



**GRADO EN ADMINISTRACIÓN Y DIRECCIÓN DE  
EMPRESAS**

**CURSO ACADÉMICO 2021/2022**

**TRABAJO FIN DE GRADO**

**ANÁLISIS Y PREDICCIÓN DE PRECIOS DE LA  
ELECTRICIDAD EN EL TERRITORIO ESPAÑOL**

**PREDICTION AND ANALYSIS OF ELECTRICITY  
PRICES IN SPAIN**

**AUTOR: ALIN DUMITRU ZANFIR**

**DIRECTOR: JOSE LUIS GALLEGO GOMEZ**

**SEPTIEMBRE 2021**

## Índice

<b>RESUMEN</b> .....	4
<b>ABSTRACT</b> .....	4
<b>1. INTRODUCCIÓN</b> .....	5
<b>2. EL SECTOR ELÉCTRICO</b> .....	5
<b>2.1 EL MERCADO ELÉCTRICO</b> .....	7
<b>3. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE SERIES TEMPORALES</b> .....	10
<b>3.1 MODELOS <math>ARMA(p, q)</math></b> .....	10
<b>3.2 MODELO <math>ARMA(P, Q)_S</math> estacional</b> .....	10
<b>3.3 MODELO MULTIPLICATIVO <math>ARMA(p, q) P, Q_s</math></b> .....	11
<b>3.4 MODELOS <math>ARIMA(p, d, q)</math></b> .....	11
<b>3.5 MODELO <math>ARIMAP, D, Q_s</math> ESTACIONAL</b> .....	11
<b>3.6 MODELOS MULTIPLICATIVOS <math>ARIMA(p, d, q)P, D, Q_s</math></b> .....	11
<b>3.7 METODOLOGÍA BOX- JENKINS</b> .....	12
<b>4. ANÁLISIS DE DATOS</b> .....	12
<b>4.1 PROPIEDADES ESTADÍSTICAS</b> .....	12
<b>4.2 ANÁLISIS UNIVARIANTE</b> .....	14
<b>4.3 ANÁLISIS DE REGRESIÓN</b> .....	18
<b>5. CONCLUSIONES</b> .....	21
<b>6. BIBLIOGRAFÍA</b> .....	22

## Índice de gráficos

Gráfico 2.1: Casación oferta-demanda del día 30 de marzo de 2018 a las 20h.....	9
Gráfico 4.1.1: Serie de precios electricidad 2014-2021. ....	13
Gráfico 4.1.2: ACF y PACF de la serie de precios electricidad 2014-2021.....	14
Gráfico 4.2.1: Gráfico temporal y diagrama rango-mediana de $p_t$ y $\log(p_t)$ .....	15
Gráfico 4.2.2: Herramientas de identificación del orden de integración.....	15
Gráfico 4.2.3: Herramientas de diagnóstico.....	17
Gráfico 4.2.4: Predicción.....	18
Gráfico 4.3.1: Serie de precios con (línea negra) y sin (línea roja) la influencia de $q, e, h, s,$ y $co.$ .....	19

## Índice de tablas

Tabla 4.1.1: Evolución del precio de la electricidad.....	14
Tabla 4.2.1: Estimación modelo $ARIMA_{p,d,q}(P,D,Q)_7$ .....	16
Tabla 4.2.2: Estimación de modelo $ARIMA(3,1,1)(2,1,1)_7$ sin tratamiento (Modelo 3) y con tratamiento de valores atípicos (Modelo 3.1) .....	17
Tabla 4.3.1: Estimaciones de la regresión múltiple.....	19
Tabla 4.3.2: Estimación de modelo ARIMA sin tratamiento (Estimación 1) y con tratamiento de valores atípicos (Estimación 2).....	20

## RESUMEN

Este proyecto se centra en el análisis de los precios horarios y diarios de la electricidad en el mercado español. En primer lugar, quedaran explicadas las principales características del sector eléctrico español, que incluye el mercado y los diferentes agentes que intervienen en él, tales como: las empresas comercializadoras y productoras de energía, el gobierno, etc. En segundo lugar, el modelo que mejor se ajusta a las series de precios de la electricidad utilizando el análisis univariante de Box-Jenkins; para hacer esto se tienen en cuenta otros factores que pueden afectar a los precios de la electricidad, como la demanda eléctrica, la producción eólica, la producción solar, entre otros. En tercer lugar, se realiza un ejercicio de predicción utilizando el modelo escogido.

El conjunto de datos se construyó utilizando información del operador del mercado español, también conocido como OMIE, donde obtenemos la serie de precios diarios de la electricidad de 2014 a 2021. Por otro lado, obtenemos datos sobre entradas que se utilizan para generar electricidad desde Red Eléctrica de España (REE).

## ABSTRACT

This project it is focused on the analysis of electricity prices in the Spanish market. Firstly, the main characteristics of the Spanish electricity sector will be explained; that includes the market and the different agents involved in it, i.e., energy trading and producer companies, government, etc. Secondly, we will discuss the model that best fit the electricity prices series using the Box-Jenkins analysis; to do so we also take into account other factors that may affect electricity prices, i.e., electricity demand, wind energy production, solar energy production, among others. Thirdly, predictions can be made using the fitted model.

The dataset was build using information from the Spanish market operator, also known as OMIE, where we obtain the series of daily electricity prices from 2014 to 2021. On the other hand, we obtain data on inputs that are used to generate electricity from the Red Eléctrica de España (REE).

## 1. INTRODUCCIÓN

De acuerdo con los autores Del Hoyo et al. (2015) el sector eléctrico es un sector fundamental e incluso estratégico para la sociedad que funciona a su vez como un gran aporte a la economía. Su gran contribución sobre el Producto Interior Bruto (PIB) reafirma esta idea debido a las elevadas inversiones tanto de infraestructura como de capital humano que rodean a este sector.

El sistema eléctrico que se conoce actualmente en España es el resultado de una larga evolución que comenzó a finales del siglo XIX donde la electricidad se producía en forma de corriente continua. Esto suponía que la mayoría de las instalaciones de generación tenían que situarse próximas a los centros de consumo. Esta forma de corriente era la más usada debido a su fácil manejo y sencillez (Núñez 1995).

Con el paso de los años, la corriente alterna permitió transportar la electricidad a largas distancias, por lo que se fue extendiendo con gran fuerza, tanto que provocó una gran evolución que ha mejorado notablemente el nivel de vida. Esta evolución hizo también que se notase el abaratamiento del precio de la electricidad a nivel del consumidor debido a la posibilidad de construir centrales hidroeléctricas en lugares alejados de las ciudades que suponían una importante aportación inicial que solo podían hacerle frente las grandes compañías (Capel 2014).

En primer lugar, en este trabajo, será descrito el funcionamiento del sector eléctrico y del mercado que se encuentra dentro de él junto con los agentes que lo forman. El papel fundamental de este mercado, según comentan autores como Ferreira et al. (2019), trata de hacer cruzar la oferta y la demanda de electricidad para determinar el precio de compensación del mercado. Además, la estabilidad del sistema eléctrico requiere un equilibrio constante entre producción y consumo que, a su vez, depende de condiciones climáticas, negociaciones y actividades cotidianas.

En segundo lugar, según la metodología de Box-Jenkins (1976), usando tres modelos ARIMA (*Autorregresive Integrated Moving Average*) y eligiendo el mejor modelo a partir del criterio de información (AIC), dará lugar al pronóstico de los precios de la electricidad de forma diaria, teniendo en cuenta que en un entorno tan competitivo y con tantos factores de por medio será muy difícil predecirlos.

Por último, se hará un análisis de regresión múltiple con ayuda del programa Rstudio, para interpretar la predicción, usando distintas variables como la demanda de electricidad y diferentes fuentes de generación, usando datos descargados de la página web de eSios perteneciente a la REE (REE 2019).

## 2. EL SECTOR ELÉCTRICO

El sector eléctrico español funcionó como un mercado monopolístico hasta finales del año 1997, en el que se aprobó la ley 54/1997 del 27 de noviembre, introduciendo así la liberalización parcial del sector, que alude las actividades de generación y comercialización en las que se pueden desarrollar en competencia, mientras que las referentes al transporte y distribución continúan estando reguladas por el Estado.

Estas cuatro actividades (generación, comercialización, transporte y distribución), que son fundamentales para el correcto funcionamiento del sector eléctrico, se describen brevemente a continuación:

- **Generación:** Esta actividad consiste en producir energía eléctrica empleando ciertas técnicas según el tipo de energía que se use y los costes que estas acarrear. Entre ellas se encuentran las más habituales como pueden ser: la

energía nuclear, la hidráulica, el fuel-gas o el carbón. También hay que mencionar las energías renovables que también son usadas en esta práctica, siendo la solar y la fotovoltaica las más representativas. Debido a la liberalización del mercado existen varias empresas dedicadas a esta actividad, aunque no son demasiadas las que pueden iniciar tan fácilmente esta actividad debido al alto capital inicial que se requiere para realizar la inversión (Costa 1975-2015). Además, la electricidad no se puede almacenar de forma tan sencilla como puede ocurrir con el gas, por ejemplo. Para almacenar esta energía se tendrían que usar supercondensadores, que son los dispositivos encargados de almacenar en forma de cargas electrostáticas la energía y cederla de forma acelerada al consumidor. No obstante, este almacenamiento supone altos costes y además es una tecnología que aún no se encuentra muy extendida. Teniendo en cuenta lo anteriormente comentado, tenemos que considerar que las plantas de generación deben de estar muy bien comunicadas con el resto de las actividades para que se pueda hacer una buena previsión de cantidades para el consumo y que no haya ninguna interrupción en el suministro eléctrico, es decir, que la energía producida debe coincidir con la demanda en ese momento. Las principales empresas dedicadas a la generación de electricidad en España son: Endesa, Iberdrola, Naturgy (Gas Natural Fenosa) y EDP.

- **Comercialización:** Antes de la liberación del sector eléctrico, el suministro de la energía eléctrica era competencia de las empresas distribuidoras, que estaban sometidas a los precios fijados por la Administración. Asimismo, a cada consumidor se le asignaba a una distribuidora. Después de entrar en vigor la Ley del Sector Eléctrico (LSE), tal y como indican Jiménez y Cebrián (2015), se abrió un amplio abanico de opciones para los consumidores y una nueva oportunidad de negocio para diferentes empresas. En la actualidad existen más de 600 comercializadoras de energía en España, las cuales pueden ejercer libremente el derecho de vender la energía que adquieren en los mercados mayoristas contando con las numerosas modalidades de contratación disponible en la normativa, pactando el precio de venta en los mercados minoristas.

Actualmente existen dos tipos de empresas comercializadoras de electricidad. Unas pactan el precio con el consumidor mediante un contrato negociado, dentro del libre mercado y otras, denominadas como comercializadoras de referencia y antiguamente denominadas comercializadoras de último recurso. Estas últimas son denominadas por el Ministerio de Industria para ofrecer una tarifa regulada llamada Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (PVPC). La CNMC (Comisión Nacional del Mercado y la Competencia) actualmente obliga a las comercializadoras de referencia a llamarse de manera distinta a las que actúan en el mercado libre para evitar así desconcierto entre los consumidores (CNMC 2014).

- **Distribución:** La electricidad de alta tensión que se genera en las plantas de generación tiene que ser transformada y distribuida en media y baja tensión para que pueda ser apta para su traslado y consumo por los consumidores finales, ya sean hogares o empresas. Las empresas distribuidoras son, por tanto, las encargadas de la instalación y el mantenimiento de la red de distribución para garantizar la energía demandada por parte de los consumidores. Estas empresas son asignadas por el Gobierno, por lo que su actividad sigue hoy en día regulada y los consumidores no tienen opción de elegir otra empresa distribuidora.
- **Transporte:** El transporte de la electricidad es una actividad que trata de trasladar la energía eléctrica desde las plantas de generación hasta los

suministros solicitados a las comercializadoras. De acuerdo con la Ley 17/2007 de 4 de julio, del sector eléctrico, concede a la Red Eléctrica de España (REE) la exclusividad de realizar esta actividad en el territorio nacional (REE 2008).

## 2.1 EL MERCADO ELÉCTRICO

Después de la liberalización del sector eléctrico las operaciones de energía (compras y ventas) han ido aumentando cada vez más. Existen varios tipos de mercados, que se comentarán a continuación, en los que intervienen principalmente 2 tipos de agentes: los productores y los consumidores finales.

En primer lugar, hay que diferenciar entre el mercado mayorista y el minorista. En el primero intervienen generalmente los productores de energía, los comercializadoras y los consumidores cualificados; en el segundo, intervienen las comercializadoras y el consumidor final.

### Mercado mayorista

Dentro de este mercado, como argumentan Hermoso et al. (2011), nos encontramos con el mercado diario en el cual los productores hacen visible sus ofertas dependiendo de la cantidad de energía que quieran ofertar y al precio que fijen para el día siguiente. Por otro lado, las comercializadoras y consumidores que acuden a este mercado exponen las cantidades de energía que desean comprar y los precios que están dispuestos a pagar. De esta manera se fija el precio de la electricidad y se suprime la posibilidad de acumular esta energía.

Los que ofertan la energía se denominan unidades de producción. En primer lugar, los productores ofertarán las unidades afines a las centrales nucleares e hidroeléctricas, si estas están disponibles, seguidas de las de carbón. Estas centrales se suelen utilizar para cubrir lo que se denomina como carga base, mientras que las centrales de ciclo combinado y cogeneración se utilizan para cubrir los picos de demanda. Cada unidad deberá, antes de las 12:00 horas, realizar las 24 ofertas con su producción y precio para el día siguiente. Por la parte contraria, los compradores, comercializadoras mayoritariamente, realizan sus ofertas de compra de la misma manera que se realizan las de venta.

Lo que ocurre después es que el operador del mercado (OMIE), al llegar a las 12:00 horas, ya conoce todas las ofertas, tanto de venta como de compra. Las ofertas son ordenadas en dos curvas, una corresponde a la oferta agregada en la que se ordenan todas las ofertas de venta de forma ascendente y la otra corresponde a la demanda agregada en la que se ordenan las ofertas de compra en forma descendente. El cruce entre estas dos curvas se denomina casación y da lugar al precio de casación el cuál se les paga a los productores. Los tramos de la izquierda del punto de casación corresponden al volumen de energía que ha de producirse para cada hora (OMIE 2019).

Es difícil que siempre se cumpla lo pactado en el mercado diario ya que puede haber variaciones tales como que tanto la oferta y la demanda sufran modificaciones y estas se desplacen hacia la izquierda o la derecha, también ocurre cuando no se cumple con las condiciones descritas. Un ejemplo sería que un molino de viento en una época en la que haya mucho viento, se ofertaría más energía de la habitual. Puede ocurrir el caso contrario, en el que un generador tenga un problema técnico y no pueda suministrar toda la energía pactada.

Para intentar evitar estas variaciones se creó el mercado intradiario el cual está formado por 6 sesiones, en ellas, los participantes del mercado diario pueden modificar la adquisición de energía del mercado diario mediante ofertas de compra o venta. De esta

manera, por ejemplo, una comercializadora que haya adquirido demasiada energía puede vender parte de esta en el mercado intradiario (OMIE 2019).

En las diferentes sesiones tendremos un precio de casación y una determinada cantidad de energía a generar, por lo que el resultado final se formará sumando el resultado del mercado diario y los de las sesiones del mercado intradiario (OMIE 2019).

La evolución de la demanda semanal de la electricidad podemos caracterizarla con una cierta tendencia, por ejemplo, el punto máximo se alcanzará durante las horas de trabajo (mañana y tarde), mientras que la demanda más baja se refleja en las horas nocturnas y los fines de semana debido a la baja actividad industrial.

### Mercado minorista

El gobierno adopta anualmente un procedimiento para determinar los ingresos de las empresas que realizan actividades reguladas, el cual está diseñado para asegurar que todas las empresas puedan afrontar los gastos aprobados por el gobierno.

La remuneración de las empresas que se dedican a actividades de libre mercado viene determinada por el mecanismo de mercado: los ingresos que percibe la comercializadora son los ingresos recogidos de los contratos firmados con los clientes.

En este mercado intervienen generalmente las comercializadoras y los consumidores finales, tanto hogares como pequeñas empresas. Es en este mercado en donde los consumidores finales, mediante contrato, acuerdan el abastecimiento de energía y las comercializadoras pueden hacer una previsión de la cantidad de energía que necesita adquirir para cada nuevo contrato o suministro a proveer. La empresa comercializadora, después de tener en cuenta los componentes de mercado y de los peajes regulados, contará con su margen de beneficios en el precio ofertado al consumidor. Cabe destacar que los componentes de mercado varían cada hora, y el contrato que se crea con el consumidor se genera durante un cierto tiempo (normalmente 12 meses), por lo que han de estimarse muy bien los precios para poder obtener un margen de beneficios (OMIE 2019).

Estas comercializadoras pertenecen al mercado libre pero dentro del mercado minorista también intervienen las comercializadoras de referencia que ofrecen la tarifa PVPC. Esta tarifa se determina a partir del resultado de las subastas CESUR (Compra de Energía para el Suministro de Último Recurso), celebradas al final de cada trimestre. Los que participan en esta subasta son las entidades financieras y las comercializadoras de referencia que son nombradas por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo (Selectra 2020).

### Otros agentes

Cabe señalar que hay otros agentes que intervienen en este sector y son fundamentales para el correcto funcionamiento del mercado. Entre estos agentes uno de los más importantes es la CNMC, tratándose de la institución encargada de velar por la correcta competencia en los mercados y por la regulación de estos a favor de los consumidores. Esta institución es totalmente ajena al Gobierno y a los operadores que sostiene su actividad sobre la transparencia y la seguridad jurídica (CNMC 2014).

Otro de los agentes que, no siendo originario del sector eléctrico, también tiene cierta influencia en él es el Mercado oficial de futuros y opciones financieras en España (MEFF). Este mercado está siendo supervisado por la CNMV (Comisión Nacional del Mercado de Valores).

El MEFF es usado por las comercializadoras para tener cierta orientación sobre el precio de la electricidad a futuro. Hay que destacar que es tan solo una orientación ya que,



como veremos más adelante, el precio de la electricidad se compone de varias variables que dependen de varios factores.

### Casación de la oferta y demanda

El mercado mayorista eléctrico suele conocerse como “pool” eléctrico, haciendo referencia a las ofertas de venta que arrojan los generadores eléctricos y a las de compra que lanzan las diferentes compañías eléctricas. El objetivo final del “pool” eléctrico es el de fijar un precio donde cruzar la oferta y la demanda para poder cerrar así las transacciones de compraventa.

La oferta no es demasiado sensible a los cambios de la demanda cuando ésta es baja, ya que suele ser plana en la región de baja demanda. Sin embargo, cuando la demanda es alta, y una gran parte de energía proviene de fuentes caras, véase la energía hidráulica, hace que el precio suba considerablemente. Finalmente, cuando la demanda disminuye, el precio puede verse reducido rápidamente hasta un nivel normal, porque las instalaciones de producción más costosas ya no son necesarias. De la misma manera, el consumo se mantiene casi constante.

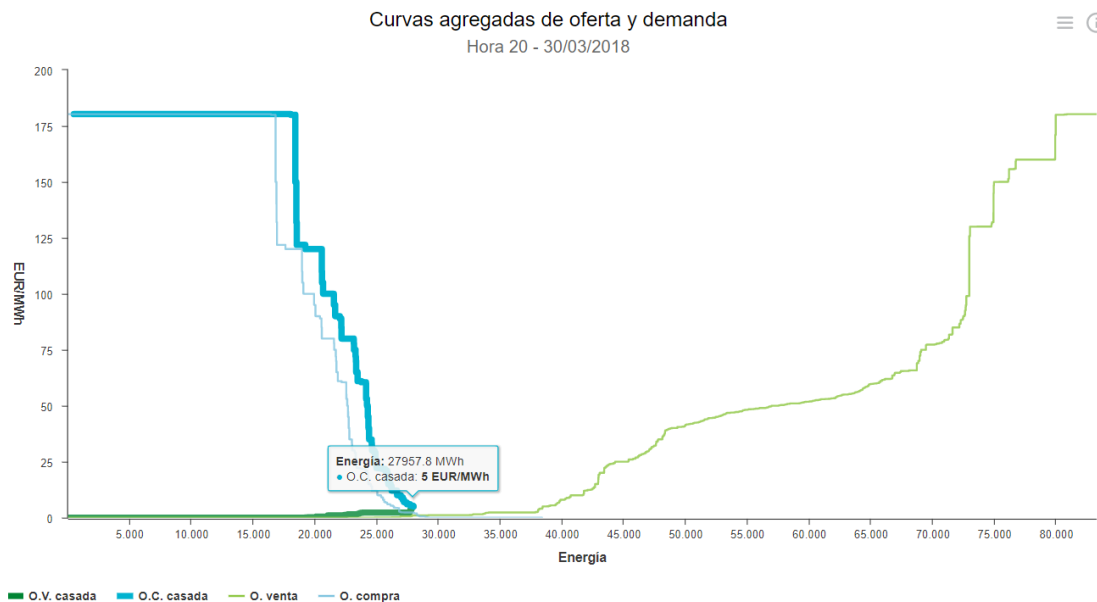


Gráfico 2.1: Casación oferta-demanda del día 30 de marzo de 2018 a las 20h.

Fuente: OMIE 2019

En este gráfico se puede observar el momento exacto en el que la oferta y la demanda se encuentran y forman un precio de 5€/MWh a las 20:00 horas del día 30 de Marzo del 2018.

### 3. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE SERIES TEMPORALES

Como es común en el análisis práctico de series temporales (véase, por ejemplo, Cancelo et al. 2008), se utilizarán a lo largo de la metodología varios tipos de modelos que son variaciones de la metodología de Box-Jenkins (1976), basados en la búsqueda de patrones en las funciones de autocorrelación (ACF) y de autocorrelación parcial (PACF), que se irán exponiendo a lo largo del punto 3. Estos modelos son el modelo ARMA (*Autorregresive Moving Average*), y el ARIMA, según afirma Erdogdu (2007) se adaptan a los datos históricos y estos tipos de modelos pueden ser muy flexibles y modelizan de manera bastante efectiva los datos.

#### 3.1 MODELOS ARMA( $p, q$ )

Estos modelos sirven para modelizar la dependencia regular entre observaciones consecutivas de una serie temporal, están definidos por la ecuación

$$Y_t = \delta + \sum_{i=1}^p \phi_i Y_{t-i} + u_t - \sum_{i=1}^q \theta_i u_{t-i}$$

donde  $Y_t$  es la serie temporal,  $\delta$ ,  $\phi_i$  y  $\theta_i$  son los parámetros del modelo y  $u_t$  es un proceso de ruido blanco con varianza  $\sigma_u^2$ . Utilizando el operador de retardo  $B$  definido como  $B^p Y_t = Y_{t-p}$ , se tiene la ecuación

$$\phi(B)Y_t = \delta + \theta(B)u_t,$$

donde,

$$\phi(B) = 1 - \phi_1 B - \dots - \phi_p B^p \quad (1)$$

$$\theta(B) = 1 - \theta_1 B - \dots - \theta_q B^q \quad (2)$$

son los polinomios AR y MA, respectivamente.

Estos modelos se denominan ARMA puesto que tienen parte autorregresiva (AR) y parte de media móvil (MA), con lo que, por ejemplo, un ARMA(2,1) tiene una parte AR(2) y una MA(1),

$$Y_t = \delta + \phi_1 Y_{t-1} + \phi_2 Y_{t-2} + u_t - \theta_1 u_{t-1}$$

o, en términos del operador retardo,

$$(1 - \phi_1 B - \phi_2 B^2)Y_t = \delta + (1 - \theta_1 B)u_t$$

#### 3.2 MODELO ARMA( $P, Q$ )<sub>s</sub> estacional

Estos modelos surgen por la necesidad de tomar en cuenta la estacionalidad en el análisis de serie temporales. Una de las características principales de una serie estacional es la repetición de un comportamiento cada  $s$  observaciones o periodos. En este contexto estos modelos modelizan la dependencia estacional. En el caso que nos atañe es conocida la existencia de la dependencia observacional semanal, con lo que es conveniente utilizar un modelo ARMA estacional, por ejemplo, ARMA( $P, Q$ )<sub>s</sub>

$$\Phi(B^s)Y_t = \delta + \Theta(B^s)u_t, \quad (3)$$

donde,

$$\Phi(B^s) = 1 - \Phi_1 B^s - \dots - \Phi_p B^{ps} \quad (4)$$

$$\Theta(B^s) = 1 - \Theta_1 B^s - \dots - \Theta_q B^{qs} \quad (5)$$

siendo la versión extendida de (3),

$$Y_t = \delta + \Phi_1 Y_{t-s} + \Phi_2 Y_{t-2s} + \dots + \Phi_p Y_{t-ps} + u_t - \Theta_1 u_{t-s} - \Theta_2 u_{t-2s} - \dots - \Theta_q u_{t-qs}$$

### 3.3 MODELO MULTIPLICATIVO $ARMA(p, q)(P, Q)_s$

Estos modelos combinan la estructura  $ARMA$  regular con la estructura  $ARMA$  estacional para de esta forma poder modelizar conjuntamente la dependencia estacional y la dependencia regular, y están definidos por la ecuación

$$\phi(B)\Phi(B^s)Y_t = \delta + \theta(B)\Theta(B^s)u_t,$$

Donde los polinomios  $\phi(B)$ ,  $\theta(B)$ ,  $\Phi(B^s)$  y  $\Theta(B^s)$  se definen como en (1), (2), (4) y (5) respectivamente.

### 3.4 MODELOS $ARIMA(p, d, q)$

Los anteriores modelos se utilizan para describir y predecir series estacionarias, pero en caso de no estar entre una serie estacionaria debemos tomar diferencias para convertirla en estacionaria. Definiendo el operador diferencia como  $(1 - B)$ , el modelo  $ARIMA(p, d, q)$  general viene dado por

$$\phi(B)(1 - B)^d Y_t = \delta + \theta(B)u_t$$

donde  $\phi(B)$  y  $\theta(B)$  fueron definidas en (3) y (4), respectivamente, y  $(1 - B)^d$  denota el operador de diferencias de orden  $d$ . Cabe destacar que  $W_t = (1 - B)^d Y_t$  sería una serie estacionaria que sigue un proceso  $ARMA(p, q)$ .

### 3.5 MODELO $ARIMA(P, D, Q)_s$ ESTACIONAL

También conocidos como  $ARIMA$  estacional y al igual que los  $ARMA$  estacionales modelizan la dependencia estacional para series estacionarias,

$$\Phi(B^s)(1 - B^s)^D Y_t = \delta + \Theta(B^s)u_t,$$

donde  $\Phi(B^s)$  y  $\Theta(B^s)$  fueron definidos en (4) y (5) respectivamente y  $(1 - B^s)^D$  representa el operador de diferencias estacional.

### 3.6 MODELOS MULTIPLICATIVOS $ARIMA(p, d, q)(P, D, Q)_s$

Este modelo  $ARIMA$  estacional multiplicativo combina el modelo  $ARIMA$  regular con el estacional,

$$\phi(B)\Phi(B^s)(1 - B)^d(1 - B^s)^D Y_t = \delta + \theta(B)\Theta(B^s)u_t$$

### 3.7 METODOLOGÍA BOX- JENKINS

Box y Jenkins (1976) propusieron un procedimiento iterativo en tres etapas para elaborar modelos ARIMA:

#### Etapa 1: Identificación del modelo

En esta etapa se identifica el modelo que sigue nuestra serie. Para ello seguiremos los siguientes pasos:

Paso 1: Transformación Box-Cox: analizando el gráfico de la serie tendremos el diagrama rango media con el que tendremos que determinar si usamos logaritmos para poder estabilizar su varianza.

Paso 2: Determinar si la serie tiene tendencia y estacionariedad y eliminarlas usando diferencias regulares y diferencias estacionales. Para ello utilizaremos el gráfico de la serie temporal y la ACF.

Paso 3: Estructura ARMA una vez diferenciadas las series se procede a determinar la estructura del modelo ARMA; para ello utilizaremos la ACF y la PACF.

Paso 4: Para terminar, necesitamos verificar que nuestra serie no tiene constante, para ello realizaremos un contraste individual para  $H_0$  vs  $H_1$ . Este contraste se puede realizar utilizando el t estadístico.

En esta etapa se detectará el tipo de proceso estocástico que han generado los datos. Lo que quiere decir que encontraremos los valores adecuados de p, d y q del modelo ARIMA (As' Ad 2012).

## 4. ANÁLISIS DE DATOS

### 4.1 PROPIEDADES ESTADÍSTICAS

En el siguiente apartado, se mencionarán las diferentes propiedades estadísticas de una serie horaria del precio de la electricidad. Weron (2016) afirma que una de las características de los mercados eléctricos son los cambios abruptos y generalmente imprevistos en los precios de electricidad. Estos cambios generalmente se denominan “spikes” o picos de precios. Dichos picos pueden variar en un periodo muy corto de tiempo, el precio de la electricidad puede aumentar o disminuir sustancialmente y después volver al punto anterior. Estas escaladas temporales de precios representan gran parte de la variación total de los cambios en los precios de la electricidad lo que hace que empresas dedicadas a la comercialización de energía eléctrica puedan verse beneficiadas en un momento puntual, o ver como sus ganancias se ven evaporadas de un momento a otro. Weron (2016) asegura que las variaciones en los precios de la electricidad (i.e.,  $r_t = \log p_{t+1} - \log p_t$ ) se deben a diferentes factores que no pueden explicarse por la propia dinámica de la serie sino por información extra muestral. Además, el precio de la electricidad es mucho más volátil que el de otras materias primas que normalmente se destacan por su extrema volatilidad. Las materias primas como el petróleo crudo o el gas natural tienen volatilidades del 1,5%-4% muy por debajo de la volatilidad de la electricidad que alcanza niveles de volatilidad de hasta el 50%.

Para entender estos picos de precios es necesario entender el modo en que se fijan los precios de la electricidad, típicamente como la intersección entre oferta y demanda. Por el lado de la oferta se enviarán primero las unidades nucleares e hidroeléctricas, si están

disponibles, seguidas de unidades de carbón, las cuales se utilizan generalmente para cubrir la llamada carga base, mientras que las plantas de petróleo, gas e hidro almacenamiento se utilizan para satisfacer los picos de demanda. Por el lado de la demanda, esta exhibe fluctuaciones estacionales que surgen debido a las condiciones climáticas cambiantes, como la temperatura y el número de horas de luz; por ejemplo, puede haber un pico de demanda en invierno por los aparatos de calefacción o en verano por los aparatos de aire acondicionado. La demanda de electricidad tampoco es uniforme durante toda la semana, ya que esta alcanza su punto máximo durante las horas de trabajo de los días laborables y es bajo durante las noches y los fines de semana (debido a la baja actividad industrial). Además, las condiciones climáticas inesperadas pueden causar shocks repentinos de demanda, que generalmente vuelve a su nivel normal tan pronto el fenómeno meteorológico llegue a su fin. Aún si la demanda de electricidad se mantiene casi constante, pueden aparecer picos de precios cuando una cantidad considerable de unidades de producción consideradas “baratas” se retiran del mercado. Puede haber numerosas causas por las que esto ocurra ya que son muchos los factores que influyen en el conjunto de la oferta, en particular las fluctuaciones de los precios de los combustibles, las interrupciones de las centrales nucleares por mantenimiento o averías imprevistas, las limitaciones de la transmisión y la ejecución del poder de mercado (Ferreira et al. 2019). Sin embargo, el equilibrio de oferta-demanda no explica por qué los picos de precios son tan señalados ya que no se trata simplemente de utilizar unidades generadoras más caras. Al fin y al cabo, las diferencias de precio entre la electricidad producida con distintos combustibles fósiles no son tan extremas. Los costes de producción de la electricidad se descomponen en función de los costes del combustible que se use, de la explotación y el mantenimiento, y del capital empleado. Los costes del combustible fósil usado constituyen la mayor parte de los costes de explotación de las unidades alimentadas con combustibles fósiles (Ferreira et al. 2019).

Analizando el caso español, en el gráfico 4.1.1, se representa la serie de precios diarios desde el 1 de mayo de 2014 hasta el 21 de mayo de 2021, en la cual, se muestra un ejemplo de los tipos de spikes que existen.

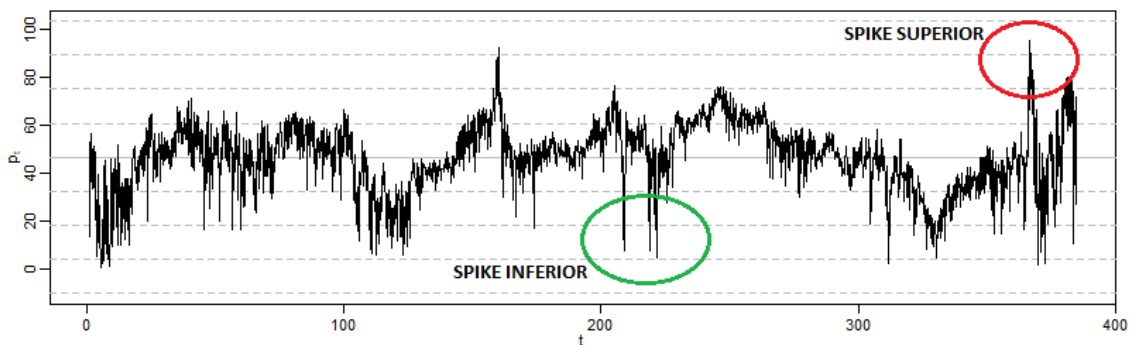


Gráfico 4.1.1: Serie de precios electricidad 2014-2021.

En color verde se representa un spike inferior, mientras que en color rojo se expone un pico superior. Además, observando el gráfico 4.1.2, se puede ver claramente la componente estacional de la serie ya que cada 7 días hay un pico en la ACF.

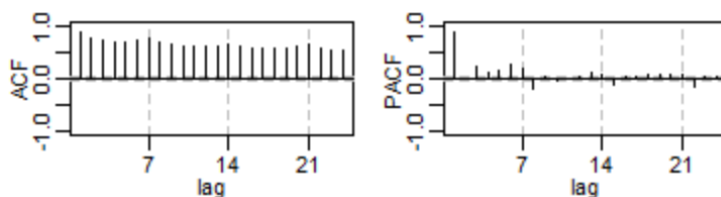


Gráfico 4.1.2: ACF y PACF de la serie de precios electricidad 2014-2021.

Sabiendo que existe estacionalidad semanal, se va a obtener la tasa de variación,  $r_t = \log p_{t+1} - \log p_t$ , del pico inferior con respecto al mismo día en la semana anterior. Concretamente, la tasa de variación del viernes 30 de marzo del 2018 a las 20:00 con respecto al viernes 23 de marzo del 2018 a la misma hora. Comprobando del calendario de 2018 ese día fue festivo en España, concretamente Viernes Santo, por lo que muchas empresas no estuvieron operativas ese día (shock de demanda, concretamente una caída de la demanda de electricidad) y este es un factor determinante en el precio.

FECHA	23/03/2018	30/03/2018	Tasa de variación
HORA	20:00	20:00	
PRECIO (€/MWh)	44,67	5	-2.1898
DEMANDA (MWh)	32054	22972	
EÓLICA (MWh)	14688	12831	
NUCLEAR (MWh)	6068	6071	
HIDRÁULICA (MWh)	6483	4280	

Tabla 4.1.1: Evolución del precio de la electricidad

En la Tabla 4.1.1 se puede observar como la demanda del día 30 de marzo es bastante inferior al mismo día de la semana anterior, 22972 MWh frente a los 32054 MWh de la semana anterior. Esto es un claro ejemplo de un shock de demanda, ya que se observa como la energía eólica y la nuclear, las energías más económicas, tienen demandas similares esos días; entonces, se entiende que la caída del precio de ese día se deba a la caída de la demanda de energía eléctrica. Por otro lado, cabe comentar el caso contrario, en el que, por ejemplo, la energía hidráulica que se vierte a la red ese día es menor que la que se vertió en la semana anterior, por lo que esto hace que el precio sea aún más dispar en la comparación.

## 4.2 ANÁLISIS UNIVARIANTE

A continuación, se realizará un análisis univariante aplicando la metodología Box-Jenkins (1976) a la serie diaria de precio de electricidad en España mostrada en la Gráfica 4.1.1, obtenida promediando la serie horaria.

Primero se procede a la identificación de la transformación potencia Box-Cox que estabiliza la varianza. Esta decisión se basa en la inspección visual del gráfico temporal y el diagrama rango-mediana. En el gráfico 4.2.1 se observa que la varianza local serie  $p_t$  no es estable en el tiempo, presentando una mayor volatilidad en los periodos donde

se producen picos. Esta posible heterocedasticidad también se aprecia en el diagrama rango-mediana cuya recta de regresión tiene una pendiente negativa. Sin embargo, como se puede observar, la transformación logarítmica no solo no corrige el problema, sino que lo amplifica, aumentando el tamaño relativo de las observaciones anómalas y la pendiente de la recta de regresión. Se han probado otras transformaciones, como la raíz cuadrada, el recíproco y diferentes potencias, pero no mejoran el problema de heterocedasticidad. De ahí, que se decida continuar el análisis con la serie original.

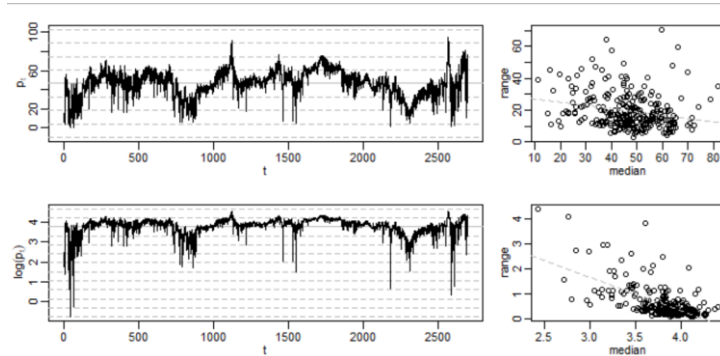


Gráfico 4.2.1: Gráfico temporal y diagrama rango-mediana de  $p_t$  y  $\log(p_t)$

El siguiente paso es la identificación del orden de integración basado en el gráfico temporal y en la ACF.

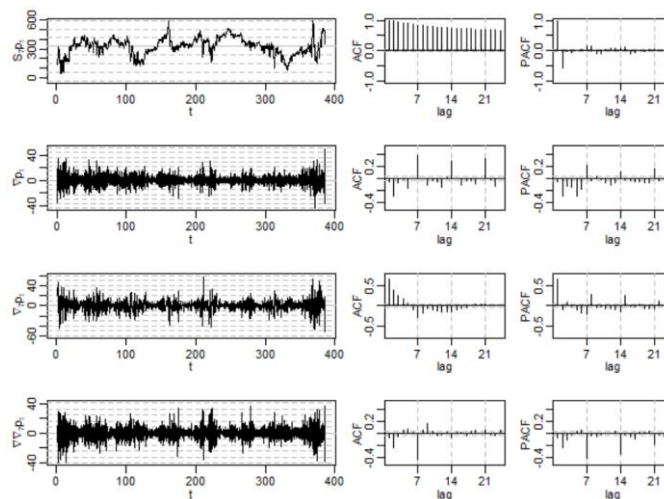


Gráfico 4.2.2: Herramientas de identificación del orden de integración

El Gráfico 4.2.2 muestra la serie temporal y los correlogramas de diferentes transformaciones de la serie  $p_t$ . En primer lugar, se considera la transformación suma semanal  $S_7 p_t = (1 + B + B^2 + \dots + B^7) p_t$  que permite eliminar la estacionalidad y permite apreciar mejor la tendencia. La serie es claramente no estacionaria por la presencia de largas rachas de observaciones por encima y por debajo de la media. La no estacionariedad en media viene corroborada por el lento decrecimiento de la ACF, lo que sugiere la necesidad de aplicar una primera diferencia regular. La serie  $\nabla p_t$  no presenta rachas y está centrada en la media. El gran número de datos impide apreciar la posible estacionalidad de la serie en el gráfico temporal, la cual sí se observa en la ACF con la presencia de autocorrelaciones simples estadísticamente significativas en los retardos estacionales 7, 14 y 21. La estacionalidad se corrige con la diferencia estacional  $\nabla_7 = 1 - B^7$ . El gráfico temporal de la serie transformada  $\nabla_7 p_t$  está centrado en su media (0.09) que no difiere estadísticamente de cero y sugiere que esta serie podría ser estacionaria. Sin embargo, la ACF, aunque parece decrecer rápidamente,

presenta varias autocorrelaciones negativas significativas, lo que podría ser conveniente aplicar una diferencia regular. Finalmente, la transformación  $\nabla\nabla_7 p_t$  es claramente estacionaria: su gráfico temporal está centrado en cero y ACF es compatible con un proceso ARMA estacionario.

Ya identificado el orden de integración y en presencia de una serie estacionaria, se procede a la identificación de la estructura ARMA multiplicativa. De la inspección visual de la ACF y PACF de la serie  $\nabla\nabla_7 p_t$  en el gráfico 4.2.2, se propone como modelo tentativo para describir la serie  $p_t$  un modelo  $ARIMA(3,1,1)(2,1,1)_7$ :

$$(1 - \phi_1 B - \phi_2 B^2 - \phi_3 B^3)(1 - \Phi_1 B^7 - \Phi_2 B^{14})\nabla\nabla_7 p_t = (1 - \theta B)(1 - \Theta B^7)u_t$$

Como alternativas a este modelo, y con el fin de evaluar la necesidad de aplicar ambas diferencias, se estimarán también los modelos  $ARIMA(1,0,2)(1,0,1)_7$  y  $ARIMA(1,0,1)(1,0,1)_7$ .

	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3
$\phi_1$	0,770199***	0,964850***	0,841588***
$\phi_2$	-0,193481***		
$\phi_3$	0,136704***		
$\Phi_1$	0,079159***	0,9990202***	0,9983524***
$\Phi_2$	-0,053263**		
$\theta_1$	0,9385542***	0,156039***	-0,01314***
$\theta_2$		0,302701***	
$\Theta_1$	0,973278***	0,966508***	0,919510***
<b>AIC</b>	6,282	6,292	6,349

\*\*\* Nivel de significación 0

\*\* Nivel de significación 0,001

Tabla 4.2.1: Estimación modelo  $ARIMA(p, d, q)x(P, D, Q)_7$

Los resultados de la estimación de estos tres modelos por máxima verosimilitud exacta con el paquete `tfarima` de R se muestran en la Tabla 4.2.1. La estimación del Modelo 3, el modelo  $ARIMA(1,0,1)(1,0,1)_7$ , revela la necesidad de una diferencia estacional, pero no de una diferencia regular:  $\Phi_1$  es aproximadamente igual a 1 y  $\phi_1$  es menor que 1. Sin embargo, el análisis de los residuos de este modelo sugiere la presencia de autocorrelación serial de tipo MA, lo que conduce al Modelo 2,  $ARIMA(1,0,2)(1,0,1)_7$ . En este segundo modelo, ambos parámetros autorregresivos están próximos a 1 por lo que ambas diferencias parecen necesarias. Se llega así al Modelo 1, que se ha sobreajustado para capturar posibles ciclos con los operadores  $AR(3)$  y  $AR(2)_7$ , cuyos coeficientes son estadísticamente significativos. La estimación del parámetro MA



estacional está muy próxima a 1, por lo que podría ser no invertible, sugiriendo que la estacionalidad es determinista.

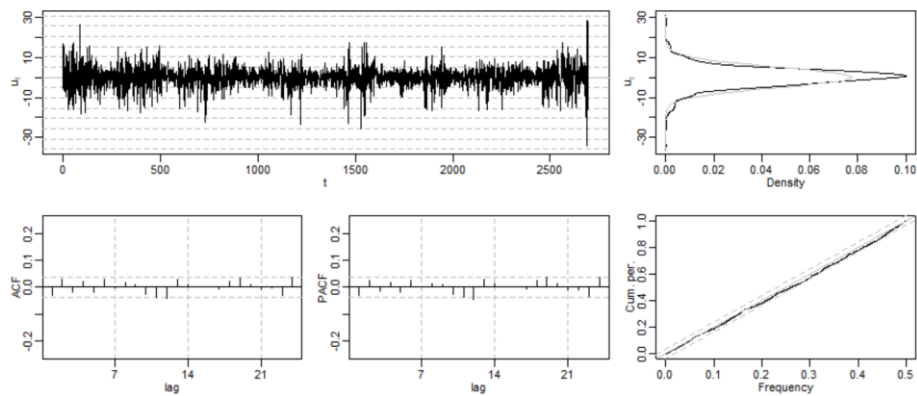


Gráfico 4.2.3: Herramientas de diagnóstico

La diagnosis del modelo ARIMA(3,1,1)(2,1,1)<sub>7</sub> revela que los residuos son compatibles con la hipótesis de ruido blanco, si bien existen numerosas anomalías que explican que la función de densidad de los residuos sea leptocúrtica (véase Gráfico 4.2.3) comparada a la distribución normal estándar.

Para evaluar la posible influencia de las anomalías sobre los resultados de la estimación, se ha realizado un análisis de intervención considerando valores atípicos los residuos con un tamaño relativo superior a 3.5. Los resultados de la estimación de este modelo de intervención se muestran en la Tabla 4.2.2 junto con los del modelo univariante para facilitar la comparación. Se observa que no hay cambios estadísticamente significativos en las estimaciones, por lo que se usa el modelo univariante para realizar predicciones.

	<b>Modelo 3</b>	<b>Modelo 3.1</b>
$\phi_1$	0,770199***	0,748860***
$\phi_2$	-0,193481***	-0,209060***
$\phi_3$	0,136704***	0,142503***
$\Phi_1$	0,079159***	0,066635***
$\Phi_2$	-0,053263**	-0,060488**
$\theta_1$	0,9385542***	0,936851***
$\Theta_1$	0,973278***	0,970253***
<b>AIC</b>	<b>6,282</b>	<b>6,209</b>

\*\*\* Nivel de significación 0

\*\* Nivel de significación 0,001

Tabla 4.2.2: Estimación de modelo ARIMA(3,1,1)(2,1,1)<sub>7</sub> sin tratamiento (Modelo 3) y con tratamiento de valores atípicos (Modelo 3.1)

Tras realizar una predicción a 2 semanas vista (ver Gráfico 4.2.4) se observa que las predicciones son razonables ya que los precios más altos corresponden con días laborables, más concretamente los lunes mientras que los más bajos son los domingos al tener menor demanda. También se toma como apunte que sigue existiendo la pauta estacional, y que los precios siguen una evolución por encima de la media histórica (representada por la línea de color gris).

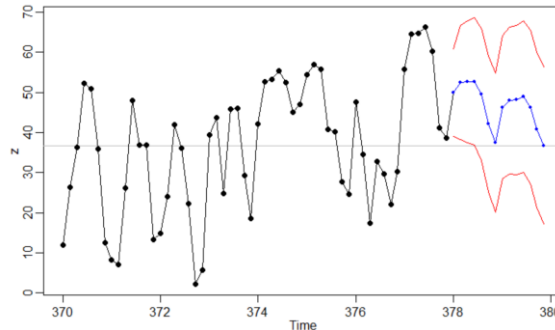


Gráfico 4.2.4: Predicción

### 4.3 ANÁLISIS DE REGRESIÓN

En esta sección se realiza un análisis de regresión con un doble objetivo; por un lado, aislar la influencia de otras variables en el precio de la electricidad (posible fuente de valores atípicos o anomalías) y por otro lado determinar cómo afectan estas variables al precio de la electricidad. En este sentido, Ferreira et al. (2019), mediante datos históricos de 2010 a 2015 con 72 observaciones realizó un análisis de regresión múltiple comparando los resultados obtenidos con datos del 2016. Para este análisis se utilizó una gran cantidad de variables que influían en el precio de la electricidad dando como resultado final una predicción plausible.

El presente trabajo, dada la disponibilidad de datos diarios para el mercado español y el alcance de este, simplemente se limita entender como influyen las distintas fuentes de generación de energía en los precios de la electricidad.

A continuación, se procede a estimar el modelo y a observar la significatividad de las variables que afectan al precio de la electricidad. Estas variables o factores que afectan al precio de la electricidad pueden ser: precio del gas, precio de las emisiones de  $CO_2$  y de la energía hidráulica, entre otras. Se procede a realizar un análisis de regresión múltiple en el que se ha regresado el precio de la electricidad sobre una serie de controles.

$$P_t = \beta_0 + \beta_1 q_t + \beta_2 e_t + \beta_3 h_t + \beta_4 s_t + \beta_5 n_t + \beta_6 co_t + \beta_7 ci_t + \beta_8 ca_t + v_t, \quad (6)$$

Donde  $P$  es el precio diario de la electricidad,  $q$  es la demanda de electricidad,  $e$  es la producción de energía eólica,  $h$  es la producción de energía hidráulica (UGH),  $s$ : es la producción de energía solar,  $n$  es la producción de energía nuclear,  $co$  es la producción de energía mediante cogeneración (gas),  $ci$  es la producción mediante ciclo combinado,  $ca$ : es la producción de carbón y  $v$  es el término de error de la ecuación. En la tabla 4.3.1 presentamos las estimaciones de la regresión múltiple, como se puede observar todas las variables explicativas son significativas, salvo  $ci$  y  $ca$  por ser no relevantes. En este sentido, se puede observar, por una parte, que la demanda y la energía de cogeneración tienen un efecto positivo en los precios de la electricidad, lo que nos indica

que, si estas dos aumentan, el precio de la electricidad también aumentará. Por otra parte, las energías renovables (solar y eólica) hacen descender el precio.

	<b>Estimaciones</b>
<b>constante</b>	-3,022
<b>q</b>	***2,215 $e^{-3}$
<b>e</b>	***-9,997 $e^{-5}$
<b>h</b>	***-9,894 $e^{-5}$
<b>s</b>	***-3,096 $e^{-4}$
<b>n</b>	***-5,154 $e^{-5}$
<b>co</b>	***4,716 $e^{-4}$
<b>R<sup>2</sup></b>	0,6962
<b>ajustado</b>	0,6953

\*\*\* Nivel de significación 0

Tabla 4.3.1: Estimaciones de la regresión múltiple

Tras obtener los resultados de la regresión, los residuos de esta son los precios de la electricidad tras eliminar la influencia de los factores que afectan al precio de la electricidad ( $q, e, h, s, co$ ). En el siguiente gráfico 4.3.1 se observa la representación de los precios de la electricidad con (línea negra) y sin (línea roja) la influencia de  $q, e, h, s,$  y  $co$ . Como se puede observar, se han producido cambios en la serie de precios, aunque siguen una evolución muy parecida.

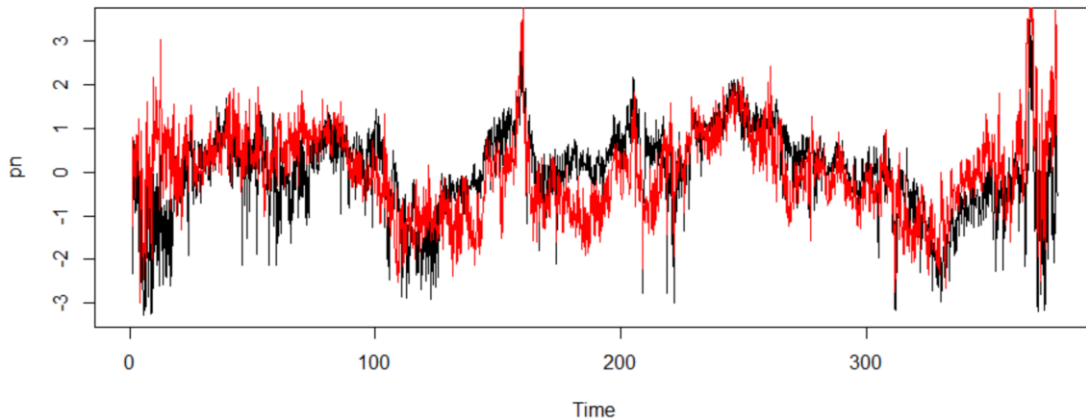


Gráfico 4.3.1: Serie de precios con (línea negra) y sin (línea roja) la influencia de  $q, e, h, s,$  y  $co$ .

Esta nueva serie, en la que se ha quitado la influencia de factores exógenos, sigue teniendo una estructura ARIMA multiplicativa al igual que la serie original, concretamente,  $ARIMA(3,1,1) \times (2,1,1)_7$ . Además, también se ha realizado un análisis de intervención considerando valores atípicos los residuos con un tamaño relativo superior a 3.5. Los resultados de la estimación de este modelo de intervención (Estimaciones 2) se muestran en la Tabla 4.3.2 junto con los del modelo ARMA multiplicativa para la nueva serie (Estimaciones 1) para facilitar la comparación. Se observa que no hay cambios estadísticamente significativos en las estimaciones.

	Estimaciones 1	Estimaciones 2
<b>q</b>	***4,494 $e^{-4}$	***4,258 $e^{-4}$
<b>e</b>	***-6,253 $e^{-5}$	***-6,185 $e^{-5}$
<b>h</b>	-2,994 $e^{-6}$	-9,609 $e^{-6}$
<b>s</b>	***-6,687	***-7,310
<b>n</b>	-9,422 $e^{-5}$	-1,523 $e^{-5}$
<b>co</b>	***9,091 $e^{-4}$	***8,452 $e^{-4}$
$\phi_1$	***7,693 $e^{-1}$	***7,692 $e^{-1}$
$\phi_2$	***-1,848 $e^{-1}$	***-1,847 $e^{-1}$
$\phi_3$	***1,271 $e^{-1}$	***1,271 $e^{-1}$
$\Phi_1$	***8,055 $e^{-2}$	***8,064 $e^{-2}$
$\Phi_2$	*-5,184 $e^{-2}$	** -5,175 $e^{-2}$
$\theta_1$	***9,375 $e^{-1}$	***9,374 $e^{-1}$
$\Theta_1$	***9,734 $e^{-1}$	***9,733 $e^{-1}$
<b>AIC</b>	5,185	4,998

\*\*\* Nivel de significación 0

\*\* Nivel de significación 0,001

\* Nivel de significación 0,01

Tabla 4.3.2: Estimación de modelo ARIMA sin tratamiento (Estimación 1) y con tratamiento de valores atípicos (Estimación 2)

Además, se puede observar que al igual que las variables  $q$  y  $co$  son significativas y afectan positivamente a los precios en ambas estimaciones, mientras que las fuentes de generación eólica, solar y nuclear ( $e$ ,  $s$  y  $n$  respectivamente) afectan de forma negativa en los precios.

La diagnosis del modelo  $ARIMA(3,1,1)(2,1,1)_7$  revela que los residuos son compatibles con la hipótesis de ruido blanco, si bien siguen existiendo anomalías (ver Gráfico 4.3.5) que explican que la función de densidad de los residuos siga siendo leptocúrtica, aunque en menor medida que en el Gráfico 4.2.3. Esto se puede deber a la omisión, debido a la limitada disponibilidad de datos, de otras variables relevantes sobre el precio de la electricidad, como puede ser el precio de las emisiones de  $CO_2$ .

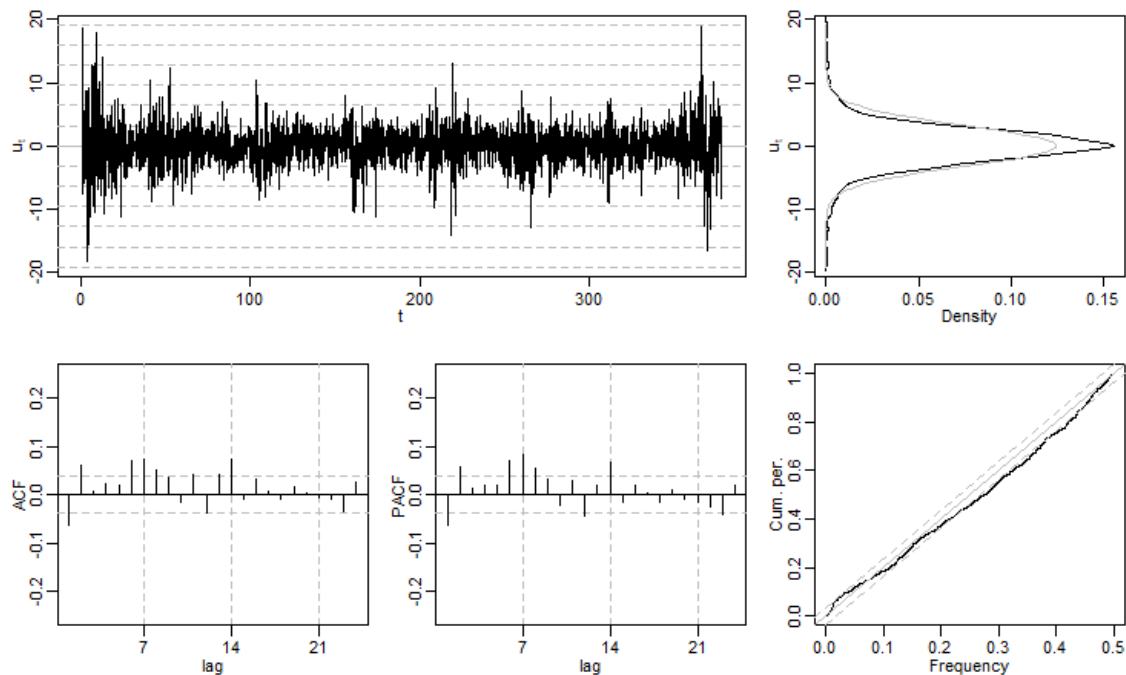


Gráfico 4.3.5: Herramientas de diagnóstico

## 5. CONCLUSIONES

En este trabajo se ha reflejado los diferentes procesos por los que pasa la electricidad hasta llegar al consumidor final, exponiendo también los diferentes cambios y componentes que existen en el sector y en el mercado eléctrico. El funcionamiento de dicho sector es bastante complejo debido a la cantidad de agentes que intervienen en este y a las diferentes regulaciones que aún siguen vigentes por parte del gobierno. La liberalización del mercado eléctrico ha hecho que el principal benefactor haya sido el consumidor final al haber precios más competitivos en el mercado, sin olvidarnos de que han nacido muchas empresas dedicadas a la comercialización de energía eléctrica. Es por ello por lo que en los últimos años han ido disminuyendo el número de clientes pertenecientes al mercado regulado y se han trasladado al mercado libre.

En cuanto a los precios de la electricidad en España, se ha modelizado la serie utilizando un análisis de regresión múltiple y un modelo ARIMA multiplicativo. Si bien los resultados son consistentes con la literatura, hay que tener en cuenta las limitaciones de este estudio debido a la disponibilidad de datos de variables que podrían ser de gran interés, como puede ser el precio de las emisiones de  $CO_2$ . Teniendo en cuenta estas limitaciones se ha podido hacer predicciones que son consistentes con la evolución

histórica de la serie; además, se ha podido constatar que los precios de la electricidad crecen con la demanda y los distintos tipos de energía que se vierten a la red (sobre todo el gas). Dado que la finalización de este estudio ha coincidido con un periodo de subidas de precios de electricidad a máximos históricos y estas están atrayendo gran parte de atención y preocupación mediática, política y por parte de los propios consumidores, el análisis realizado en este trabajo confirma la importancia que ha tenido y sigue teniendo el gas sobre la subida de precios de la electricidad.

## 6. BIBLIOGRAFÍA

AS' AD, Mohamad. Finding the best ARIMA model to forecast daily peak electricity demand. 2012.

Box, G. E. P., & Jenkins, G. M. (1976). *Time Series Analysis, Forecasting and Control*. San Francisco, Holden-Day, California, USA.

CANCELO, José Ramón; ESPASA, Antoni; GRAFE, Rosmarie. Forecasting the electricity load from one day to one week ahead for the Spanish system operator. *International Journal of forecasting*, 2008, vol. 24, no 4, p. 588-602.

CAPEL, Horacio. Modernización, electricidad y capitalismo. *Biblio 3W. Revista Bibliográfica de Geografía y Ciencias Sociales*. Barcelona: Universidad de Barcelona, 2014, vol. 5.

CNMC, Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia. 2014, "Información básica de los sectores de la energía".

COSTA, M. Teresa. Evolución del sector eléctrico español (1975-2015). *Información Comercial Española. Revista de Economía ICE*, 2016, vol. 889-890, num. Marzo-Junio, p. 139-156, 2016.

CRUZ, Juan; ZAMORA, Luis; ESPÍNOLA, Rosa; MUÑOZ, Antonio & CRUZ, Alberto, 2009. Modelos de predicción a corto plazo del precio del mercado eléctrico español. Trabajo académico en línea, Escuela técnica superior de ingeniería, instituto de investigación tecnológica.

DEL HOYO, Juan; LLORENTE, Guillermo; RIVERO, Carlos. Consumo de electricidad y producto interior bruto: Relación dinámica y estabilidad. *Estudios de Economía Aplicada*, 2011, vol. 29, no 2, p. 473-491.

ERDOGDU, Erkan. Electricity demand analysis using cointegration and ARIMA modelling: A case study of Turkey. *Energy policy*, 2007, vol. 35, no 2, p. 1129-1146.

FERREIRA, Ângela Paula; GONÇALVES RAMOS, Jenice; ODETE FERNANDES, Paula. A linear regression pattern for electricity price forecasting in the Iberian electricity market. *Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia*, 2019, no 93, p. 117-127. DOI: 10.17533/udea.redin.20190522.

HERMOSO, Marta Marañón; CÉSPEDES, Andrés Morata; RÍOS, Juan José Alba. Competencia en los mercados de comercialización de electricidad. *Anuario de la competencia*, 2011, no 1, p. 299-341.

JIMENO, María del Rocío Flores; CEBRIÁN, Mónica Santos. El mercado eléctrico en España: la convivencia de un monopolio natural y el libre mercado. *Revista europea de derechos fundamentales*, 2015, no 25, p. 257-297.

MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA, 2021. Estadísticas y Balances Energéticos. Disponible en: <https://energia.gob.es/es-es/Paginas/index.aspx> [consultado el 26 de abril de 2021]

NUÑEZ, Gregorio. Empresas de producción y distribución de electricidad en España (1878-1953). *Revista de historia industrial*, 1995, p. 39-80.

OMIE, 2019 Detalle del funcionamiento del mercado intradiario. En: Dirección de Operación del Mercado [en línea] [consulta: 3 de mayo de 2021]. Disponible en: [https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/mercados\\_intradiario\\_y\\_continuo.pdf](https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/mercados_intradiario_y_continuo.pdf).

OMIE, 2019. Curvas agregadas de ofertas y demandas. En *OMIE* [en línea]. Disponible en: <https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/aggragate-suply-curves?scope=daily&date=2018-03-30&hour=20> [consultado el 20 de abril de 2021].

REE, 2008. Actividad y estadísticas del sistema eléctrico español. En *Red Eléctrica de España* [en línea]. Disponible en <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico>. [consultado el 27 de abril de 2021]

REE, 2008. Evolución de la red de transporte (km de circuito) (km)/sistema eléctrico: peninsular. En *Red Eléctrica de España* [en línea]. Disponible en: <https://www.ree.es/es/datos/transporte/kilometros-lineas> [consultado el 30 de abril de 2021]

REE, 2019. Generación medida. En *Sistema de Información del operador del sistema* [en línea]. Disponible en: <https://www.esios.ree.es/es?locale=es> [consultado el 21 de mayo de 2021]

SELECTRA, 2020. Comercializadoras Reguladas: listado, tarifas y Bono Social. En *Tarifasgasluz* [en línea]. Disponible en: <https://tarifasgasluz.com/faq/comercializadoras-de-ultimo-recurso> [consultado el 2 de junio de 2021].

TAYLOR, James W. Short-term electricity demand forecasting using double seasonal exponential smoothing. *Journal of the Operational Research Society*, 2003, vol. 54, no 8, p. 799-805.

WERON, Rafal. *Modeling and forecasting electricity loads and prices: A statistical approach*. John Wiley & Sons, 2007.