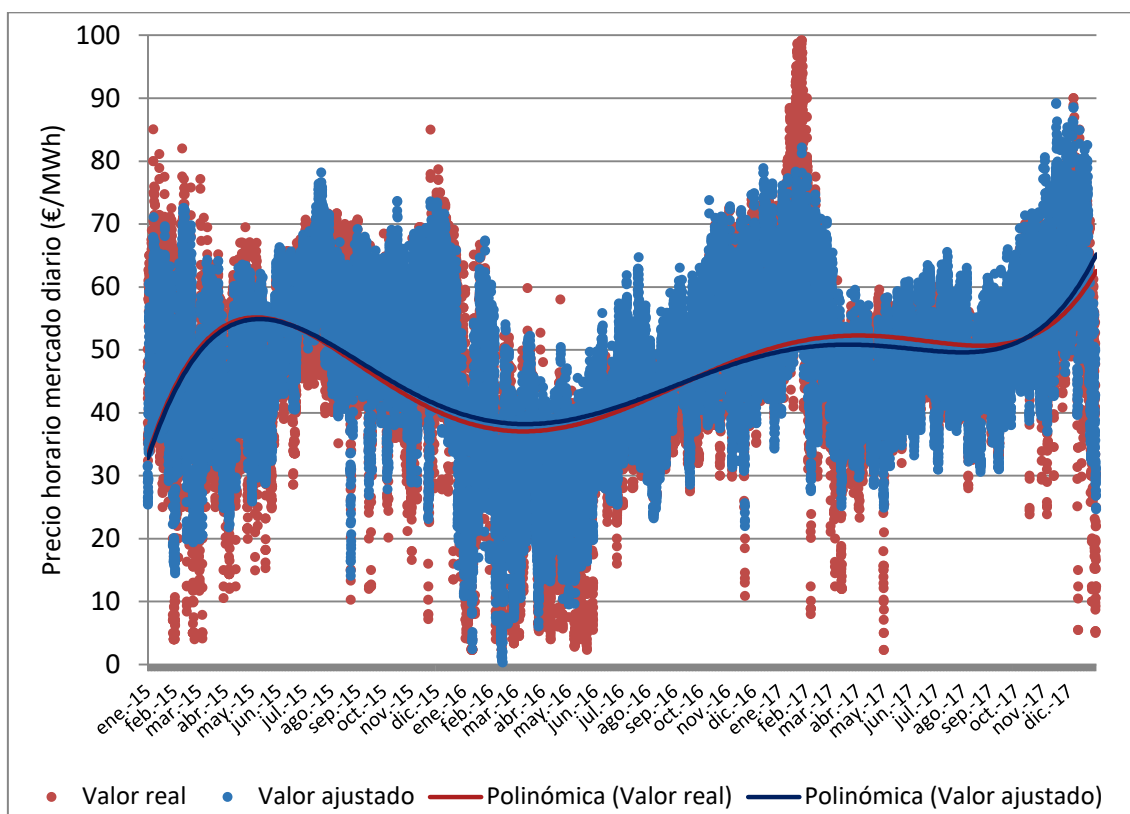


Figura A1.21. Gráfica del precio horario del mercado diario, en €/MWh, para los tres años de estudio.

Anexo 2. Análisis mediante un modelo de regresión para el año 2015

En este apartado se replica el mismo tipo de análisis que se ha explicado en el Anexo 1, pero de manera independiente para el año 2015.

En primer lugar, se estudia la correlación siguiendo los mismos pasos que en el caso anterior (apartado 1.A). En la Figura A2.1, se muestra el resultado de la correlación existente entre las variables, siendo de interés las correlaciones con la variable *Mercado diario* (primera columna).

Correlación: M. diario; P48 Eólica; P48 Carbón; P48 Ciclo comb; P48 Cogenera; ...			
	M. diario	P48 Eólica	P48 Carbón
P48 Eólica	-0,561 0,000		
P48 Carbón	0,795 0,000	-0,588 0,000	
P48 Ciclo combin	0,690 0,000	-0,455 0,000	0,603 0,000
P48 Cogeneración	0,713 0,000	-0,297 0,000	0,707 0,000
P48 Hidr. total	0,283 0,000	0,010 0,357	-0,017 0,106
P48 Nuclear	-0,046 0,000	0,083 0,000	-0,054 0,000
P48 Sol. térmica	0,216 0,000	-0,181 0,000	0,183 0,000
P48 Sol. fotovol	0,178 0,000	-0,119 0,000	0,096 0,000
P48 Turb. bombeo	0,286 0,000	-0,008 0,462	0,030 0,005
P48 Residuos	0,307 0,000	-0,350 0,000	0,451 0,000
P48 Biomasa	0,413 0,000	-0,226 0,000	0,497 0,000
BRENT (€)	-0,128 0,000	0,071 0,000	-0,243 0,000
GAP	-0,868 0,000	0,567 0,000	-0,721 0,000
Energía final	0,657 0,000	0,025 0,021	0,506 0,000

Figura A2.1. Correlación entre algunas variables de estudio

Del mismo modo que en el análisis completo de los tres años, la correlación de Pearson indica que las relaciones más significativas entre el precio del mercado diario y el resto de variables son las que se producen entre éste y la producción de energía mediante *carbón* (0,795), *ciclo combinado* (0,690) y *cogeneración* (0,713), así como con el *GAP* (-0,868). También se puede observar que existe una relación positiva moderada con la *energía final* (0,657) y que la generación de energía *eólica* es, tras el *GAP*, la variable que tiene la correlación inversa más significativa con el precio del mercado eléctrico (-0,561). Estas dos correlaciones negativas se representan en la Figura A2.2, puede apreciarse un mejor ajuste a la recta en el caso del *GAP* debido a la mayor dispersión que muestra la *eólica*.

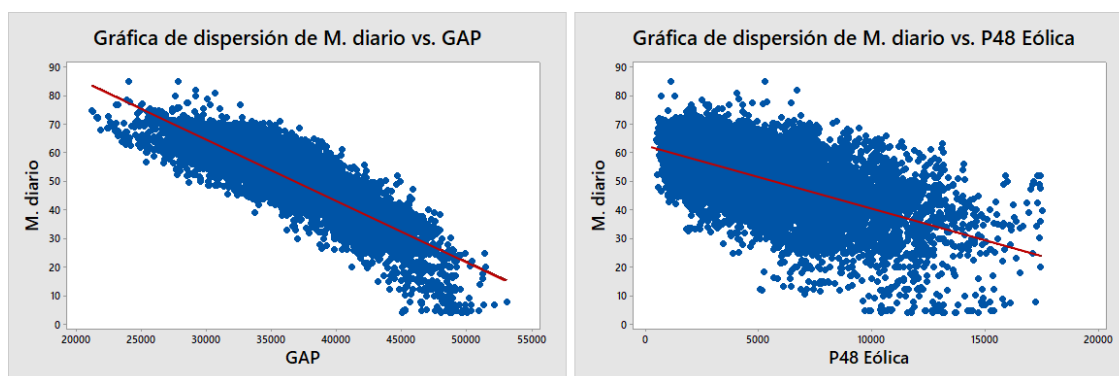


Figura A2.2. Gráficas que muestran la correlación de la variable Mercado diario con las variables P48 GAP y Eólica, respectivamente, para el año 2015.

Puede llamar la atención que la correlación entre el precio del mercado diario y la producción *hidroeléctrica* sea positiva (0,283), esto puede deberse a que 2015 fue un año seco y la hidráulica no contribuyó lo suficiente a reducir el precio de la electricidad, coincidiendo con un precio más elevado en sus horas de producción (quizá por la gestión de las reservas hídricas). También la moderada correlación positiva entre la generación solar, tanto *térmica* (0,216) como *fotovoltaica* (0,178), aunque puede deberse a que las horas de mayor producción solar coinciden, en gran parte, con las horas de mayor demanda y por tanto precios más elevados. En cualquier caso, su porcentaje de cobertura de la demanda es muy bajo, por lo que esta correlación va a tener una influencia baja. Del mismo modo, la generación mediante la quema de *residuos* y *biomasa* (0,307 y 0,413) y la *turbinación de bombeo* (0,286) muestran una moderada correlación positiva, pero no van a explicar mucho debido a su baja presencia.

El precio del barril de petróleo *BRENT* muestra una ligera correlación negativa en este año (-0,128), esto puede deberse al desajuste que se produce durante este año entre la tendencia de esta variable y la generación con tecnologías térmicas. El precio del mercado en 2015 se ve muy influenciado por la mayor o menor disponibilidad de eólica a lo largo de los meses del año, debido a la necesidad de introducir más generación térmica, con mayor precio marginal, en los meses de verano donde coinciden mayor demanda y menos viento. Casualmente este incremento del precio en los meses hacia el verano coincide con una disminución acusada del precio del Brent.

La Figura A2.3 representa las correlaciones del precio del mercado diario con la producción *hidráulica* y el *BRENT*, dos variables que muestran una correlación contraria a la esperada. Mediante su representación gráfica se puede apreciar una notable dispersión, especialmente en el caso del petróleo, que podría explicar esta correlación no esperada.

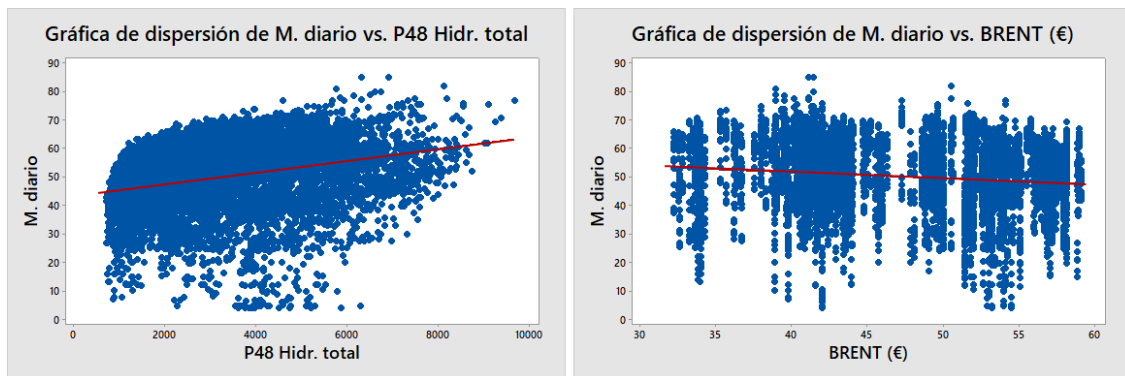


Figura A2.3. Gráficas que muestran la correlación de la variable Mercado diario con las variables P48 Hidráulica total y BRENT, respectivamente, para el año 2015.

En segundo lugar, se realiza la regresión de los mejores subconjuntos, mostrada en la Figura A2.4, que identifica los modelos de subconjuntos que generan los valores de R^2 más altos.

Se observa que la variable *carbón* puede explicar el 63 % del comportamiento del precio del mercado diario, similar al caso anterior, mientras que el *GAP* explicaría un 75 %, mucho más que en el análisis trianual. De esta forma, un modelo con dos variables podría explicar hasta un 81 % del comportamiento del mercado eléctrico. En caso de emplear tres, se supera el 82 %. El Cp de Mallows es adecuado, así que se continúa con el siguiente paso con todas las variables.

Análisis de regresión: M. diario vs. P48 Eólica; P48 Carbón; P48 Ciclo comb; ...

Análisis de Varianza

Fuente	GL	SC Ajust.	MC Ajust.	Valor F	Valor p
Regresión	14	1137277	81234,1	3498,50	0,000
P48 Eólica	1	11969	11968,6	515,45	0,000
P48 Carbón	1	4912	4911,5	211,52	0,000
P48 Ciclo combinado	1	176	175,9	7,57	0,006
P48 Cogeneración	1	1955	1954,6	84,18	0,000
P48 Hidr. total	1	2190	2189,6	94,30	0,000
P48 Nuclear	1	71	71,2	3,07	0,080
P48 Sol. térmica	1	28	28,1	1,21	0,271
P48 Sol. fotovoltaica	1	3215	3214,6	138,44	0,000
P48 Turb. bombeo	1	4133	4132,8	177,99	0,000
P48 Residuos	1	912	912,4	39,29	0,000
P48 Biomasa	1	152	152,4	6,56	0,010
BRENT (€)	1	0	0,0	0,00	0,964
GAP	1	7134	7134,5	307,26	0,000
Energía final	1	8987	8986,9	387,04	0,000
Error	8745	203056	23,2		
Total	8759	1340333			

Resumen del modelo

S	R-cuad.	R-cuad. (ajustado)	R-cuad. (pred)
4,81868	84,85%	84,83%	84,79%

Coefficientes

Término	Coef	EE del coef.	Valor T	Valor p	VIF
Constante	36,07	2,22	16,21	0,000	
P48 Eólica	-0,001303	0,000057	-22,70	0,000	12,43
P48 Carbón	0,000801	0,000055	14,54	0,000	6,26
P48 Ciclo combinado	-0,000171	0,000062	-2,75	0,006	3,10
P48 Cogeneración	0,003287	0,000358	9,17	0,000	4,95
P48 Hidr. total	-0,000619	0,000064	-9,71	0,000	4,55
P48 Nuclear	0,000173	0,000099	1,75	0,080	2,76
P48 Sol. térmica	0,000159	0,000144	1,10	0,271	3,99
P48 Sol. fotovoltaica	-0,001225	0,000104	-11,77	0,000	5,41
P48 Turb. bombeo	0,002558	0,000192	13,34	0,000	1,69
P48 Residuos	-0,01658	0,00264	-6,27	0,000	3,02
P48 Biomasa	0,00310	0,00121	2,56	0,010	1,68
BRENT (€)	0,0005	0,0113	0,04	0,964	2,46
GAP	-0,000688	0,000039	-17,53	0,000	14,60
Energía final	0,001370	0,000070	19,67	0,000	27,73

Ecuación de regresión

M. diario = 36,07 - 0,001303 P48 Eólica + 0,000801 P48 Carbón -
0,000171 P48 Ciclo combinado
+ 0,003287 P48 Cogeneración - 0,000619 P48 Hidr. total
+ 0,000173 P48 Nuclear
+ 0,000159 P48 Sol. térmica - 0,001225 P48 Sol. fotovoltaica
+ 0,002558 P48 Turb. bombeo - 0,01658 P48 Residuos
+ 0,00310 P48 Biomasa
+ 0,0005 BRENT (€) - 0,000688 GAP + 0,001370 Energía final

Figura A2.5. Análisis de regresión para el año 2015 tomando todos los predictores.

Siguiendo los mismos pasos que en el apartado 1.C, se detecta que la variable *Energía final* presenta problemas de multicolinealidad severa al presentar un VIF muy superior a 10, por lo que se excluye del modelo. En cuanto a los p-valores, los de las variables *Nuclear* (0,080), *Solar térmica* (0,271) y *BRENT* (0,964) indican que dichas variables no están relacionadas con *Mercado diario* en un nivel α de 0,05, por lo que es apropiado obviarlas en el modelo.

Tras retirar estas variables, se comprueba que el VIF de las que permanecen en el modelo se encuentra entre 1 y 6, lo que permite afirmar que están moderadamente relacionadas pero no existe multicolinealidad, ver Figura A2.6.

Análisis de regresión: M. diario vs. P48 Eólica; P48 Carbón; P48 Ciclo comb; ...						
Análisis de Varianza						
Fuente	GL	SC Ajust.	MC Ajust.	Valor F	Valor p	
Regresión	10	1119353	111935	4431,71	0,000	
P48 Eólica	1	4761	4761	188,49	0,000	
P48 Carbón	1	38045	38045	1506,28	0,000	
P48 Ciclo combinado	1	4033	4033	159,67	0,000	
P48 Cogeneración	1	9449	9449	374,10	0,000	
P48 Hidr. total	1	353	353	13,96	0,000	
P48 Sol. fotovoltaica	1	2715	2715	107,49	0,000	
P48 Turb. bombeo	1	7380	7380	292,20	0,000	
P48 Residuos	1	2832	2832	112,12	0,000	
P48 Biomasa	1	523	523	20,69	0,000	
GAP	1	29529	29529	1169,11	0,000	
Error	8749	220981	25			
Total	8759	1340333				
Resumen del modelo						
S	R-cuad.	R-cuad. (ajustado)	R-cuad. (pred)			
5,02571	83,51%	83,49%	83,47%			
Coeficientes						
Término	Coef	EE del coef.	Valor T	Valor p	VIF	
Constante	52,58	1,73	30,34	0,000		
P48 Eólica	-0,000345	0,000025	-13,73	0,000	2,19	
P48 Carbón	0,001679	0,000043	38,81	0,000	3,55	
P48 Ciclo combinado	0,000698	0,000055	12,64	0,000	2,25	
P48 Cogeneración	0,006469	0,000334	19,34	0,000	3,97	
P48 Hidr. total	0,000204	0,000055	3,74	0,000	3,07	
P48 Sol. fotovoltaica	0,000517	0,000050	10,37	0,000	1,14	
P48 Turb. bombeo	0,003206	0,000188	17,09	0,000	1,49	
P48 Residuos	-0,02758	0,00260	-10,59	0,000	2,70	
P48 Biomasa	0,00558	0,00123	4,55	0,000	1,59	
GAP	-0,000932	0,000027	-34,19	0,000	6,48	
Ecuación de regresión						
M. diario = 52,58 - 0,000345 P48 Eólica + 0,001679 P48 Carbón						
+ 0,000698 P48 Ciclo combinado						
+ 0,006469 P48 Cogeneración + 0,000204 P48 Hidr. total						
+ 0,000517 P48 Sol. fotovoltaica + 0,003206 P48 Turb. bombeo						
- 0,02758 P48 Residuos + 0,00558 P48 Biomasa - 0,000932 GAP						

Figura A2.6. Análisis de regresión corregido para el año 2015.

En este caso también se tiene un valor de S bajo, por lo que parece que el modelo describe adecuadamente la respuesta. Para verificar si el modelo cumple con los supuestos se deben examinar las gráficas de residuos.

En primer lugar, se comprueba la normalidad de los residuos, tal y como se muestra en la Figura A2.7.

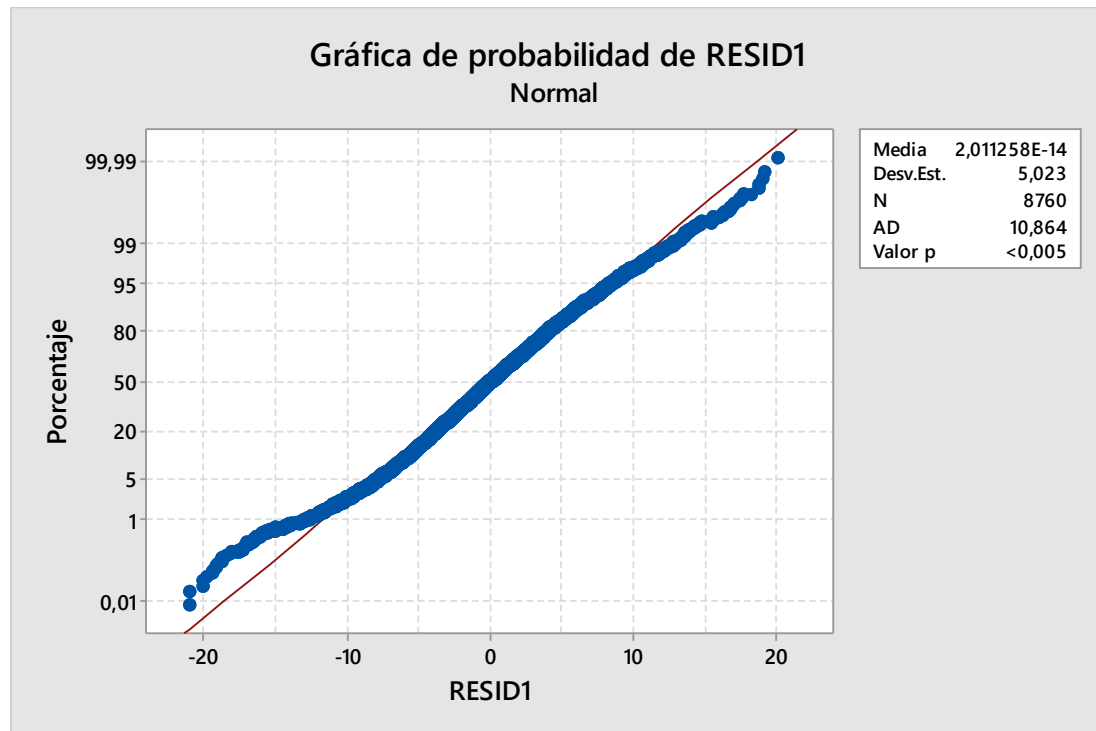


Figura A2.7. Normalidad de los residuos.

En este análisis anual de 2015, también se detecta que el valor p es menor que el nivel de significancia 0,05, por lo que de nuevo se podría pensar en rechazar la hipótesis nula de que los datos siguen una distribución normal. No obstante, hay que tener en cuenta que, a pesar de ser solo un año, la cantidad de datos con la que se está realizando el test de sigue siendo muy grande, por lo que cualquier pequeña desviación provoca que el p-valor sea pequeño y se rechace. Por lo tanto, se puede considerar que los residuos son normales, ya que se ajustan bastante bien a la recta, mejor incluso que en el análisis trianual.

Siguiendo los mismos pasos que en el apartado anterior, se comprueba también si la varianza es constante representando el gráfico de residuos frente a valores ajustados. En la Figura A2.8, se observa que los residuos se encuentran distribuidos aleatoriamente a ambos lados del 0, por lo que se podría considerar que tienen varianza constante.

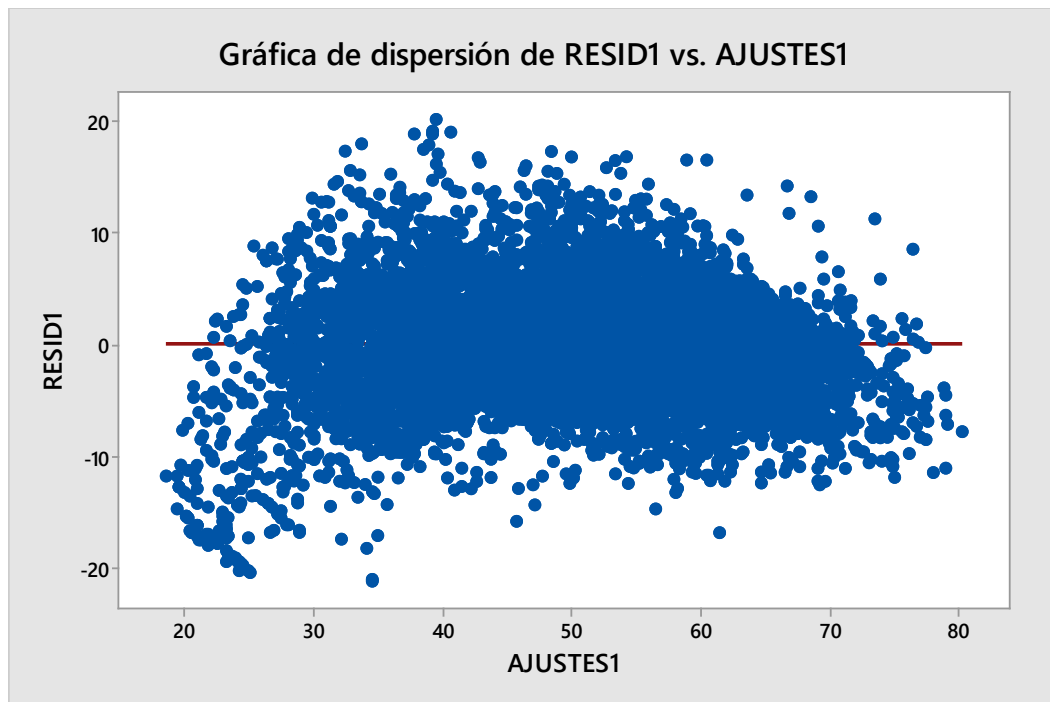


Figura A2.8. Residuos frente a valores ajustados.

Por último, para comprobar la independencia temporal de los residuos se representa, en las Figuras A2.9 y A2.10, los gráficos de residuos frente al tiempo mediante test de rachas. En este caso, a pesar de ser un único año, se sigue teniendo un número demasiado elevado de datos para poder apreciar gráficamente las posibles tendencias, no cumpliéndose la hipótesis de conglomerados ni la de tendencias. Es posible que al tener tantos datos los contrastes sean muy potentes, no siendo adecuado rechazar el modelo por el aparente incumplimiento de esta verificación.

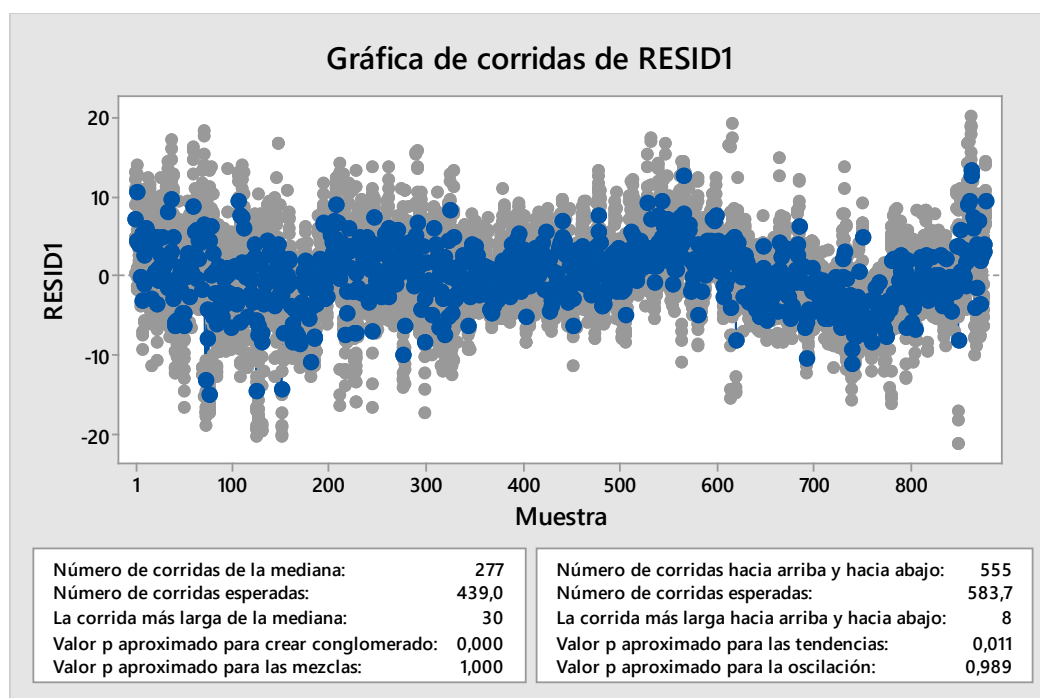


Figura A2.9. Test de rachas de los residuos con tamaño de subgrupo 10.

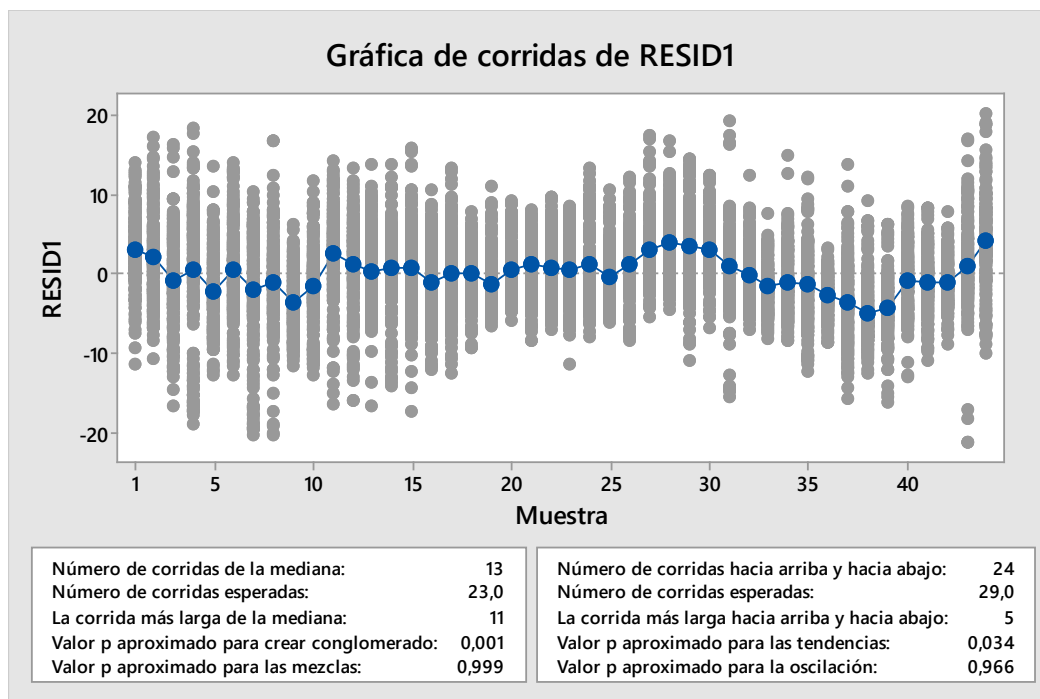


Figura A2.10. Test de rachas de los residuos con tamaño de subgrupo 200.

Lo mismo ocurre si se comprueba la independencia de los residuos es mediante los gráficos de autocorrelación. En la Figura A2.11 se observa que aparece una fuerte correlación en los residuos, por lo que existe dependencia temporal entre los residuos obtenidos. Como se ha comentado, esto puede ser debido al carácter oscilatorio de la serie temporal y a la gran cantidad de datos disponibles, por lo que no sería adecuado rechazar el modelo pero tampoco permite darlo por válido, por lo que es necesario realizar otro tipo de validación.

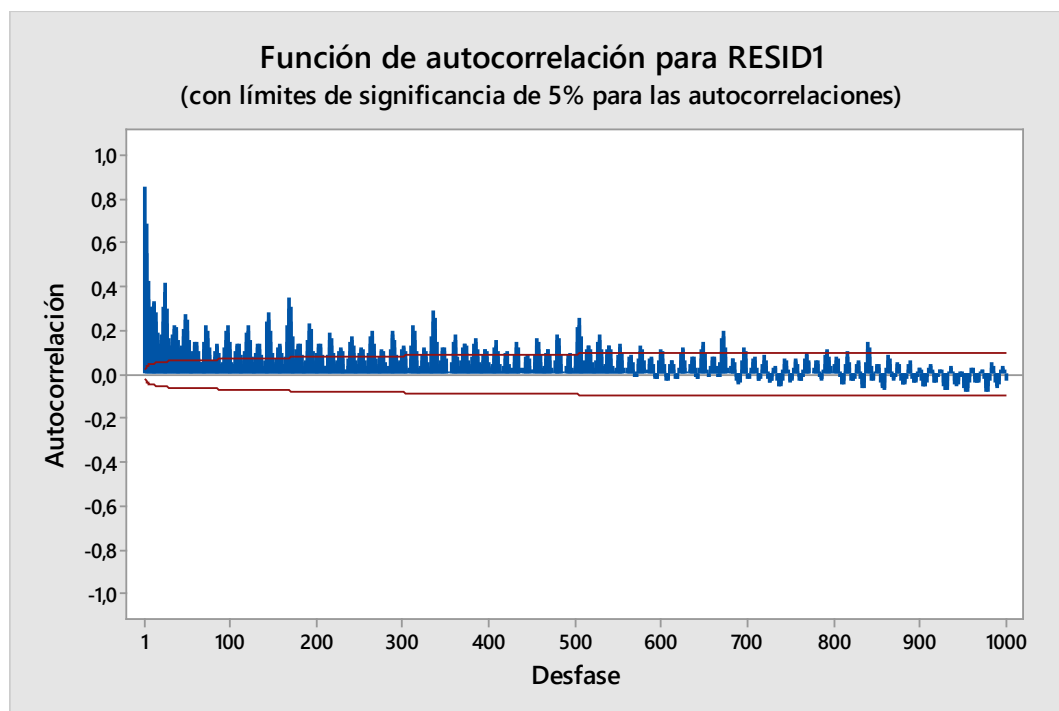


Figura A2.11. Gráfico de autocorrelación de los residuos.

De nuevo, debido a la dificultad encontrada para verificar los supuestos del modelo de regresión mediante el análisis de las gráficas de residuos, se recurre a la **validación cruzada** para evaluar los resultados del análisis estadístico. Para ello, de la base de datos de partida del año 2015 se selecciona una muestra de datos para ajustar el modelo y se reserva el resto de datos para validarlo. Se repite este proceso 10 veces, calculando la media de los factores obtenidos en las diferentes iteraciones para comprobar también la estabilidad del modelo. Las muestras de datos de entrenamiento aleatorias para ajustar el modelo de regresión se obtienen mediante el software R, reservando la otra mitad para su validación.

En la Figura A2.12 se muestra la bondad del ajuste de regresión para la primera de las iteraciones. El gráfico se realiza con los datos de prueba, es decir, la partición de datos reservados para validar. En rojo se representan los precios horarios del mercado diario calculados mediante la ecuación de regresión obtenida con los datos de entrenamiento y en azul su valor real. Se observa que el ajuste es bueno, exceptuando para algunos valores extremos, siendo el error promedio inferior al 8 %. El resto de iteraciones presentan las mismas conclusiones, por lo que se puede validar el modelo de regresión mediante validación cruzada.

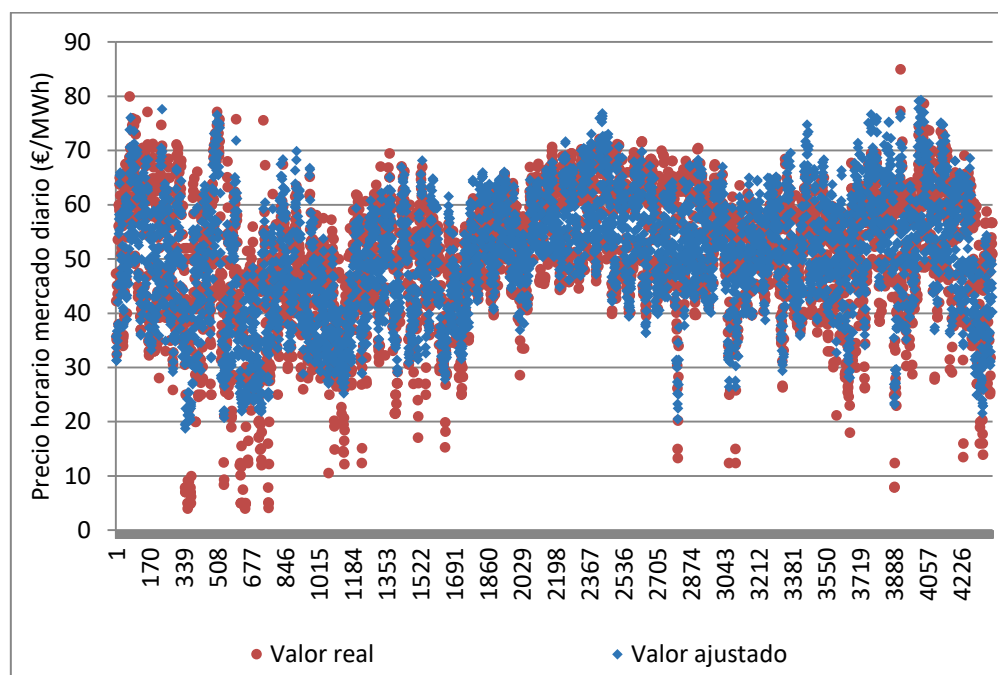


Figura A2.12. Ajuste del precio del mercado diario durante el año 2015, en €/MWh, en la primera iteración del proceso de validación cruzada.

En la Tabla A2.1 se recogen los coeficientes de la ecuación de regresión obtenidos para cada variable en cada uno de los análisis, así como su valor medio. Realizando las diez iteraciones la validación cruzada queda suficientemente probada y el valor medio de las diez iteraciones obtenido para cada término coincide con el que se había obtenido en el ajuste de regresión completo. De esta forma queda comprobada la estabilidad de dicho modelo, de la cual se podía llegar a dudar anteriormente al no poder verificar los supuestos relativos al error mediante la comprobación de los residuos.

Término	Análisis 1	Análisis 2	Análisis 3	Análisis 4	Análisis 5	Análisis 6
Constante	54,35	50,64	53,52	51,61	52,65	52,26
P48 Eólica	-0,000350	-0,000339	-0,000337	-0,000353	-0,000381	-0,000312
P48 Carbón	0,001690	0,001670	0,001647	0,001710	0,001708	0,001650
P48 Ciclo comb.	0,000692	0,000710	0,000656	0,000747	0,000568	0,000831
P48 Cogeneración	0,005870	0,007085	0,006400	0,006557	0,006570	0,006429
P48 Hidr. total	0,000273	0,000137	0,000248	0,000153	0,000315	0,000097
P48 Sol fotov.	0,000434	0,000596	0,000543	0,000496	0,000525	0,000508
P48 Turb. bombeo	0,003282	0,003114	0,002794	0,003629	0,003238	0,003184
P48 Residuos	-0,023220	-0,031950	-0,026910	-0,028450	-0,025050	-0,030100
P48 Biomasa	0,005160	0,005960	0,005700	0,005410	0,004850	0,006240
GAP	-0,000940	-0,000921	-0,000949	-0,000914	-0,000933	-0,000927

Término	Análisis 7	Análisis 8	Análisis 9	Análisis 10	MEDIA
Constante	52,91	52,21	52,24	52,89	52,53
P48 Eólica	-0,000349	-0,000338	-0,000272	-0,000417	-0,000345
P48 Carbón	0,001584	0,001772	0,001730	0,001629	0,001679
P48 Ciclo comb.	0,000756	0,000647	0,000626	0,000773	0,000701
P48 Cogeneración	0,007068	0,005858	0,006237	0,006706	0,006478
P48 Hidr. total	0,000131	0,000278	0,000201	0,000204	0,000204
P48 Sol fotov.	0,000528	0,000515	0,000563	0,000482	0,000519
P48 Turb. bombeo	0,003167	0,003229	0,003128	0,003290	0,003206
P48 Residuos	-0,028050	-0,026950	-0,029110	-0,026130	-0,027592
P48 Biomasa	0,003770	0,007520	0,007700	0,003430	0,005574
GAP	-0,000941	-0,000923	-0,000948	-0,000915	-0,000931

Tabla A2.1. Coeficientes de la ecuación de regresión obtenida en los diez análisis de validación cruzada.

Una vez realizado el ajuste y verificadas su estabilidad y validez, se puede valorar la capacidad predictiva del modelo del mismo modo que en el apartado 1.D. La Tabla A2.2 recoge el cálculo del precio medio anual para 2015 del mercado diario del sistema eléctrico español siguiendo la ecuación de regresión obtenida con los valores medios de las variables explicativas.

	Coeficiente	Valor	Resultado
Constante	52,58		52,58
P48 Eólica (MWh)	-0,000345	5527,88	-1,91
P48 Carbón (MWh)	0,001679	5801,16	9,74
P48 Ciclo combinado (MWh)	0,000698	2901,78	2,03
P48 Cogeneración (MWh)	0,006469	2794,70	18,08
P48 Hidráulica total (MWh)	0,000204	3254,64	0,66
P48 Solar fotovoltaica (MWh)	0,000517	909,57	0,47
P48 Turbinación bombeo (MWh)	0,003206	358,03	1,15
P48 Residuos (MWh)	-0,027580	44,40	-1,22
P48 Biomasa (MWh)	0,005580	536,68	2,99
GAP (MWh)	-0,000932	36759,36	-34,26
Precio M. diario estimado (€/MWh)			50,31

Tabla A2.2. Cálculo del precio del mercado diario mediante el modelo de regresión ajustado.

Se extrae que el precio medio del mercado diario para el año 2015 es de 50,31 €/MWh, que también se asemeja mucho al precio real medio que fue de 51,67 €/MWh. La diferencia es de sólo el 2,63 %, por lo que el modelo se puede considerar válido. Además, en la Figura A2.13 se puede comprobar gráficamente el buen ajuste entre los precios horarios estimados y los precios reales.

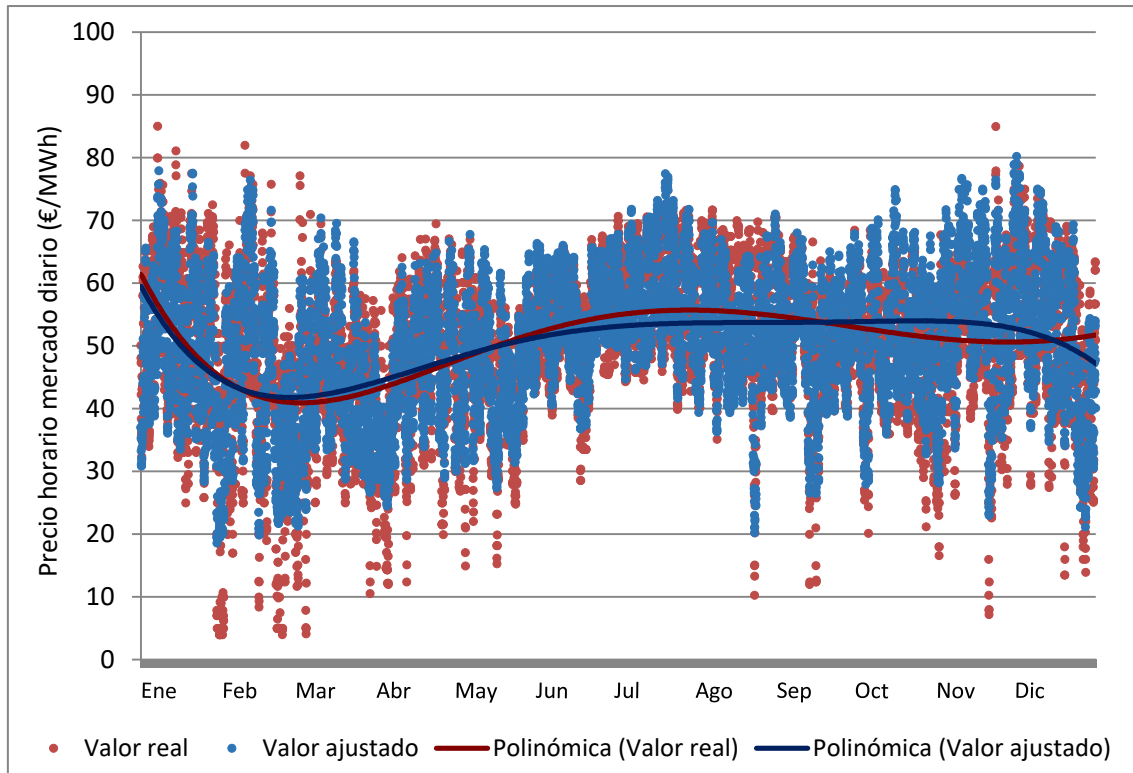


Figura A2.13. Gráfica del precio horario del mercado diario, en €/MWh, para el año 2015.

Anexo 3. Análisis mediante un modelo de regresión para el año 2016

En este apartado se repite el mismo tipo de análisis que en los casos anteriores para el año 2016.

En primer lugar, se estudia la correlación siguiendo los mismos pasos que en el apartado 1.A. En la Figura A3.1, se muestra el resultado de la correlación existente entre las variables, siendo de interés las de la primera columna, correlaciones con la variable *Mercado diario*.

Correlación: M. diario; P48 Eólica; P48 Carbón; P48 Ciclo comb; P48 Cogenera; ...			
	M. diario	P48 Eólica	P48 Carbón
P48 Eólica	-0,557 0,000		
P48 Carbón	0,833 0,000	-0,563 0,000	
P48 Ciclo combin	0,743 0,000	-0,442 0,000	0,674 0,000
P48 Cogeneración	0,731 0,000	-0,392 0,000	0,587 0,000
P48 Hidr. total	-0,337 0,000	0,123 0,000	-0,431 0,000
P48 Nuclear	-0,059 0,000	-0,172 0,000	0,012 0,262
P48 Sol. térmica	-0,033 0,002	-0,155 0,000	-0,025 0,019
P48 Sol. fotovol	0,002 0,850	-0,121 0,000	-0,002 0,840
P48 Turb. bombeo	0,124 0,000	0,064 0,000	-0,076 0,000
P48 Residuos	0,351 0,000	-0,343 0,000	0,392 0,000
P48 Biomasa	0,296 0,000	-0,056 0,000	0,326 0,000
BRENT (€)	0,502 0,000	-0,466 0,000	0,442 0,000
GAP	-0,728 0,000	0,636 0,000	-0,665 0,000
Energía final	0,418 0,000	-0,069 0,000	0,374 0,000

Figura A3.1. Correlación entre algunas variables de estudio.

Una vez más, la correlación de Pearson indica que las relaciones más significativas entre el precio del mercado diario y el resto de variables son las que se producen entre éste y la producción de energía mediante *carbón* (0,833), *ciclo combinado* (0,743) y *cogeneración* (0,731), así como con el *GAP* (-0,728). También se observa la moderada relación positiva con la *energía final* (0,418). De nuevo, la generación de energía *eólica* es, tras el *GAP*, la variable que tiene la correlación negativa más significativa con el precio del mercado eléctrico (-0,557). También se detecta una correlación inversa, aunque menos significativa, con la generación *hidráulica* (-0,337), debido a que 2016 fue un año húmedo y la hidráulica contribuyó a reducir el precio de la electricidad.

En la Figura A3.2 se recogen los gráficos de dispersión del precio del mercado diario con las variables que presentan la mayor correlación positiva y negativa, *carbón* y *GAP* respectivamente, así como con la energía *eólica* e *hidráulica*. En las dos primeras se puede apreciar un claro ajuste a la recta, mientras que en el caso de la *eólica* y de la *hidráulica* se observa una mayor dispersión.

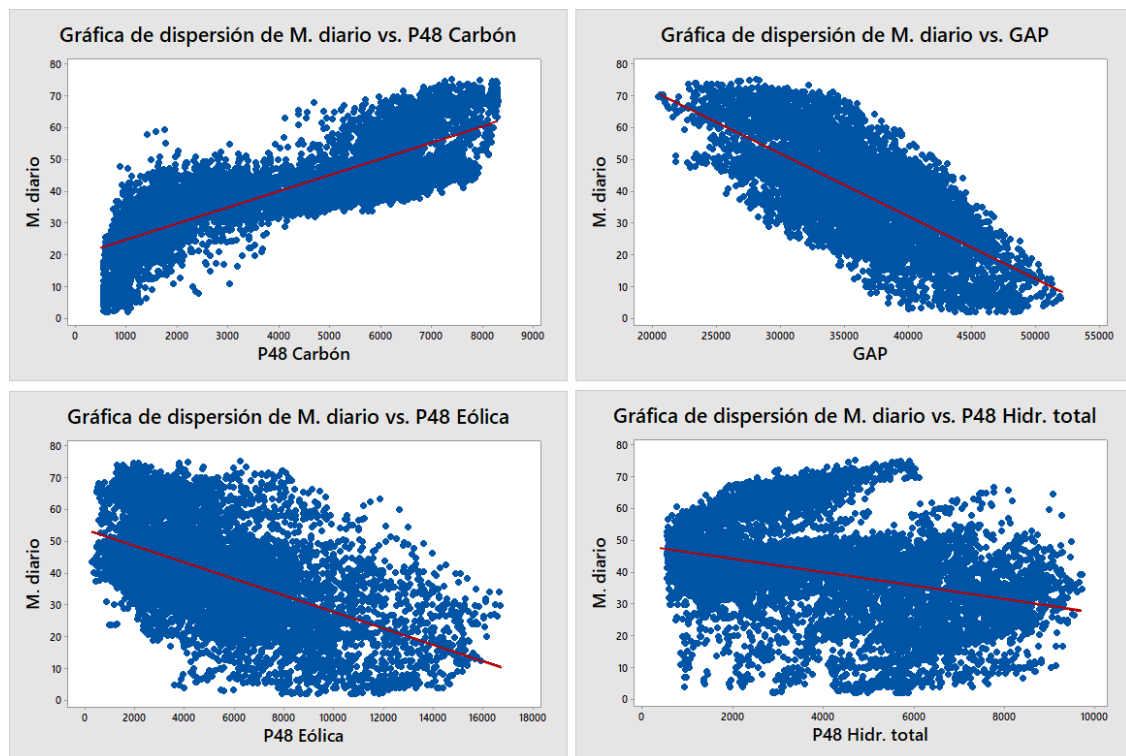


Figura A3.2. Gráficas que muestran la correlación de la variable Mercado diario con las variables P48 Carbón, GAP, P48 Eólica y P48 Hidráulica total, respectivamente, para el año 2016.

Como en el modelo trianual, la generación mediante la quema de *residuos* y *biomasa* (0,351 y 0,296) y la *turbinación de bombeo* (0,124) muestran una apreciable correlación positiva, pero no van a explicar mucho debido a su baja presencia. En el caso del barril de petróleo *BRENT* esta correlación es moderada (0,502) influyendo al alza en el precio del mercado eléctrico.

En segundo lugar, se realiza la regresión de los mejores subconjuntos, que se recoge en la Figura A3.3, en la que se identifican los modelos de subconjuntos que generan los valores de R^2 más altos.

la respuesta es M. diario

Figura A3.3. Regresión de los mejores subconjuntos.

Seguindo los mismos pasos que en el apartado 1.C, se utiliza la regresión para ajustar el modelo con los predictores continuos, como se muestra en la Figura A3.4.

Análisis de regresión: M. diario vs. P48 Eólica; P48 Carbón; P48 Ciclo comb; ...

Análisis de Varianza

Fuente	GL	SC Ajust.	MC Ajust.	Valor F	Valor p
Regresión	14	1699403	121386	4270,31	0,000
P48 Eólica	1	599	599	21,07	0,000
P48 Carbón	1	16051	16051	564,65	0,000
P48 Ciclo combinado	1	21360	21360	751,44	0,000
P48 Cogeneración	1	48025	48025	1689,51	0,000
P48 Hidr. total	1	10021	10021	352,55	0,000
P48 Nuclear	1	291	291	10,25	0,001
P48 Sol. térmica	1	4098	4098	144,16	0,000
P48 Sol. fotovoltaica	1	1483	1483	52,17	0,000
P48 Turb. bombeo	1	25773	25773	906,69	0,000
P48 Residuos	1	3475	3475	122,26	0,000
P48 Biomasa	1	11341	11341	398,99	0,000
BRENT (€)	1	25946	25946	912,75	0,000
GAP	1	2954	2954	103,92	0,000
Energía final	1	11	11	0,37	0,543
Error	8769	249263	28		
Total	8783	1948666			

Resumen del modelo

S	R-cuad.	R-cuad. (ajustado)	R-cuad. (pred)
5,33156	87,21%	87,19%	87,16%

Coefficientes

Término	Coef	EE del coef.	Valor T	Valor p	VIF
Constante	-22,42	2,17	-10,33	0,000	
P48 Eólica	-0,000208	0,000045	-4,59	0,000	6,55
P48 Carbón	0,001399	0,000059	23,76	0,000	6,10
P48 Ciclo combinado	0,001332	0,000049	27,41	0,000	2,87
P48 Cogeneración	0,013672	0,000333	41,10	0,000	2,91
P48 Hidr. total	-0,001081	0,000058	-18,78	0,000	5,61
P48 Nuclear	-0,000270	0,000084	-3,20	0,001	1,51
P48 Sol. térmica	-0,001862	0,000155	-12,01	0,000	3,98
P48 Sol. fotovoltaica	0,000706	0,000098	7,22	0,000	3,65
P48 Turb. bombeo	0,004887	0,000162	30,11	0,000	1,63
P48 Residuos	0,01126	0,00102	11,06	0,000	3,79
P48 Biomasa	0,02855	0,00143	19,97	0,000	3,81
BRENT (€)	0,4478	0,0148	30,21	0,000	2,70
GAP	-0,000330	0,000032	-10,19	0,000	9,80
Energía final	-0,000032	0,000053	-0,61	0,543	12,59

Ecuación de regresión

M. diario = -22,42 - 0,000208 P48 Eólica + 0,001399 P48 Carbón
+ 0,001332 P48 Ciclo combinado
+ 0,013672 P48 Cogeneración - 0,001081 P48 Hidr. total -
0,000270 P48 Nuclear
- 0,001862 P48 Sol. térmica + 0,000706 P48 Sol. fotovoltaica
+ 0,004887 P48 Turb. bombeo + 0,01126 P48 Residuos
+ 0,02855 P48 Biomasa
+ 0,4478 BRENT (€) - 0,000330 GAP - 0,000032 Energía final

Figura A3.4. Análisis de regresión para el año 2016 tomando todos los predictores.

Se observa que la variable *Energía final* es la única que presenta problemas tanto de multicolinealidad ($VIF > 10$) como de relevancia ($p\text{-valor} > 0,05$), por lo tanto se excluye del modelo y se ajusta de nuevo como se muestra en la Figura A3.5.

Análisis de regresión: M. diario vs. P48 Eólica; P48 Carbón; P48 Ciclo comb; ...

Análisis de Varianza

Fuente	GL	SC Ajust.	MC Ajust.	Valor F	Valor p
Regresión	13	1699392	130722	4599,10	0,000
P48 Eólica	1	2063	2063	72,56	0,000
P48 Carbón	1	18986	18986	667,96	0,000
P48 Ciclo combinado	1	22044	22044	775,55	0,000
P48 Cogeneración	1	56722	56722	1995,62	0,000
P48 Hidr. total	1	14542	14542	511,64	0,000
P48 Nuclear	1	370	370	13,03	0,000
P48 Sol. térmica	1	4832	4832	170,00	0,000
P48 Sol. fotovoltaica	1	1678	1678	59,05	0,000
P48 Turb. bombeo	1	26263	26263	923,98	0,000
P48 Residuos	1	3571	3571	125,62	0,000
P48 Biomasa	1	11921	11921	419,42	0,000
BRENT (€)	1	26152	26152	920,10	0,000
GAP	1	3897	3897	137,12	0,000
Error	8770	249274	28		
Total	8783	1948666			

Resumen del modelo

S	R-cuad.	R-cuad. (ajustado)	R-cuad. (pred)
5,33137	87,21%	87,19%	87,16%

Coefficientes

Término	Coef	EE del coef.	Valor T	Valor p	VIF
Constante	-22,84	2,06	-11,09	0,000	
P48 Eólica	-0,000230	0,000027	-8,52	0,000	2,33
P48 Carbón	0,001384	0,000054	25,84	0,000	5,05
P48 Ciclo combinado	0,001326	0,000048	27,85	0,000	2,75
P48 Cogeneración	0,013591	0,000304	44,67	0,000	2,43
P48 Hidr. total	-0,001100	0,000049	-22,62	0,000	4,00
P48 Nuclear	-0,000287	0,000080	-3,61	0,000	1,34
P48 Sol. térmica	-0,001895	0,000145	-13,04	0,000	3,50
P48 Sol. fotovoltaica	0,000681	0,000089	7,68	0,000	3,00
P48 Turb. bombeo	0,004872	0,000160	30,40	0,000	1,59
P48 Residuos	0,011121	0,000992	11,21	0,000	3,60
P48 Biomasa	0,02833	0,00138	20,48	0,000	3,57
BRENT (€)	0,4485	0,0148	30,33	0,000	2,68
GAP	-0,000319	0,000027	-11,71	0,000	6,96

Ecuación de regresión

M. diario = -22,84 - 0,000230 P48 Eólica + 0,001384 P48 Carbón
 + 0,001326 P48 Ciclo combinado
 + 0,013591 P48 Cogeneración - 0,001100 P48 Hidr. total -
 0,000287 P48 Nuclear
 - 0,001895 P48 Sol. térmica + 0,000681 P48 Sol. fotovoltaica
 + 0,004872 P48 Turb. bombeo + 0,011121 P48 Residuos
 + 0,02833 P48 Biomasa
 + 0,4485 BRENT (€) - 0,000319 GAP

Figura A3.5. Análisis de regresión corregido para el año 2016.

El bajo valor que presenta S no indica por sí solo que el modelo cumple con los supuestos, por lo que se deben examinar las gráficas de residuos para verificar dichos supuestos siguiendo los mismos pasos que en la verificación del apartado 1.C.

En primer lugar, se comprueba la normalidad de los residuos, tal y como se muestra en la Figura A3.6.

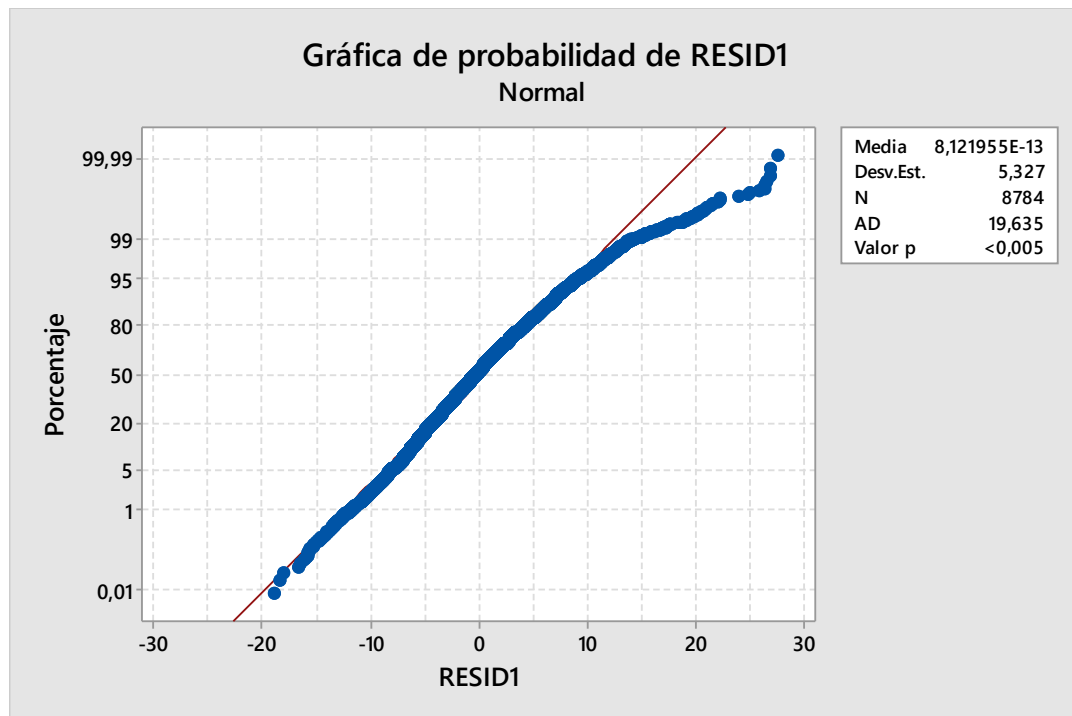


Figura A3.6. Normalidad de los residuos.

Se aprecia que los residuos se ajustan bastante bien a la recta, por lo que se pueden considerar normales a pesar de que indique que el valor p es menor que el nivel de significancia 0,05. Se debe tener en cuenta que se está realizando un test de normalidad con una gran cantidad de datos, por lo que cualquier pequeña desviación provoca que el p-valor sea pequeño y se rechace.

En segundo lugar, se comprueba si la varianza es constante mediante la representación gráfica de los residuos frente a los valores ajustados. En la Figura A3.7, se observa que los residuos se encuentran distribuidos aleatoriamente a ambos lados del 0, condición necesaria para afirmar que tienen varianza constante. De nuevo podría intuirse cierta forma de embudo debido a que la mayoría de valores de precio del mercado diario se concentra entre los 20 y 60 €/MWh, generando una mayor dispersión del residuo en ese intervalo.

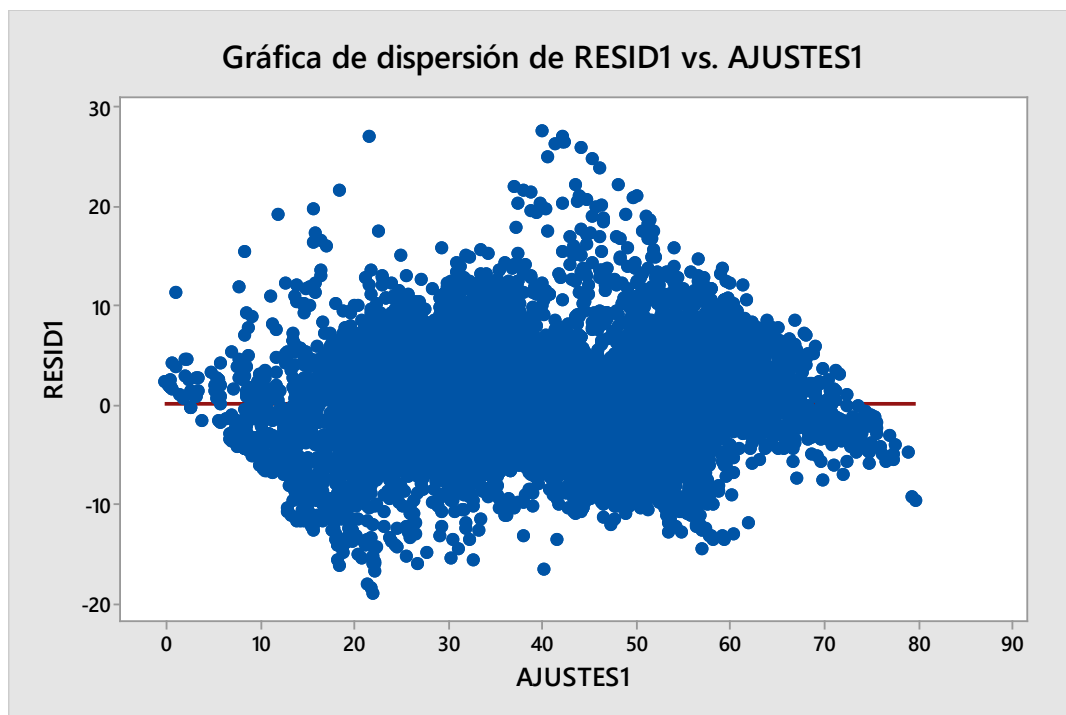


Figura A3.7. Residuos frente a valores ajustados.

De nuevo, para intentar comprobar la independencia temporal de los residuos se representan, en las Figuras A3.8 y A3.9, los gráficos de residuos frente al tiempo mediante test de rachas. Debido a la gran cantidad de datos, no es posible apreciar gráficamente las posibles tendencias, no cumpliéndose la hipótesis de conglomerados ni la de tendencias. Es posible que al tener tantos datos los contrastes sean muy potentes de forma que se observe un aparente incumplimiento de las hipótesis, por lo que tampoco sería adecuado rechazar el modelo.

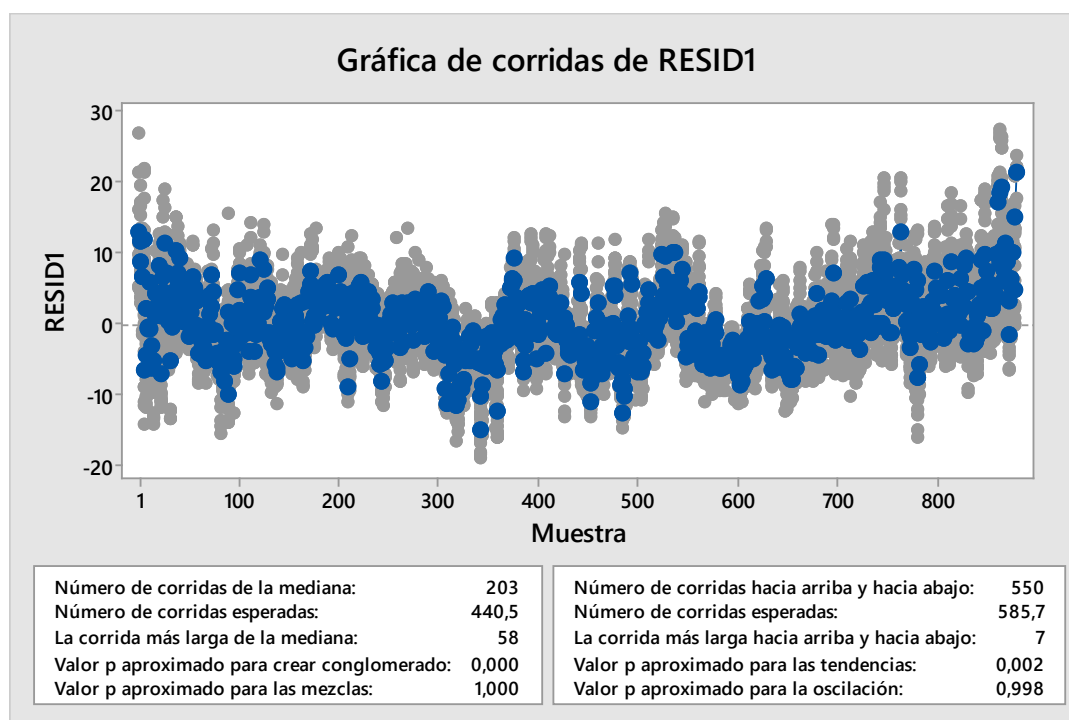


Figura A3.8. Test de rachas de los residuos con tamaño de subgrupo 10.

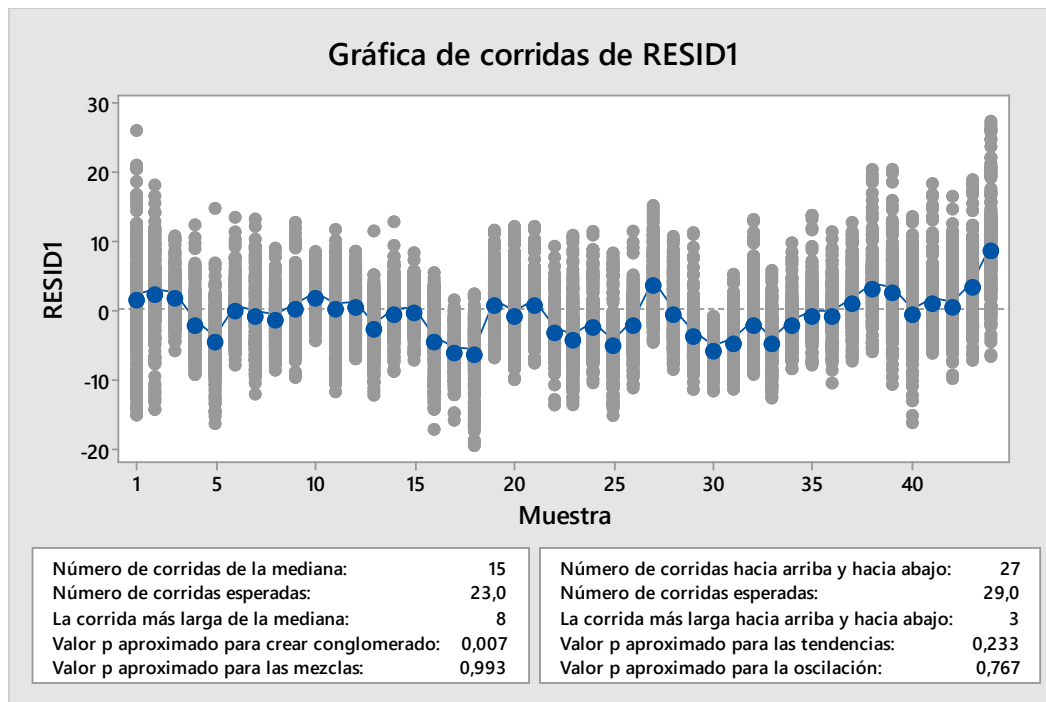


Figura A3.9. Test de rachas de los residuos con tamaño de subgrupo 200.

Otra forma de comprobar la independencia de los residuos es mediante los gráficos de autocorrelación, que calculan y grafican la correlación entre observaciones de una serie de tiempo separadas por k unidades de tiempo. En la Figura A3.10 se observa que aparece una fuerte correlación en los residuos, por lo que existe dependencia temporal entre los residuos obtenidos. Sin embargo, esto puede deberse al carácter oscilatorio de la serie temporal y a la gran cantidad de datos disponibles, por lo que no sería adecuado rechazar el modelo pero tampoco permite darlo por válido, por tanto es necesario realizar otro tipo de validación.

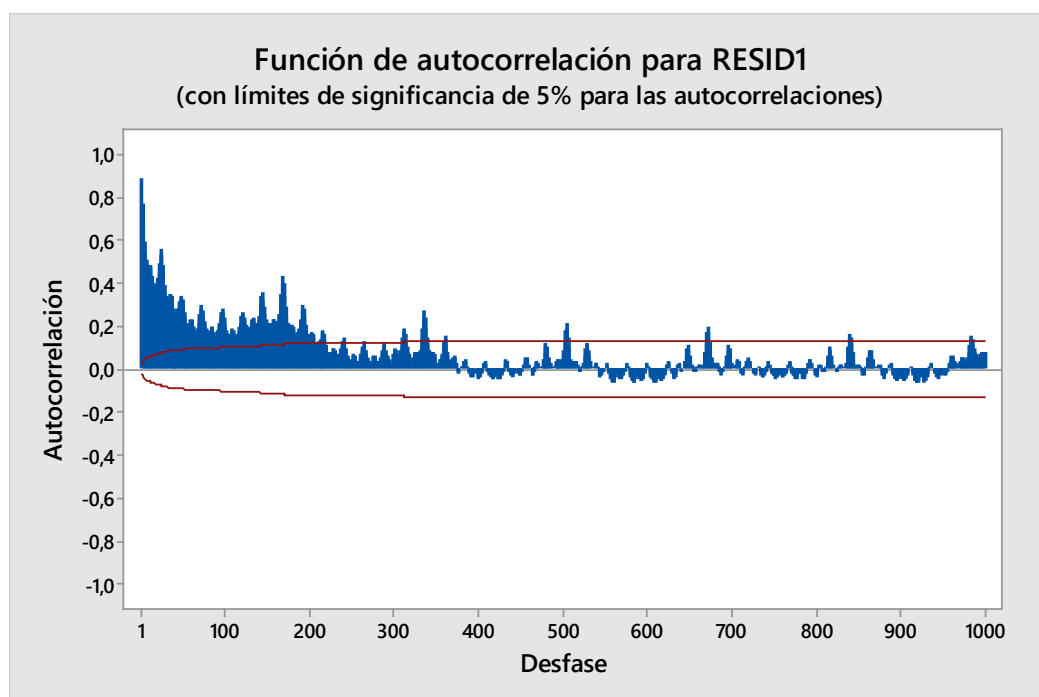


Figura A3.10. Gráfico de autocorrelación de los residuos.

Por tanto, se recurre a la **validación cruzada** para evaluar los resultados del análisis estadístico debido a la dificultad encontrada para verificar los supuestos del modelo de regresión mediante el análisis de las gráficas de residuos. Como se ha explicado anteriormente, esta técnica consiste en realizar una partición de la base de datos del año de estudio, 2016 en este caso, en datos de entrenamiento y datos de prueba, garantizando que son independientes de la partición. Se selecciona una muestra de datos para ajustar el modelo, reservando el resto de datos para validarlo. La validación cruzada consiste en repetir el análisis el número necesario de veces que permita verificar la estabilidad y validez de las diferentes particiones.

Siguiendo los casos anteriores, vistos en los Anexos 1 y 2, se toman diez muestras de datos aleatorias mediante el software R como datos de entrenamiento para ajustar el modelo de regresión, reservando la otra mitad para su validación. Por lo que se van a realizar diez análisis de regresión diferentes.

En la Figura A3.11 se muestra la bondad del ajuste de regresión para una de las iteraciones. El gráfico se realiza con los datos de prueba, es decir, la partición de datos reservados para validar. En rojo se representan los precios horarios del mercado diario calculados mediante la ecuación de regresión obtenida con los datos de entrenamiento y en azul su valor real. Se observa que el ajuste es bueno, exceptuando para algunos valores extremos, siendo el error promedio del 10 %. El resto de iteraciones presentan las mismas conclusiones, por lo que se puede validar el modelo de regresión mediante validación cruzada.

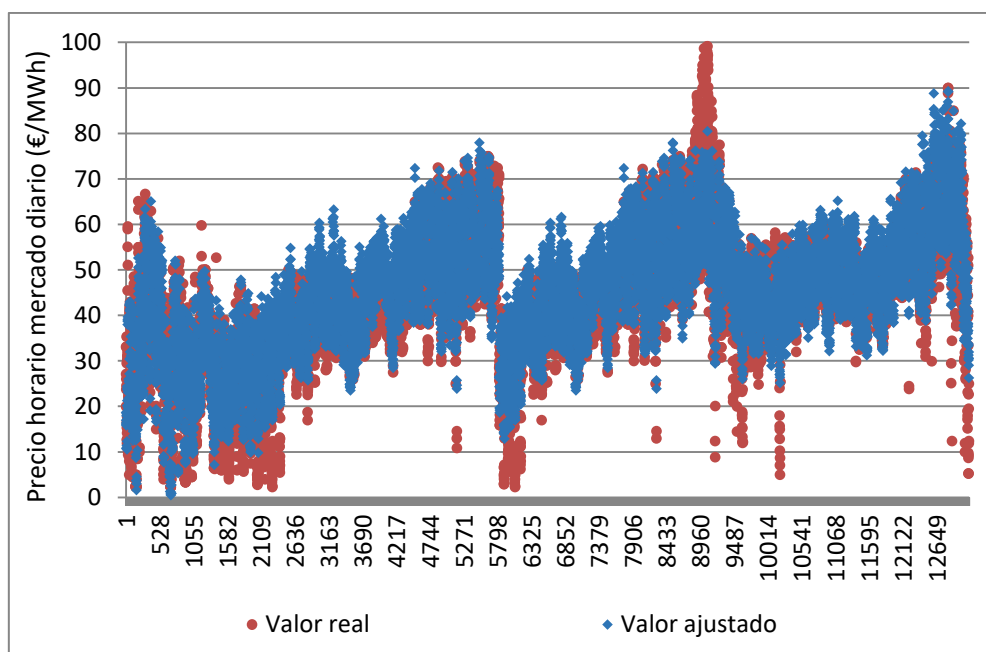


Figura A3.11. Ajuste del precio del mercado diario durante el año 2016, en €/MWh, en la primera iteración del proceso de validación cruzada.

Para percibir la estabilidad del modelo en cualquiera de las muestras escogidas aleatoriamente, se recogen en la Tabla A3.1 los coeficientes de la ecuación de regresión obtenidos para cada variable en cada uno de los análisis, así como su valor medio. Se puede observar que, realizando diez iteraciones, la validación cruzada queda suficientemente probada y el valor medio de las diez iteraciones obtenido para cada término coincide con el

que se había obtenido en el ajuste de regresión completo. De esta forma queda también comprobada la estabilidad de dicho modelo.

Término	Análisis 1	Análisis 2	Análisis 3	Análisis 4	Análisis 5	Análisis 6
Constante	-28,62	-31,13	-32,46	-25,56	-32,32	-25,74
P48 Eólica	-0,000121	-0,000020	-0,000114	0,000019	-0,000112	0,000015
P48 Carbón	0,002000	0,001889	0,001907	0,002080	0,001899	0,002088
P48 Ciclo comb.	0,000944	0,000868	0,000898	0,000803	0,000903	0,000804
P48 Cogeneración	0,012294	0,013412	0,012859	0,012390	0,012972	0,012288
P48 Hidr. total	-0,000767	-0,000809	-0,000709	-0,000789	-0,000739	-0,000757
P48 Nuclear	0,001223	0,000637	0,000862	0,000491	0,000901	0,000462
P48 Sol térmica	-0,002108	-0,002027	-0,002013	-0,00215	-0,001999	-0,002164
P48 Sol fotov.	0,000864	0,000781	0,000772	0,000858	0,000790	0,000835
P48 Turb. bombeo	0,004719	0,004863	0,004669	0,004871	0,004710	0,004824
P48 Residuos	0,002699	0,005747	0,004711	0,006519	0,004553	0,006370
P48 Biomasa	0,022590	0,023830	0,027300	0,020670	0,026530	0,021680
BRENT	0,561300	0,599200	0,595500	0,599900	0,591900	0,600600
GAP	-0,000391	-0,000391	-0,000362	-0,000432	-0,000369	-0,000423

Término	Análisis 7	Análisis 8	Análisis 9	Análisis 10	MEDIA
Constante	-31,39	-26,63	-31,61	-26,51	-29,20
P48 Eólica	-0,000086	-0,000012	-0,000118	0,000022	-0,000053
P48 Carbón	0,001913	0,002071	0,001905	0,002082	0,001983
P48 Ciclo comb.	0,000897	0,000811	0,000904	0,000800	0,000863
P48 Cogeneración	0,013009	0,012249	0,012995	0,012277	0,012675
P48 Hidr. total	-0,000763	-0,000732	-0,000784	-0,000705	-0,000755
P48 Nuclear	0,000913	0,000431	0,000927	0,000417	0,000726
P48 Sol térmica	-0,001985	-0,002192	-0,002060	-0,002111	-0,002081
P48 Sol fotov.	0,000740	0,000893	0,000806	0,000822	0,000816
P48 Turb. bombeo	0,004695	0,004831	0,004760	0,004740	0,004800
P48 Residuos	0,004324	0,006937	0,003896	0,007529	0,005329
P48 Biomasa	0,025910	0,022220	0,026060	0,021920	0,023871
BRENT	0,584300	0,608500	0,584200	0,610000	0,593500
GAP	-0,000384	-0,000408	-0,000370	-0,000423	-0,000395

Tabla A3.1. Coeficientes de la ecuación de regresión obtenida en los diez análisis de validación cruzada.

Una vez realizado el ajuste, y tras verificar su estabilidad y validez, se puede valorar la capacidad predictiva del modelo. Para ello se sigue el mismo procedimiento que en el apartado 1.D tal y como se recoge en la Tabla A3.2.

	Coefficiente	Valor	Resultado
Constante	-22,84		-22,84
P48 Eólica (MWh)	-0,00023	5462,62	-1,26
P48 Carbón (MWh)	0,001384	3982,39	5,51
P48 Ciclo combinado (MWh)	0,001326	2911,77	3,86
P48 Cogeneración (MWh)	0,013591	2959,13	40,22
P48 Hidráulica total (MWh)	-0,001100	4120,15	-4,53
P48 Nuclear (MWh)	-0,000287	6382,76	-1,83
P48 Solar térmica (MWh)	-0,001895	600,81	-1,14
P48 Solar fotovoltaica (MWh)	0,000681	859,77	0,59
P48 Turbinación bombeo (MWh)	0,004872	352,97	1,72
P48 Residuos (MWh)	0,011121	329,97	3,67
P48 Biomasa (MWh)	0,028330	336,97	9,55
BRENT (€/barril)	0,448500	39,49	17,71
GAP (MWh)	-0,000319	36164,47	-11,54
Precio M. diario estimado (€/MWh)			39,69

Tabla A3.2. Cálculo del precio del mercado diario mediante el modelo de regresión ajustado.

Se obtiene que el precio medio del mercado diario para el año 2016 es de 39,69 €/MWh, valor que se asemeja mucho al precio real medio de dicho año que fue de 40,63 €/MWh. La diferencia es de sólo el 2,31 %, por lo que el modelo se puede considerar válido. Además, en la Figura A3.12 se puede comprobar gráficamente el buen ajuste entre los precios horarios estimados y los precios reales.

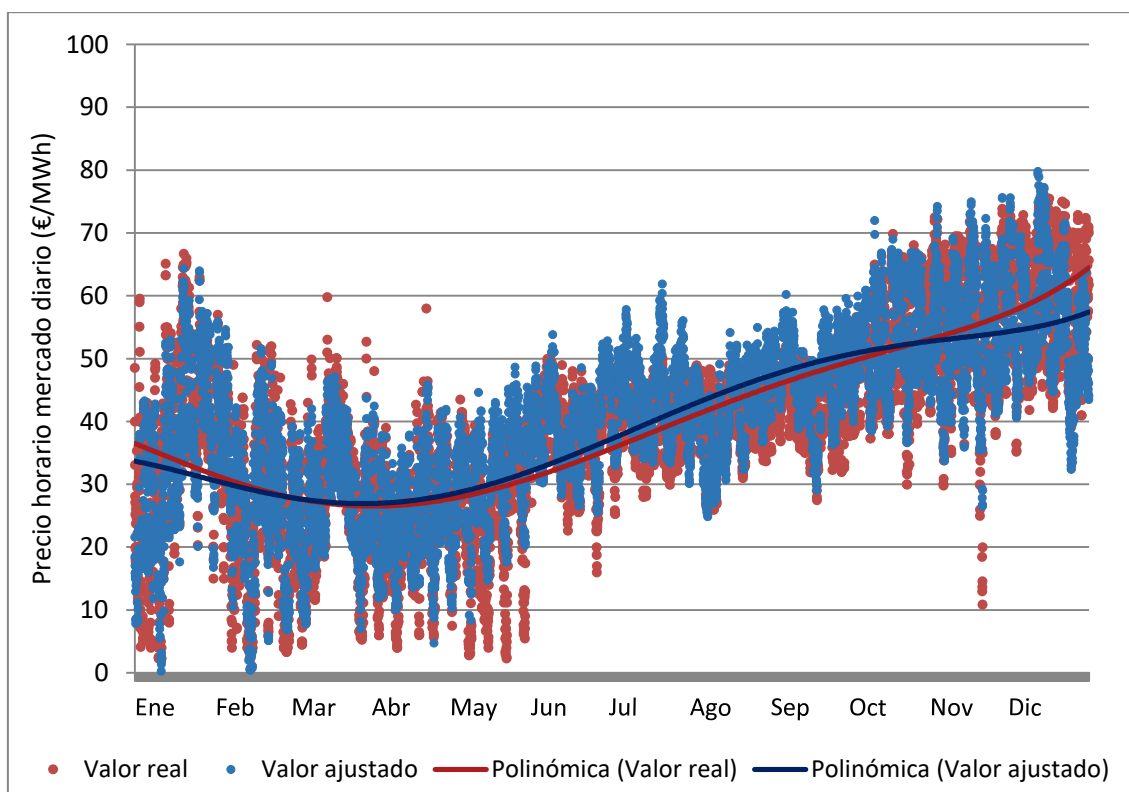


Figura A3.12. Gráfica del precio horario del mercado diario, en €/MWh, para el año 2016.

Anexo 4. Análisis mediante un modelo de regresión para el año 2017

En este apartado se repite el mismo tipo de análisis para el año 2017.

En primer lugar, se estudia la correlación siguiendo los mismos pasos que en el apartado 1.A. En la Figura A4.1, se muestra el resultado de la correlación existente entre las variables, siendo de interés las correlaciones con la variable *Mercado diario*, primera columna de la tabla.

Correlación: M. diario; P48 Eólica; P48 Carbón; P48 Ciclo comb; P48 Cogenera; ...			
	M. diario	P48 Eólica	P48 Carbón
P48 Eólica	-0,226 0,000		
P48 Carbón	0,741 0,000	-0,309 0,000	
P48 Ciclo combin	0,598 0,000	-0,403 0,000	0,619 0,000
P48 Cogeneración	0,586 0,000	0,039 0,000	0,552 0,000
P48 Hidr. total	0,298 0,000	-0,046 0,000	0,023 0,033
P48 Nuclear	-0,060 0,000	0,215 0,000	-0,342 0,000
P48 Sol. térmica	-0,102 0,000	-0,258 0,000	-0,008 0,466
P48 Sol. fotovol	0,007 0,501	-0,190 0,000	0,029 0,006
P48 Turb. bombeo	0,365 0,000	-0,002 0,832	0,119 0,000
P48 Residuos	0,263 0,000	-0,065 0,000	0,222 0,000
P48 Biomasa	0,318 0,000	-0,112 0,000	0,473 0,000
BRENT (€)	0,310 0,000	0,298 0,000	0,126 0,000
GAP	-0,645 0,000	0,574 0,000	-0,605 0,000
Energía final	0,562 0,000	-0,026 0,014	0,495 0,000

Figura A4.1. Correlación entre algunas variables de estudio.

Como en los casos anteriores, la correlación de Pearson señala que las relaciones más significativas entre el precio del mercado diario y el resto de variables son las que se producen entre éste y la producción de energía mediante *carbón* (0,741), *ciclo combinado* (0,598) y *cogeneración* (0,586), así como con el *GAP* (-0,645) y la *energía final* (0,562). Nuevamente, la generación de energía *eólica* es, tras el *GAP*, la variable que tiene la correlación inversa más significativa con el precio del mercado eléctrico, aunque en este caso es menor (-0,226).

Con la producción *hidroeléctrica* ocurre lo mismo que en el año 2015, su correlación con el precio del mercado diario es positiva (0,298), esto puede deberse a la sequía que imperó durante 2017, que no permitió a la hidráulica reducir el precio de la electricidad notablemente. Por otro lado, la generación mediante la quema de *residuos* y *biomasa* (0,263 y 0,318) y la *turbinaación bombeo* (0,365) muestran una moderada correlación positiva, pero no van a explicar mucho debido a su baja presencia. En el caso del barril de petróleo *BRENT* esta correlación es positiva (0,310) influyendo al alza en el precio del mercado eléctrico.

En la Figura A4.2 se representan las correlaciones del precio del mercado diario con la generación mediante *carbón*, el *GAP*, la producción *eólica*, el precio del barril de petróleo *Brent* y la generación *hidráulica* mediante sus respectivas gráficas de dispersión. De nuevo se puede apreciar un ajuste adecuado a la recta en el caso del *carbón* y el *GAP*, debido a que son las variables que presentan las correlaciones más significativas. La *eólica*, *BRENT* e *hidráulica* muestran mayor dispersión con una menor correlación. Además, en el caso de la *hidráulica* se puede apreciar que la correlación es positiva por haber generado altos niveles de energía durante varios períodos en los que el precio se encontraba en niveles muy elevados.

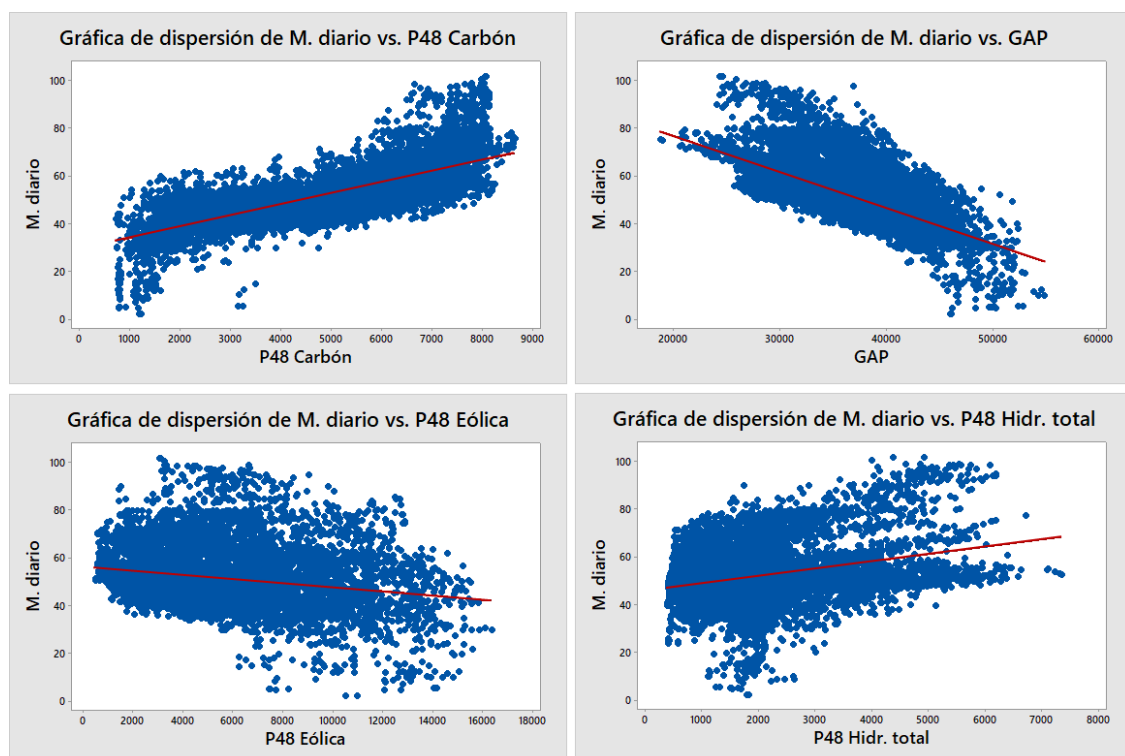


Figura A4.2. Gráficas que muestran la correlación de la variable Mercado diario con las variables P48 Carbón, GAP, P48 Eólica y P48 Hidráulica total, respectivamente, para el año 2017.

En segundo lugar, se realiza la regresión de los mejores subconjuntos, mostrada en la Figura A4.3, que identifica los modelos de subconjuntos que generan los valores de R^2 más altos.

Regresión de los mejores subconjuntos: M. diario vs. P48 Eólica; P48 Carbón; ...									
la respuesta es M. diario									
Vars	R-cuad.	R-cuad. (ajust)	R-cuad. (pred.)	Cp de Mallows	S	P 4 8	P 4 8	P 4 8	P 4 8
1	54,9	54,9	54,9	8820,6	8,2463				
1	41,6	41,6	41,5	14027,0	9,3885				
2	62,8	62,8	62,8	5744,7	7,4900				
2	62,7	62,6	62,6	5805,1	7,5056				
3	69,6	69,6	69,6	3088,8	6,7691				
3	67,4	67,4	67,4	3956,4	7,0127				
4	73,9	73,9	73,9	1406,5	6,2696				
4	72,1	72,1	72,1	2126,8	6,4881				
5	75,1	75,1	75,0	967,8	6,1324				
5	74,6	74,6	74,6	1150,0	6,1896				
6	76,0	76,0	76,0	600,1	6,0149				
6	75,8	75,7	75,7	703,0	6,0479				
7	76,5	76,4	76,4	436,3	5,9617				
7	76,3	76,3	76,3	479,7	5,9757				
8	76,7	76,7	76,6	349,2	5,9330				
8	76,6	76,6	76,6	377,8	5,9423				
9	76,8	76,8	76,8	294,4	5,9148				
9	76,8	76,8	76,7	306,9	5,9189				
10	77,0	77,0	76,9	234,1	5,8947				
10	77,0	76,9	76,9	244,6	5,8981				
11	77,1	77,1	77,1	178,6	5,8761				
11	77,1	77,1	77,1	181,8	5,8772				
12	77,3	77,3	77,3	99,3	5,8496				
12	77,3	77,3	77,2	113,0	5,8541				
13	77,6	77,5	77,5	15,8	5,8216				
13	77,4	77,3	77,3	95,9	5,8481				
14	77,6	77,5	77,5	15,0	5,8209				

Figura A4.3. Regresión de los mejores subconjuntos.

Se observa que la variable *carbón* puede explicar casi el 55 % del comportamiento del precio del mercado diario, menos que en los casos anteriores, mientras que el *GAP* explicaría un 41 %. Un modelo con dos variables podría explicar casi el 63 % del comportamiento del mercado eléctrico. En caso de emplear tres, se supera el 69 %. El Cp de Mallows es adecuado, así que se sigue adelante con todas las variables.

A continuación, se utiliza la regresión para ajustar el modelo con los predictores continuos, como se muestra en la Figura A4.4.

Análisis de regresión: M. diario vs. P48 Eólica; P48 Carbón; P48 Ciclo comb; ...						
Análisis de Varianza						
Fuente	GL	SC Ajust.	MC Ajust.	Valor F	Valor p	
Regresión	14	1024700	73193	2160,14	0,000	
P48 Eólica	1	9827	9827	290,04	0,000	
P48 Carbón	1	116003	116003	3423,62	0,000	
P48 Ciclo combinado	1	4351	4351	128,40	0,000	
P48 Cogeneración	1	2808	2808	82,88	0,000	
P48 Hidr. total	1	11810	11810	348,56	0,000	
P48 Nuclear	1	29357	29357	866,41	0,000	
P48 Sol. térmica	1	96	96	2,84	0,092	
P48 Sol. fotovoltaica	1	4048	4048	119,47	0,000	
P48 Turb. bombeo	1	3294	3294	97,22	0,000	
P48 Residuos	1	10058	10058	296,84	0,000	
P48 Biomasa	1	4448	4448	131,28	0,000	
BRENT (€)	1	18865	18865	556,76	0,000	
GAP	1	34711	34711	1024,42	0,000	
Energía final	1	7714	7714	227,65	0,000	
Error	8745	296310	34			
Total	8759	1321010				
Resumen del modelo						
S	R-cuad.	R-cuad.	R-cuad.			
	(ajustado)	(pred)				
5,82094	77,57%	77,53%	77,48%			
Coeficientes						
Término	Coef	EE del coef.	Valor T	Valor p	VIF	
Constante	19,75	2,27	8,69	0,000		
P48 Eólica	0,000937	0,000055	17,03	0,000	7,22	
P48 Carbón	0,003175	0,000054	58,51	0,000	2,90	
P48 Ciclo combinado	0,000540	0,000048	11,33	0,000	4,31	
P48 Cogeneración	0,004748	0,000522	9,10	0,000	2,66	
P48 Hidr. total	0,001539	0,000082	18,67	0,000	2,49	
P48 Nuclear	0,003770	0,000128	29,43	0,000	2,60	
P48 Sol. térmica	-0,000285	0,000169	-1,69	0,092	4,00	
P48 Sol. fotovoltaica	0,001285	0,000118	10,93	0,000	4,87	
P48 Turb. bombeo	0,002074	0,000210	9,86	0,000	1,51	
P48 Residuos	0,02953	0,00171	17,23	0,000	1,42	
P48 Biomasa	0,02164	0,00189	11,46	0,000	1,83	
BRENT (€)	0,4761	0,0202	23,60	0,000	2,01	
GAP	-0,001329	0,000042	-32,01	0,000	12,33	
Energía final	-0,001040	0,000069	-15,09	0,000	19,21	
Ecuación de regresión						
M. diario = 19,75 + 0,000937 P48 Eólica + 0,003175 P48 Carbón						
+ 0,000540 P48 Ciclo combinado						
+ 0,004748 P48 Cogeneración + 0,001539 P48 Hidr. total						
+ 0,003770 P48 Nuclear						
- 0,000285 P48 Sol. térmica + 0,001285 P48 Sol. fotovoltaica						
+ 0,002074 P48 Turb. bombeo + 0,02953 P48 Residuos						
+ 0,02164 P48 Biomasa						
+ 0,4761 BRENT (€) - 0,001329 GAP - 0,001040 Energía final						

Figura A4.4. Análisis de regresión para el año 2017 tomando todos los predictores.

Siguiendo los mismos pasos que en el apartado 1.C, se detecta que la variable *Energía final* presenta problemas de multicolinealidad severa al presentar un VIF muy superior a 10, por lo que se excluye del modelo. Mientras que la variable *Solar térmica* no está relacionada con *Mercado diario* en un nivel α de 0,05, por lo que se excluyen del modelo.

Tras retirar estas variables, se comprueba que el VIF de las que permanecen en el modelo se encuentra en general entre 1 y 6, lo que permite afirmar que están moderadamente relacionadas pero no existe multicolinealidad, ver Figura A4.5.

Análisis de regresión: M. diario vs. P48 Eólica; P48 Carbón; P48 Ciclo comb; ...						
Análisis de Varianza						
Fuente	GL	SC Ajust.	MC Ajust.	Valor F	Valor p	
Regresión	12	1015939	84662	2427,42	0,000	
P48 Eólica	1	2412	2412	69,16	0,000	
P48 Carbón	1	110947	110947	3181,08	0,000	
P48 Ciclo combinado	1	630	630	18,06	0,000	
P48 Cogeneración	1	195	195	5,60	0,018	
P48 Hidr. total	1	6733	6733	193,06	0,000	
P48 Nuclear	1	23201	23201	665,22	0,000	
P48 Sol. fotovoltaica	1	311	311	8,91	0,003	
P48 Turb. bombeo	1	2628	2628	75,36	0,000	
P48 Residuos	1	10369	10369	297,30	0,000	
P48 Biomasa	1	1673	1673	47,97	0,000	
BRENT (€)	1	51994	51994	1490,77	0,000	
GAP	1	31887	31887	914,27	0,000	
Error	8747	305071	35			
Total	8759	1321010				
Resumen del modelo						
	S	R-cuad.	R-cuad.			
		(ajustado)	(pred)			
5,90569	76,91%	76,87%	76,83%			
Coeficientes						
Término	Coef	EE del coef.	Valor T	Valor p	VIF	
Constante	-0,90	1,90	-0,47	0,636		
P48 Eólica	0,000251	0,000030	8,32	0,000	2,11	
P48 Carbón	0,002948	0,000052	56,40	0,000	2,62	
P48 Ciclo combinado	0,000181	0,000043	4,25	0,000	3,35	
P48 Cogeneración	0,001119	0,000473	2,37	0,018	2,12	
P48 Hidr. total	0,001072	0,000077	13,89	0,000	2,12	
P48 Nuclear	0,002618	0,000101	25,79	0,000	1,58	
P48 Sol. fotovoltaica	-0,000171	0,000057	-2,99	0,003	1,13	
P48 Turb. bombeo	0,001845	0,000213	8,68	0,000	1,50	
P48 Residuos	0,02997	0,00174	17,24	0,000	1,42	
P48 Biomasa	0,01257	0,00181	6,93	0,000	1,64	
BRENT (€)	0,6514	0,0169	38,61	0,000	1,37	
GAP	-0,000893	0,000030	-30,24	0,000	6,05	
Ecuación de regresión						
M. diario = -0,90 + 0,000251 P48 Eólica + 0,002948 P48 Carbón						
+ 0,000181 P48 Ciclo combinado						
+ 0,001119 P48 Cogeneración + 0,001072 P48 Hidr. total						
+ 0,002618 P48 Nuclear						
- 0,000171 P48 Sol. fotovoltaica + 0,001845 P48 Turb. bombeo						
+ 0,02997 P48 Residuos + 0,01257 P48 Biomasa + 0,6514 BRENT (€)						
- 0,000893 GAP						

Figura A4.5. Análisis de regresión corregido para el año 2017.

En este caso también se tiene un valor de S bajo, por lo que parece que el modelo describe adecuadamente la respuesta. Para verificar si el modelo cumple con los supuestos se deben examinar las gráficas de residuos como en los casos anteriores.

En primer lugar, se comprueba la normalidad de los residuos, tal y como se muestra en la Figura A4.6.

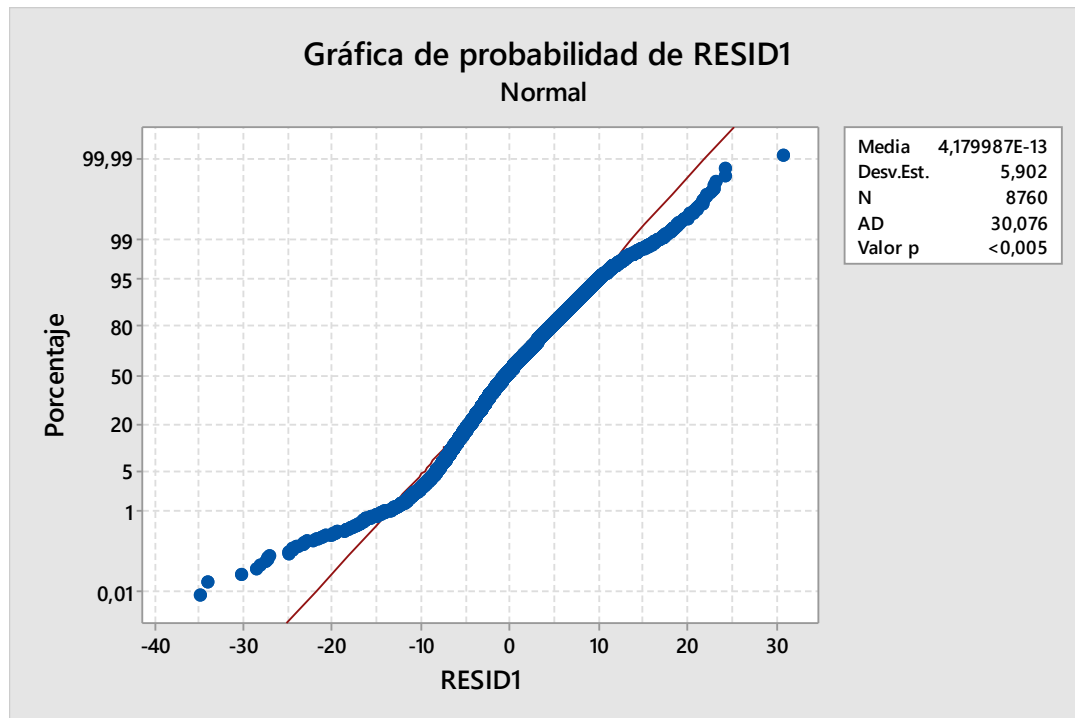


Figura A4.6. Normalidad de los residuos.

De nuevo, el valor p es menor que el nivel de significancia 0,05 debido a que, al realizar un test de normalidad con una gran cantidad de datos, cualquier pequeña desviación provoca que el p-valor sea pequeño y se rechace. Por lo tanto, se puede considerar que los residuos son normales, ya que se ajustan bastante bien a la recta.

En segundo lugar, se comprueba si la varianza es constante. Para ello se representa el gráfico de residuos frente a valores ajustados. En la Figura A4.7, se observa que los residuos se encuentran distribuidos aleatoriamente a ambos lados del eje del cero, por lo que podría afirmarse que tienen varianza constante.

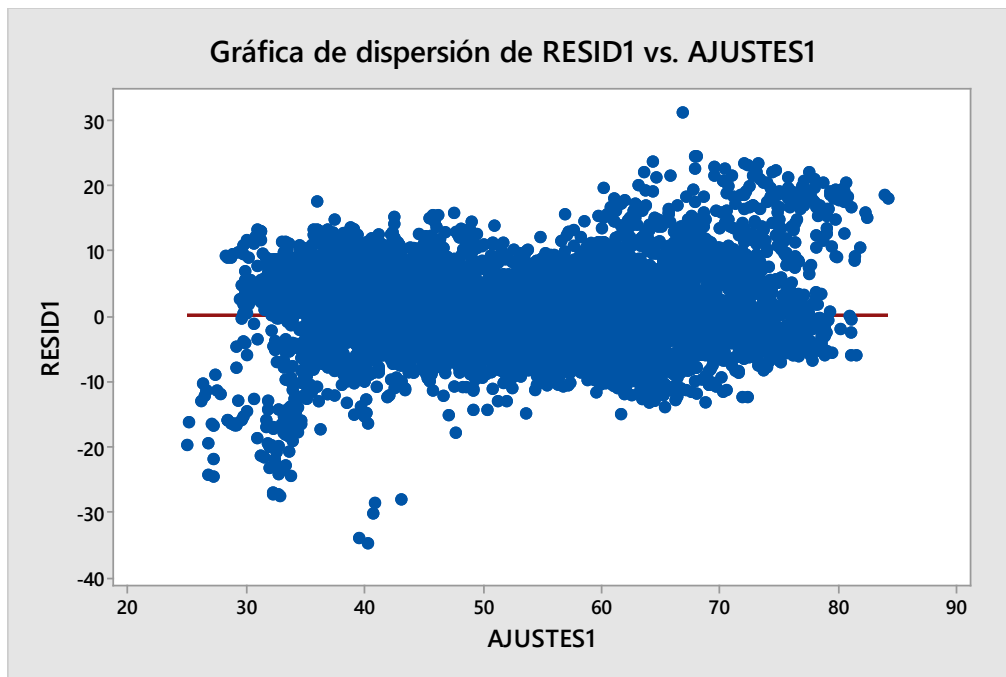


Figura A4.7. Residuos frente a valores ajustados.

Por último, para tratar de comprobar la independencia temporal de los residuos se representan, en las Figuras A4.8 y A4.9, los gráficos de residuos frente al tiempo mediante test de rachas. De nuevo, no es posible apreciar gráficamente las posibles tendencias, no cumpliéndose la hipótesis de conglomerados ni la de tendencias. Es posible que al tener tantos datos los contrastes sean muy potentes de forma que se observe un aparente incumplimiento de las hipótesis, por lo que tampoco sería adecuado rechazar el modelo.

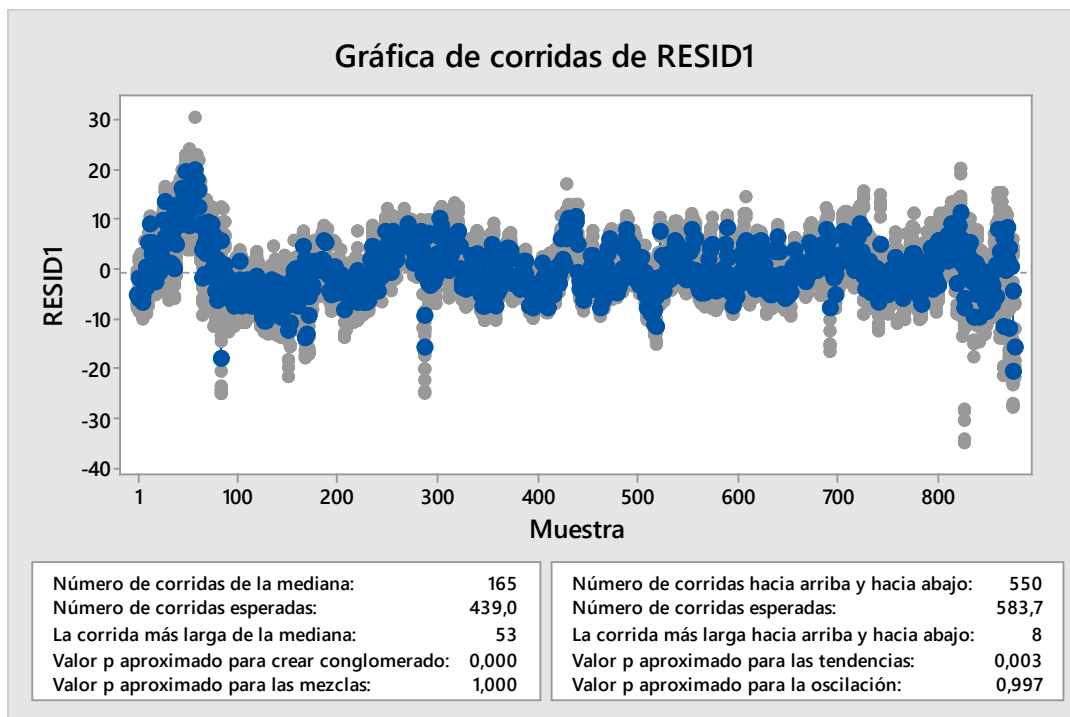


Figura A4.8. Test de rachas de los residuos con tamaño de subgrupo 10.

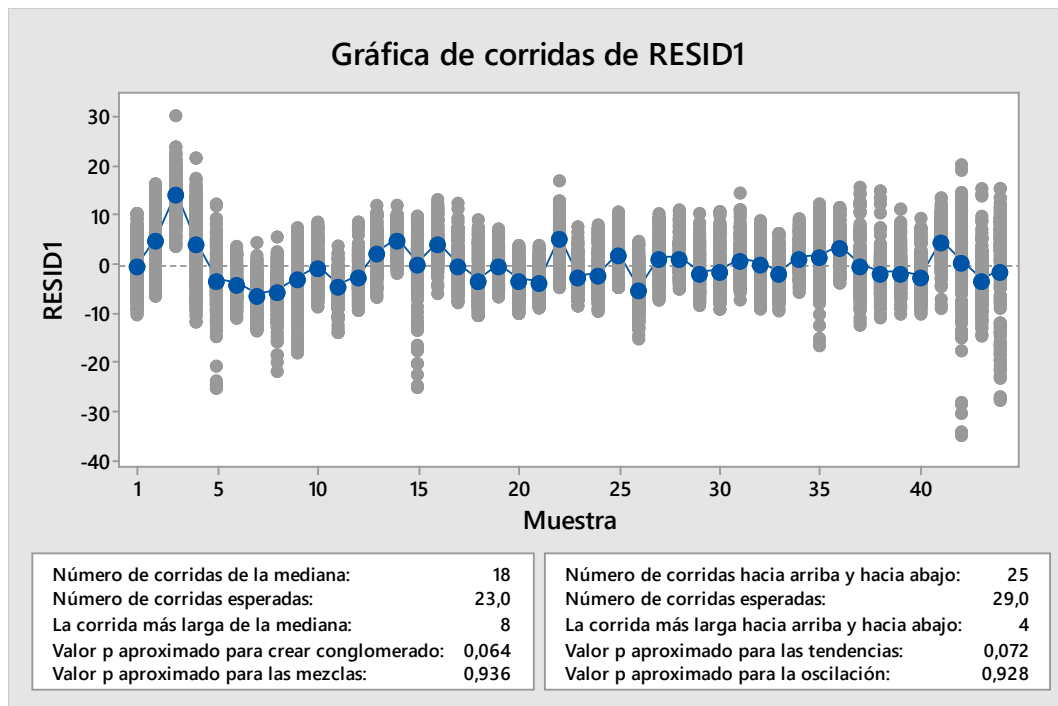


Figura A4.9. Test de rachas de los residuos con tamaño de subgrupo 200.

Por lo tanto, se intenta comprobar la independencia de los residuos mediante los gráficos de autocorrelación. En la Figura A4.10 se observa que aparece una fuerte correlación en los residuos, por lo que existe dependencia temporal entre los residuos obtenidos. Como ya se ha comentado en los casos anteriores, esto puede deberse al carácter oscilatorio de la serie temporal y a la gran cantidad de datos disponibles, por lo que no sería adecuado rechazar el modelo pero tampoco permite darlo por válido, por tanto es necesario realizar otro tipo de validación.

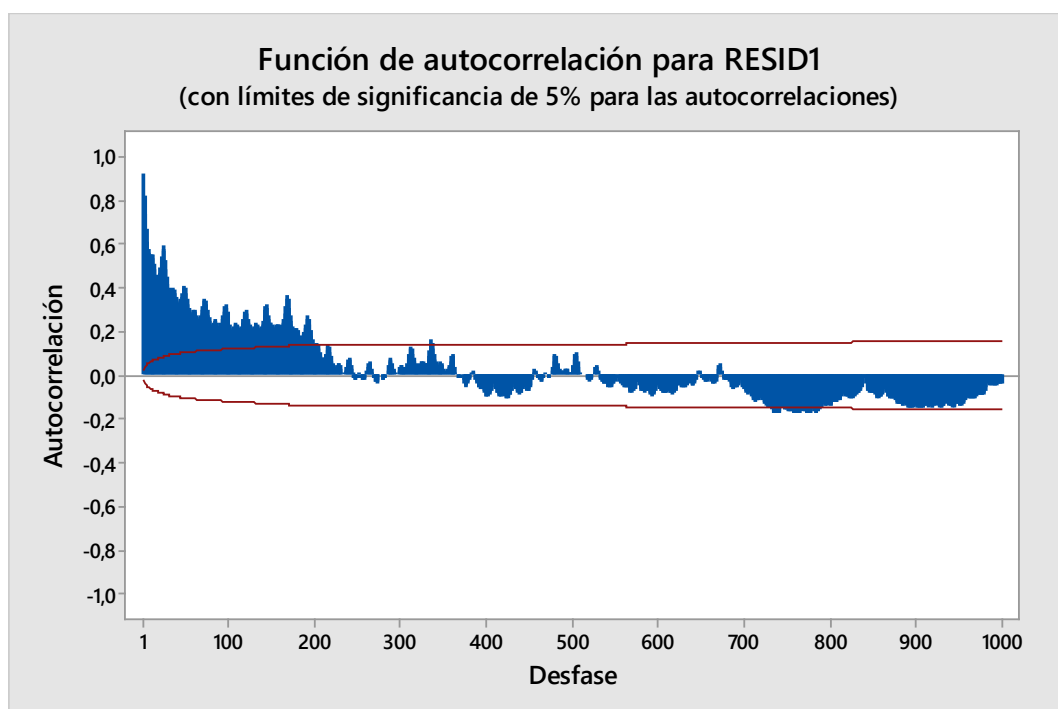


Figura A4.10. Gráfico de autocorrelación de los residuos.

Una vez más, se recurre a la **validación cruzada** para evaluar el modelo debido a la dificultad encontrada para verificar los supuestos del modelo de regresión mediante el análisis de las gráficas de residuos. Para ello, de la base de datos del año 2017 se selecciona una muestra de datos para ajustar el modelo, datos de entrenamiento, y se reserva el resto de datos para validarlo, datos de prueba. Como en los años anteriores, se repite el análisis 10 veces, tomando una muestra de datos aleatoria para cada iteración, y se calcula la media de los factores obtenidos en las diferentes particiones, lo que permite comprobar también la estabilidad del modelo.

En la Figura A4.11 se muestra la bondad del ajuste de regresión para una de las iteraciones. El gráfico se realiza con los datos de prueba, partición de datos reservados para validar. En rojo se representan los precios horarios del mercado diario calculados mediante la ecuación de regresión obtenida con los datos de entrenamiento y en azul su valor real. Se observa que el ajuste es bueno, a excepción de valores extremos, siendo el error promedio inferior al 9 %. El resto de iteraciones presentan las mismas conclusiones, por lo que se puede validar el modelo de regresión mediante validación cruzada.

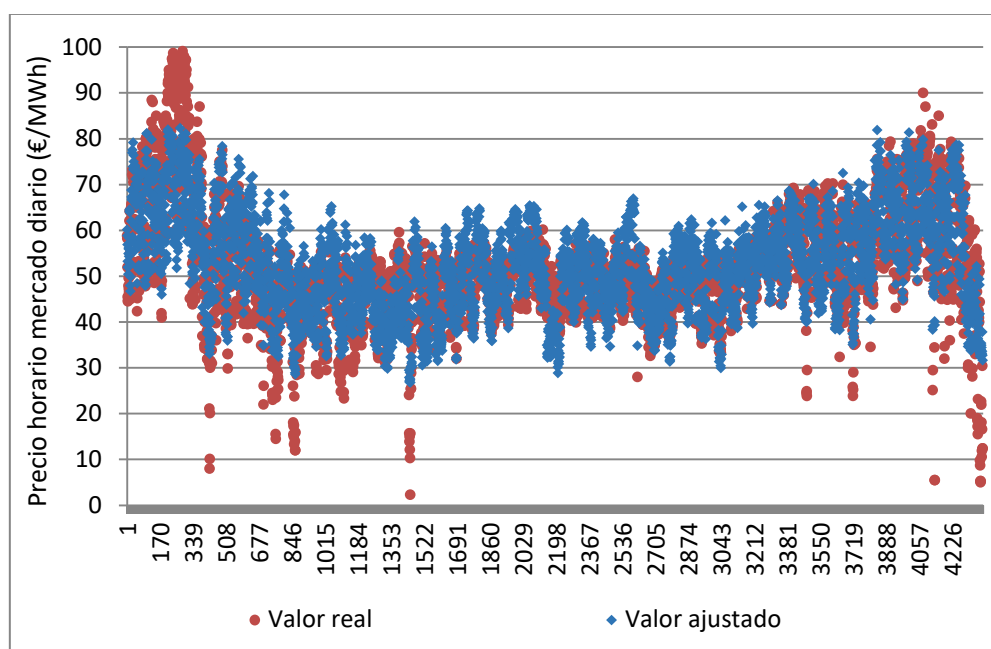


Figura A4.11. Ajuste del precio del mercado diario durante el año 2017, en €/MWh, en la primera iteración del proceso de validación cruzada.

La Tabla A4.1 recoge los coeficientes de la ecuación de regresión obtenidos para cada variable en cada uno de los análisis, así como su valor medio. Se puede observar que, realizando diez iteraciones, la validación cruzada queda suficientemente probada y el valor medio de las diez iteraciones obtenido para cada término coincide con el que se había obtenido en el ajuste de regresión completo. De esta forma queda comprobada la estabilidad de dicho modelo, de la cual se podía llegar a dudar anteriormente al no poder verificar los supuestos relativos al error mediante la comprobación de los residuos.

Término	Análisis 1	Análisis 2	Análisis 3	Análisis 4	Análisis 5	Análisis 6
Constante	2,16	-3,96	-1,02	-0,91	1,63	-3,82
P48 Eólica	0,000250	0,000252	0,000242	0,000258	0,000243	0,000256
P48 Carbón	0,002930	0,002972	0,002893	0,003003	0,002924	0,002973
P48 Ciclo comb.	0,000224	0,000145	0,000231	0,000128	0,000164	0,000195
P48 Cogeneración	0,000437	0,001748	0,001315	0,000957	0,000479	0,001875
P48 Hidr. total	0,001102	0,001046	0,001067	0,001072	0,001001	0,001139
P48 Nuclear	0,002610	0,002624	0,002761	0,002478	0,002601	0,002636
P48 Sol fotov.	-0,000126	-0,000209	-0,000162	-0,000176	-0,000118	-0,000221
P48 Turb. bombeo	0,001851	0,001824	0,001855	0,001826	0,002183	0,001501
P48 Residuos	0,030050	0,030080	0,028680	0,031270	0,031620	0,028180
P48 Biomasa	0,010490	0,014350	0,011430	0,013730	0,012180	0,012920
BRENT	0,650600	0,653700	0,646100	0,657700	0,636600	0,666400
GAP	-0,000900	-0,000883	-0,000898	-0,000888	-0,000891	-0,000891

Término	Análisis 7	Análisis 8	Análisis 9	Análisis 10	MEDIA
Constante	1,02	-2,96	-0,68	-1,09	-0,96
P48 Eólica	0,00022	0,000282	0,000279	0,000224	0,000251
P48 Carbón	0,002889	0,003006	0,002964	0,002935	0,002949
P48 Ciclo comb.	0,000180	0,000184	0,000162	0,000200	0,000181
P48 Cogeneración	0,000966	0,001319	0,001293	0,000953	0,001134
P48 Hidr. total	0,001025	0,001110	0,001065	0,001071	0,001070
P48 Nuclear	0,002604	0,002632	0,002758	0,002491	0,002620
P48 Sol fotov.	-0,000177	-0,000164	-0,000231	-0,000113	-0,000170
P48 Turb. bombeo	0,001946	0,001747	0,001766	0,001934	0,001843
P48 Residuos	0,029680	0,030230	0,028680	0,031100	0,029957
P48 Biomasa	0,012420	0,012690	0,013740	0,011290	0,012524
BRENT	0,645800	0,657700	0,639600	0,663100	0,650000
GAP	-0,000903	-0,000882	-0,000921	-0,000866	-0,000892

Tabla A4.1. Coeficientes de la ecuación de regresión obtenida en los diez análisis de validación cruzada.

Una vez que se ha realizado el ajuste y se ha verificado su estabilidad y validez, se puede valorar la capacidad predictiva del modelo. Se toman los coeficientes del ajuste de regresión y se calcula el precio medio del mercado diario del sistema eléctrico español, como se recoge en la Tabla A4.2, con los valores medios de las variables predictoras siguiendo la ecuación de regresión.

	Coefficiente	Valor	Resultado
Constante	-0,90		-0,90
P48 Eólica (MWh)	0,000251	5504,04	1,38
P48 Carbón (MWh)	0,002948	4861,56	14,33
P48 Ciclo combinado (MWh)	0,000181	3888,89	0,70
P48 Cogeneración (MWh)	0,001119	3190,04	3,57
P48 Hidráulica total (MWh)	0,001072	2069,84	2,22
P48 Nuclear (MWh)	0,002618	6350,20	16,62
P48 Solar fotovoltaica (MWh)	-0,000171	916,60	-0,16
P48 Turbinación bombeo (MWh)	0,001845	272,82	0,50
P48 Residuos (MWh)	0,029970	368,39	11,04
P48 Biomasa (MWh)	0,012570	329,36	4,14
BRENT (€/barril)	0,651400	48,03	31,28
GAP (MWh)	-0,000893	36421,46	-32,52
Precio M. diario estimado (€/MWh)			52,22

Tabla A4.2. Cálculo del precio del mercado diario mediante el modelo de regresión ajustado para 2017.

Se extrae que el precio medio del mercado diario para el año 2017, es de 52,22 €/MWh, muy similar al precio real medio de ese año que fue de 53,41 €/MWh. La diferencia es de sólo el 2,23 %, por lo que el modelo se puede considerar válido. Además, en la Figura A4.12 se puede comprobar gráficamente el buen ajuste entre los precios horarios estimados y los precios reales.

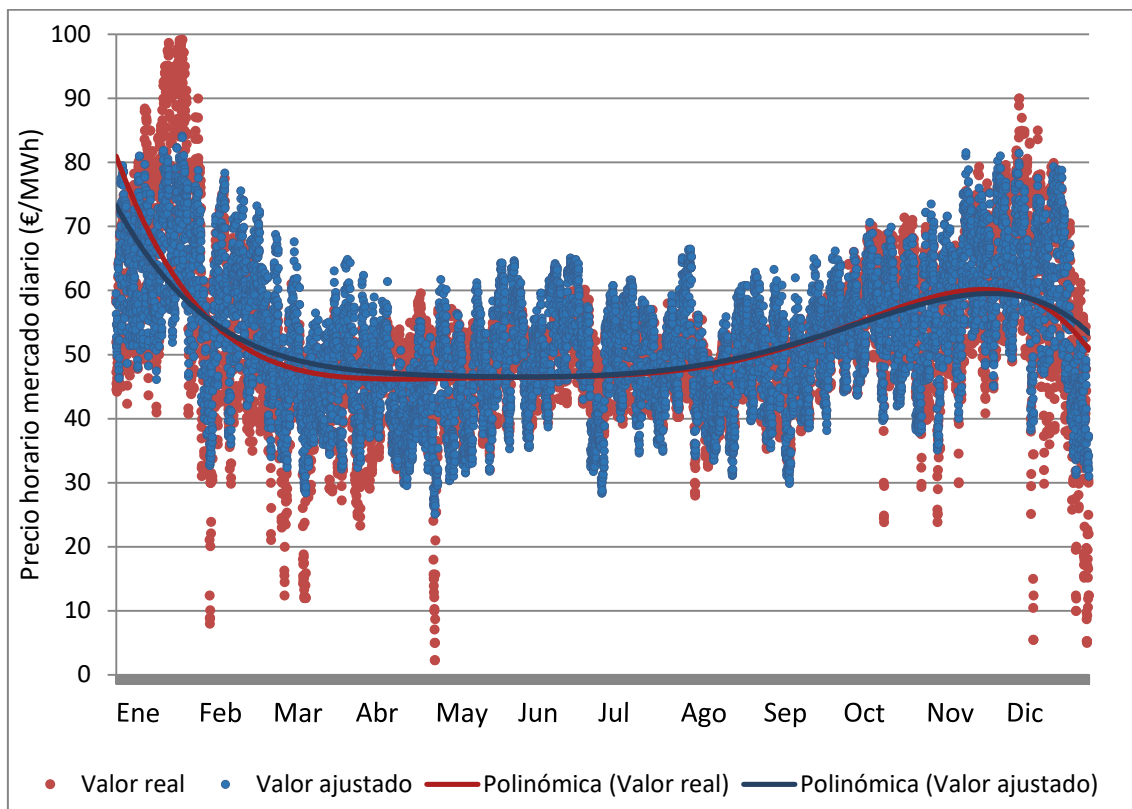


Figura A4.12. Gráfica del precio horario del mercado diario, en €/MWh, para el año 2017.

