



Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales

# **EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA ESPAÑOL**

Autor: Isabel Enseñat Saavedra

Director: David Hernández García

## **RESUMEN**

La gran escalada de los precios de la electricidad en el mercado ibérico ha sido objeto de gran debate en los últimos meses. Sin embargo, los consumidores desconocen, por lo general, qué procesos tienen realmente lugar dentro del mercado eléctrico para la fijación de estos precios y, por tanto, qué factores determinan de manera directa o indirecta la gran fluctuación en los precios de la energía eléctrica.

Si bien es cierto que la estructura del sector eléctrico es más bien compleja, en este trabajo se ha pretendido poner foco en la primera fase de la cadena de valor del suministro eléctrico: la generación de electricidad y su venta en el mercado mayorista.

A partir del estudio de las diferentes tecnologías de generación, se ha podido comprender el funcionamiento del mercado de la electricidad. Además, con el cálculo de modelos correlacionales alimentados con grandes cantidades de datos obtenidos de fuentes como OMIE, MIBGAS y Red Eléctrica, se ha podido analizar en detalle las variables que tienen un mayor protagonismo en la determinación de los precios finales de la electricidad.

Asimismo, se han analizado temas de gran actualidad como la actual posición de España en el contexto de la transición energética y la lucha contra el cambio climático desde el sector eléctrico, así como las amenazas al suministro energético que están causando la situación de conflicto entre Rusia y Ucrania, y las tensiones existentes entre España y Argelia.

## **PALABRAS CLAVE**

Mercado eléctrico – Precios de la electricidad – Energía – Transición Energética – Modelo de Datos – Regresión lineal múltiple – Modelos correlacionales

## **ABSTRACT**

The great escalation of electricity prices in the Iberian market has been the subject of much debate in recent months. However, consumers are generally unaware of what processes actually take place within the electricity market to set the prices and, therefore, what factors directly or indirectly determine the large fluctuations in electricity prices.

The structure of the electricity sector is rather complex, however the purpose of this thesis is to focus on the first phase of the electricity supply value chain: the generation of electricity and its sale in the wholesale market.

From the study of the different generation technologies, it has been possible to understand the functioning of the electricity market. Furthermore, with the calculation of correlational models fed with large amounts of data obtained from sources such as OMIE, MIBGAS and Red Eléctrica, it has been possible to analyze in detail the variables that play a major role in determining the final electricity prices.

Likewise, highly topical issues have been analyzed, such as Spain's current position in the context of the energy transition and the fight against climate change from the electricity sector, as well as the threats to energy supply caused by the conflict situation between Russia and Ukraine, and the existing tensions between Spain and Algeria.

## **KEY WORDS**

Electricity market – Electricity prices – Energy – Energy Transition – Data Model – Multiple Lineal Regression – Correlational Models

## ÍNDICE

<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>7</b>
<b>1. OBJETIVOS</b>	<b>7</b>
<b>2. ESTRUCTURA</b>	<b>8</b>
<b>3. METODOLOGÍA</b>	<b>8</b>
<b>1. EL MERCADO ELÉCTRICO EN ESPAÑA</b>	<b>12</b>
1.1. Marco normativo: la liberalización del mercado eléctrico	12
1.2. Estructura del mercado eléctrico: el mercado mayorista	13
<b>2. EL MERCADO MARGINALISTA</b>	<b>18</b>
2.1. Los mercados organizados: diario e intradiario	18
2.2. El mecanismo de casación de precios	21
2.3. La actividad de generación: las tecnologías	26
<b>3. LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA</b>	<b>41</b>
3.1. Definición y marco regulatorio	41
3.2. La descarbonización y el desarrollo de las energías renovables	43
<b>4. ANÁLISIS DE RIESGOS EN EL SECTOR ELÉCTRICO</b>	<b>49</b>
4.1. La dependencia energética	50
4.2. Desajuste en la oferta y la demanda	52
4.3. Falta de puntos de conexión	53
<b>5. ANÁLISIS CUANTITATIVO: ESTIMACIÓN DE PRECIOS</b>	<b>54</b>
5.1. Modelo estimación de precios: regresión lineal múltiple	54
5.2. Simplificación del modelo: coste del ciclo combinado	57
5.3. Modelización del nuevo tope del precio del gas natural	60
<b>CONCLUSIONES</b>	<b>63</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>68</b>

<b>ANEXOS</b>	<b>76</b>
<b>ANEXO 1. CÓDIGO DE LA MACRO ELABORADA EN EXCEL PARA LA DESCARGA AUTOMÁTICA DE LOS DATOS DEL MODELO</b>	<b>76</b>
<b>ANEXO 2. CÓDIGO POWER QUERY PARA LA UNIFICACIÓN DE LOS DATOS</b>	<b>77</b>
<b>ANEXO 3. TABLAS RELACIONALES DEL MODELO DE DATOS DE EXCEL: POWER PIVOT</b>	<b>85</b>
<b>ANEXO 4. DASHBOARD: ENERGÍA HORARIA POR TECNOLOGÍA (MIBEL)</b>	<b>86</b>

#### **LISTADO DE ABREVIATURAS**

- AELEC – Asociación de Empresas de Energía Eléctrica
- CNMC – Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
- CO<sub>2</sub> – Dióxido de Carbono
- EUR – Euro (€)
- GNL – Gas Natural Licuado
- IDAE – Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
- MIBEL – Mercado Ibérico de Electricidad
- MIBGAS – Mercado Ibérico del Gas
- MITECO – Ministerio para la Transición Energética y el Reto Demográfico
- MW – Megavatio (Medida de Potencia Eléctrica)
- MWh – Megavatio-hora (Medida de Energía Eléctrica)
- OMEL – Operador del Mercado Eléctrico
- OMIE – Operador del Mercado Ibérico de Energía
- PNIEC – Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
- R<sup>2</sup> – Coeficiente de determinación
- REE – Red Eléctrica de España
- UNIDPEPE – Unión de Productores de Electricidad

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Agentes del sector	17
Tabla 2: Clasificación de las tecnologías	27
Tabla 3: Tecnología marginal, energía horaria por tecnología (GWh), precio de casación horario (EUR/MWH) - Ejemplo 10 de abril	39
Tabla 4: Análisis de riesgos en el sector eléctrico	50
Tabla 5: Variables del Modelo	54
Tabla 6: Datos horarios para cada variable del modelo (2019 - abril 2022)	55
Tabla 7: Estadísticas de la regresión lineal múltiple	55
Tabla 8: Resultados del modelo de regresión múltiple	56
Tabla 9: Factores para la estimación de los precios de los ciclos combinados	58

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Actividades del sector eléctrico	15
Figura 2: Precios horarios en el mercado diario, 7 de enero de 2022 (EUR/MWh)	19
Figura 3: Agregación de las curvas de oferta y demanda	22
Figura 4: Componentes del precio final y energía del cierre (enero 2019 – abril 2022)	23
Figura 5: Componentes desglosados del precio final y energía del cierre (enero 2019 – abril 2022)	24
Figura 6: Ejemplo gráfico de la modificación de los límites de los precios de la electricidad (marzo 2022)	25
Figura 7: Generación por tecnologías (enero 2019 - abril 2022)	26
Figura 8: Reservas hidrológicas mensuales (1990 - 2022)	31
Figura 9: Crecimiento anual de la energía eólica mensual (2019 - abril 2022)	33
Figura 10: Crecimiento anual de la energía solar fotovoltaica (2019 - abril 2022)	34
Figura 11: La curva de venta de electricidad	35

Figura 12: La curva de compra de electricidad	37
Figura 13: Energía horaria por tecnología (MIBEL) - Ejemplo 10 de abril	39
Figura 14: Evolución de la potencia eléctrica instalada en España peninsular (1999 - abril 2022)	43
Figura 15: Incremento de la potencia eléctrica instalada en España peninsular (1999 - abril 2022)	44
Figura 16: Evolución de la generación eléctrica en España peninsular (1999 - abril 2022)	45
Figura 17: Mix (%) de generación eléctrica en España peninsular (1999 - 2022)	46
Figura 18: Evolución de emisiones equivalentes de CO <sub>2</sub> en España (2007 – 2022)	47
Figura 19: Grado de dependencia energética en España (2008 - 2020)	51
Figura 20: Precio horario real vs. Precio horario estimado (05/06/2019 - 18/06/2019)	56
Figura 21: Correlación Precio Real vs Precio estimado	59
Figura 22: Comparación de los modelos, precio real y precio del gas natural (2020 – abril 2022)	61

## INTRODUCCIÓN

### 1. OBJETIVOS

El propósito fundamental del presente trabajo es realizar un estudio en profundidad de la estructura y funcionamiento del mercado eléctrico mayorista en España. Concretamente, la importante subida de precios de la electricidad que ha tenido lugar en los últimos meses en nuestro país ha sido la gran motivación para centrar el análisis en la fluctuación de estos precios, comprendiendo por qué ocurre y cuáles son los factores que lo impulsan.

Por ello, los objetivos definidos para el trabajo son los siguientes:

- En primer lugar, resulta clave analizar la naturaleza y estructura del mercado de la electricidad, así como todos los agentes que en él intervienen.
- Por otro lado, para comprender, desde un punto de vista cualitativo, por qué se fija un determinado precio en el mercado, es preciso estudiar las características de cada una de las tecnologías que se encargan de la producción de la energía eléctrica.
- Además, en el contexto de un tema tan de actualidad como es la transición energética, resulta interesante analizar en qué punto se encuentra España y comprobar si cumple con los objetivos de sostenibilidad marcados a nivel europeo.
- Asimismo, dentro del marco estratégico, es conveniente llevar a cabo un análisis de prevención de riesgos del sector eléctrico, es decir, conocer las amenazas y oportunidades que pueden hacer variar considerablemente los precios en el mercado.
- Por último, es de gran interés analizar de manera cuantitativa qué factores son los que determinan el precio final de la electricidad en el mercado, y comprender, de este modo, qué variables son las que afectan en mayor o menor medida a las grandes fluctuaciones de los precios. Se pretende realizar, además, una simulación del comportamiento de los precios del “*pool*” eléctrico, tras la aprobación del Gobierno del tope del precio máximo del coste del gas natural.



## 2. ESTRUCTURA

El trabajo queda conformado por tres grandes bloques con los que se pretende alcanzar los objetivos marcados para el análisis.

En primer lugar, se ha dedicado los tres primeros apartados al análisis del marco teórico del trabajo. Con el fin de contextualizar el estudio, en el primero de los apartados se ha presentado el mercado eléctrico español de manera general, haciendo hincapié en su marco regulatorio, así como en su estructura. Con el segundo apartado se ha entrado más en materia, analizando el propio mercado desde dentro, explicando su funcionamiento e incluso haciendo algún que otro apunte a nivel más cuantitativo para acompañar la teoría con ejemplos prácticos. Por último, para terminar este bloque más teórico, se ha dedicado un tercer apartado a un tema de gran actualidad como es la transición energética. Su análisis permite explicar desde otra perspectiva por qué otros factores se puede ver afectada la variación en los precios de la electricidad.

Por otro lado, para añadir un enfoque más “empresarial”, se ha hecho un análisis de riesgos que están presentes en el sector de la electricidad, como parte de un plan estratégico, evaluando la probabilidad y efecto de cada uno de ellos y analizando cómo estos pueden hacer fluctuar los precios en el mercado de la electricidad.

Por último, se ha llevado a cabo un análisis cuantitativo con el que se ha realizado una estimación de los precios de la electricidad. Con el cálculo de una regresión lineal múltiple se han analizado las principales variables que determinan el precio de la electricidad en el mercado, permitiendo evaluar el ajuste del modelo realizado a través de la comparación con los precios reales.

## 3. METODOLOGÍA

Para realizar un completo análisis que permita alcanzar los objetivos marcados en este primer apartado, se ha enfocado el trabajo en dos tipos de técnicas de búsqueda de datos e información que han determinado, al mismo tiempo, la estructura del propio trabajo.

Por un lado, en cuanto a la primera parte dedicada al lado más teórico que permitirá contextualizar el posterior análisis cuantitativo, la mayor parte de la información se ha obtenido a través de la lectura de numerosos textos académicos, artículos científicos, webs especializadas en el sector -tanto de organismos e instituciones oficiales, como de reconocidos expertos en el mercado eléctrico- e incluso artículos periodísticos. Es decir, se ha tomado como base el testimonio y experiencia de muchos autores y profesores expertos en el análisis del sector eléctrico que fueron recogidos en esta literatura, conformando, de este modo, la bibliografía del trabajo.

Por otro lado, en cuanto al análisis a nivel cuantitativo, una gran parte de los datos utilizados han sido obtenidos a través de la web oficial del Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE)<sup>1</sup>. En total se han descargado tres tipos de datos de esta web, para el período de enero 2019 a abril de 2022:

- Datos horarios de energía por cada una de las tecnologías de generación - un total de 1200 archivos de Excel.
- Datos horarios del precio de la electricidad en el mercado diario para el MIBEL – un total de 1200 archivos de Excel.
- Datos mensuales de tecnologías marginales– 40 archivos de Excel.

Estos datos se presentan en archivos diarios, por tanto, dado el gran volumen de archivos que era necesario descargar para obtener un *dataset* completo, con el fin de optimizar el tiempo de descarga de estos datos y evitar una descarga manual, se ha elaborado una macro en Microsoft Office Excel. A través de un bucle en el código, se ha podido obtener todos estos archivos en cuestión de minutos – ver *Anexo 1: Código de la macro elaborada en Excel para la descarga automática de los datos del modelo*.

---

<sup>1</sup> <https://www.omie.es/es/file-access-list>

También se han obtenido datos de la web oficial del Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS)<sup>2</sup>, así como de Sendeco2<sup>3</sup>:

- Datos de los precios del gas de MIBGAS (2015 – 2022) - 8 archivos anuales en formato Excel.
- Datos de los precios de derechos de emisiones del dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) (EUAs – Derechos de Emisión).

Con la herramienta de Excel, *Power Query*, se han podido conectar de forma directa los múltiples archivos. Para ello, se han seleccionado las variables o columnas que se han querido recuperar de todos esos archivos, y se han fusionado todos ellos en una única tabla<sup>4</sup> - ver *Anexo 2: Código Power Query para la unificación de los datos*.

Una vez creadas las cinco tablas -correspondientes a los cinco tipos de datos descargados- con toda la información de los distintos archivos unificada, se han llevado al modelo de datos de Excel, *Power Pivot*. Con esta herramienta se ha podido relacionar cada una de las tablas mediante sus campos comunes, lo que ha permitido la realización de consultas del conjunto de las cinco tablas – ver *Anexo 3: Tablas relacionales del modelo de datos de Excel: Power Pivot*.

Tener estas tablas relacionadas a través de esta herramienta fue lo que ha permitido, posteriormente, realizar una visualización completa de los datos a través de tablas y gráficos dinámicos de Excel, posibilitando la configuración de *dashboards* para mostrar visualmente toda la información y las distintas variables de manera interactiva con la utilización de filtros y segmentadores de datos (*slicers*).

---

<sup>2</sup> <https://www.mibgas.es/es/file-access>

<sup>3</sup> <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>

<sup>4</sup> De esta manera, para futuras actualizaciones de los datos, esta herramienta permite obtener las variables actualizadas de forma sencilla e inmediata. A modo de ejemplo, cabe destacar que inicialmente el análisis se iba a realizar con datos hasta febrero de 2022, pero finalmente se obtuvieron los datos hasta abril del mismo año gracias a la facilidad con la que se pueden actualizar gracias a esta herramienta, *Power Query*.

Adicionalmente, otra gran parte de los datos utilizados para su análisis, han sido extraídos de la web oficial de Red Eléctrica de España (REE)<sup>5</sup>:

- Datos de las potencias instaladas del parque de generación de España peninsular (1990 – 2022), para el análisis de la evolución de la participación de las diferentes tecnologías del mercado eléctrico español.
- Datos de la generación de electricidad producida por cada una de las tecnologías (1997 – 2022), para el análisis de su evolución en el contexto de la transición energética.
- Datos de las emisiones de CO<sub>2</sub>, en toneladas equivalentes (2007 – 2022), para el análisis de la reducción de las emisiones los últimos 15 años.
- Datos del componente final del precio del mercado eléctrico (2019 – 2022) con objeto de completar la visión final del precio de la energía.
- Datos mensuales de las reservas hidroeléctricas en los embalses españoles (1990 – 2022), para el análisis de la influencia que puede tener estas reservas respecto al total anual de energía generada.

Para estos últimos, se ha seguido el mismo procedimiento de tratado y limpieza de datos mencionado que ha permitido su posterior visualización en diferentes tablas y gráficos dinámicos.

Finalmente, para llevar a cabo el análisis cuantitativo para la estimación y estudio del precio de la electricidad, se ha utilizado la herramienta de *Data Analysis* de Excel, con la que se ha calculado una regresión lineal múltiple con el objetivo de “modelizar” la variable del precio de la electricidad como combinación lineal de diferentes variables independientes del mercado.

---

<sup>5</sup> <https://www.ree.es/es/datos/generacion>

# 1. EL MERCADO ELÉCTRICO EN ESPAÑA

## 1.1. Marco normativo: la liberalización del mercado eléctrico

La etapa final de los años noventa en nuestro país marcó un antes y un después en la estructura y funcionamiento del mercado de la electricidad. Tal y como expone MARRUEDO (s.f.), el proceso de liberalización del sector comenzó en torno al año 1997. Desde Bruselas se “*exigía introducir competencia en una actividad económica estratégica que hasta entonces había permanecido fuertemente intervenida por el Estado*” (MURCIA, 2018, párr. 1). En otras palabras, tal y como explica la profesora RUIZ MOLINA (2003), se buscaba un intercambio de energía dentro de un mercado regulado por unas marcadas normas de competencia. Se buscaba, en definitiva, la transformación en la estructura y organización de las actividades dentro del sector eléctrico con la introducción de ciertos grados de competencia (RODRÍGUEZ ROMERO, 1999).

En ese sentido, con el fin de consolidar y armonizar un mercado común, la Unión Europea marcó una serie de directrices destinadas a la liberalización del sector energético en el marco europeo. Concretamente, las normas originales establecidas para la creación de un mercado interior de la electricidad fueron recogidas en la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996. Fue, por tanto, a partir del 1 de enero de 2003 cuando, habiendo España cumplido con gran margen los plazos impuestos por Bruselas, se finalizó el proceso de liberalización del sector eléctrico<sup>6</sup> (RUIZ MOLINA, 2003) con la entrada en vigor de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico<sup>7</sup>. La propia Exposición de Motivo de la Ley establecía que “[n]o se considera necesario que el Estado se reserve para sí el ejercicio de ninguna de las actividades que integran el suministro eléctrico. Así, se abandona la noción de servicio público” (Ley 54/1997). Pero además la reforma permitió hacer una distinción entre las consideradas actividades reguladas, es decir, lo referido al transporte y distribución; frente a las que se permitiría realizar en régimen de libre competencia, esto es, la generación y comercialización del producto (ENERGÍA Y SOCIEDAD, 2021a).

---

<sup>6</sup> En esa misma fecha, y en virtud de la Directiva 98/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural; se produjo la liberalización del mercado del gas natural en nuestro país.

<sup>7</sup> Ley derogada por la nueva ley 24/2013, del Sector Eléctrico.

La liberalización dotó al consumidor de una mayor capacidad de elección en el suministro de la electricidad. Sin embargo, se trató de un proceso más bien progresivo, puesto que comenzó en 1998 con la total libertad en la elegibilidad por parte de los consumidores de energía con mayor presencia, hasta que, finalmente, en 2003 se extendió esta posibilidad a todos los consumidores a nivel peninsular (RUIZ MOLINA, 2003).

Como explica GUILLÉN CARAMÉS (2009) con la promulgación de la mencionada Ley se pasó a un régimen de libre competencia en el que serían los operadores tradicionales<sup>8</sup> quienes “*ofertasen sus centrales de generación al mercado mayorista de generación eléctrica*” (p. 299) concurriendo además con todo tipo de ofertantes de electricidad, así como con los demandantes de esta energía -tales como las empresas distribuidoras, las comercializadoras, los exportadores o los clientes cualificados-.

A lo largo de los siguientes años se publicaron numerosos Reales Decretos-Leyes que iban aprobando diversas medidas que dotaban al sector de estabilidad y transparencia en términos de competitividad. Y no fue hasta finales de 2013 cuando la Ley del Sector Eléctrico promulgada en el año 1997 quedó derogada, con la publicación de la nueva Ley del sector, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. Esta nueva Ley reformó ciertos aspectos de la anterior y, concretamente, se quiso “*garantizar el suministro de energía eléctrica y adecuarlo a las necesidades en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad, transparencia y al mínimo coste para los consumidores*” (ENERGÍA Y SOCIEDAD, 2021a, p. 24).

## **1.2. Estructura del mercado eléctrico: el mercado mayorista**

En el mercado eléctrico concurren, tal y como sucede en el resto de los mercados de estructura semejante, la parte ofertante y la parte demandante del producto. A este respecto, explica GUILLÉN CARAMÉS (2009) que la particularidad<sup>9</sup> del producto que en

---

<sup>8</sup> Se dejó de lado, por tanto, el tipo de explotación que define el mismo autor GUILLÉN CARAMÉS (2009) como unificada y se excluyó el tipo de modelo de centralidad de las unidades de generación eléctrica que se había utilizado hasta el momento de la promulgación de esa Ley.

<sup>9</sup> Cabe señalar, por ejemplo, que la electricidad no es un bien almacenable (FERNÁNDEZ MUNGUÍA, 2021), característica que tiene un gran impacto en el funcionamiento del mercado.

este mercado se comercializa, la energía eléctrica, introduce la necesidad de un tratamiento un tanto diverso. Añade el autor que, para el correcto desempeño de la actividad en este sector, se requirió una más compleja elaboración del mercado en cuanto a la organización de la oferta y de la demanda.

Sin embargo, antes de analizar la estructura y funcionamiento del mercado eléctrico en nuestro país, es preciso conocer las diferentes fases y actividades dentro de este sector. Tal y como expone RODRÍGUEZ ROMERO (1999) con el cambio regulatorio que tuvo lugar hace dos décadas pasó a haber una clara diferencia entre, por un lado, las actividades de transporte y distribución, que mantuvieron su condición de “*monopolio natural*”<sup>10</sup> (p. 121), siguiendo un régimen regulado de concesión. Y, por otro lado, las actividades de generación y comercialización, que pasaron a ser actividades abiertas a competencia dentro del sector, tras su liberalización.

En la *Figura 1* queda claramente diferenciadas las distintas actividades que forman parte del ciclo de suministro de energía eléctrica. El sitio web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO)<sup>11</sup> explica, en su apartado de energía, estas distintas fases:

- Generación. Fase en la que se origina la producción de energía. Fue una de las actividades que se vio modificada con el proceso de liberalización del sector.
- Transporte. Se trata de una actividad regulada por ser inevitablemente un monopolio natural. En esta fase se da la transmisión de la energía eléctrica a través de la red de transporte, que permite no solo suministrarla a los distintos sujetos, sino también realizar intercambios internacionales. Esta red de transporte se puede clasificar, a su vez, en instalaciones primarias o secundarias en función de si su tensión supera los 380kV o si alcanza los 220kV, respectivamente.

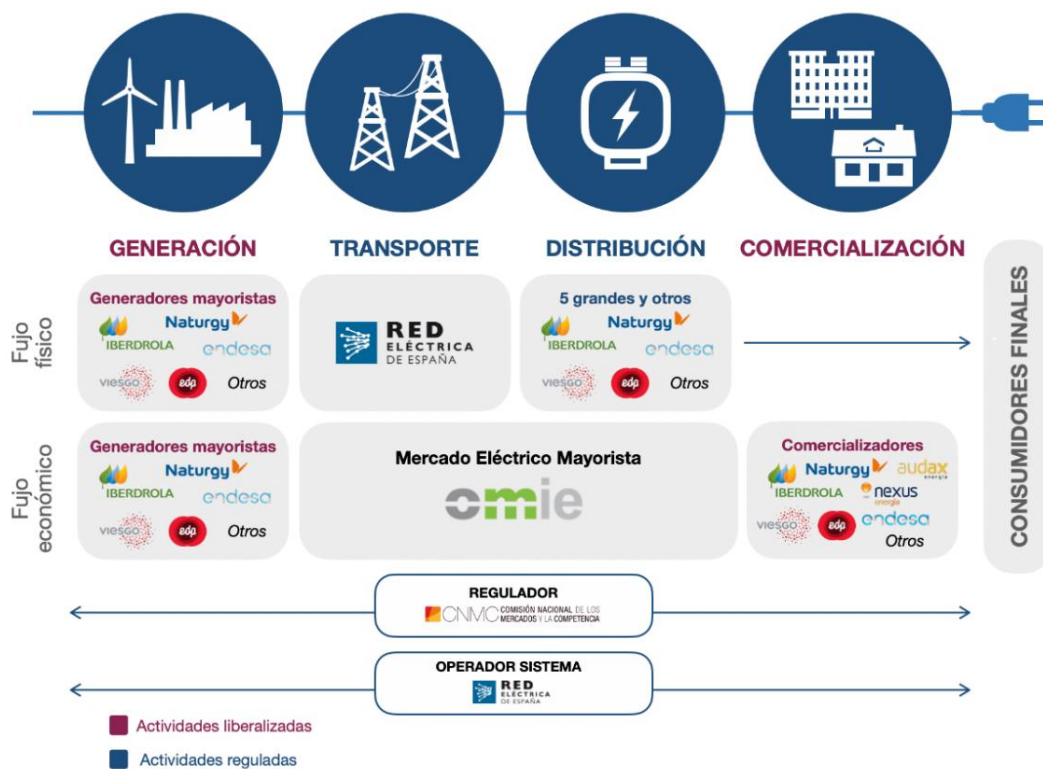
---

<sup>10</sup> Estas actividades “*debían continuar siendo reguladas por sus características intrínsecas. (...) [E]l desarrollo y la explotación de redes físicas de cables y gasoductos está sujeta a significativas economías de escala*” (ENERGÍA Y SOCIEDAD, 2021b, p. 142). De ahí, que se diga que dichas actividades tengan naturaleza de “*monopolio natural*” (p. 142).

<sup>11</sup> [www.energia.gob.es](http://www.energia.gob.es)

- Distribución. Es también una actividad regulada dentro del ciclo de suministro eléctrico. Desde las redes de transporte -u otras redes de distribución, en su caso- la energía eléctrica se transmite hasta los puntos de consumo con el objetivo de hacerla llegar a los consumidores finales.
- Comercialización. Se trata de la otra actividad liberalizada tras los cambios introducidos en el año 1999. Los agentes encargados de esta última fase son las empresas comercializadoras -que pueden, o no, coincidir con la empresa distribuidora de la energía, decisión que está en manos del propio consumidor-. Estas empresas tienen posibilitado el acceso a las redes de transporte o distribución y venden la electricidad a los consumidores finales.

**Figura 1: Actividades del sector eléctrico**



*Fuente: ENERGÍA Y SOCIEDAD (2021b) – Elaboración propia*



Son precisamente estas fases las que forman parte del mercado eléctrico en España, denominado actualmente Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL)<sup>12</sup>. Sin embargo, el objeto principal del presente trabajo es el análisis del funcionamiento del mercado mayorista. Por tanto, se pondrá foco en la fase de generación o producción de la electricidad, en la que se centra este mercado mayorista<sup>13</sup>.

FLORES JIMENO Y SANTOS CEBRIÁN (2015) explican claramente en qué consiste este mercado mayorista. En él, los productores de la electricidad la venden a distribuidores y comercializadores, incluyéndose no solo la energía vendida a través de contratos bilaterales entre ambas partes, sino también la que es vendida en el *pool* o mercado organizado -que, según estas autoras, es donde tienen lugar la mayor parte de las transacciones-. Este mercado recibe el nombre de *pool* -término anglosajón que se traduce como “piscina”- precisamente porque “*los vendedores y compradores mayoristas de energía eléctrica “arrojan” sus ofertas al mercado como si las lanzasen a una piscina*” (MUÑOZ BARRIOS, 2021, párr. 6). Es decir, son las empresas que han sido habilitadas para actuar en el mercado las que toman su papel de agentes y compran y/o venden la electricidad (CIARRETA et al., 2011).

Para comprender el término de *pool* eléctrico más a fondo, es necesario explicar que el mercado de generación de electricidad, además de ser mayorista -como ya se ha mencionado-, es marginalista. Se va a dedicar, por tanto, el siguiente capítulo del análisis al estudio de la naturaleza marginalista del mercado eléctrico español.

En conclusión, y previo al análisis más detallado del funcionamiento del mercado eléctrico, se presenta la siguiente tabla a modo de resumen de los diferentes agentes que participan en cada una de las fases y actividades del sector eléctrico:

---

<sup>12</sup> El MIBEL, según su página web oficial ([www.mibel.com](http://www.mibel.com)) nació tras un acuerdo de cooperación entre España y Portugal con el objetivo de buscar y desarrollar la integración de los sistemas eléctricos de estos países. Por tanto, aunque el análisis del presente trabajo se centre en el mercado de nuestro país, ineludiblemente será estudiado junto con el mercado portugués debido al acuerdo entre ambos países.

<sup>13</sup> La comercialización, como fase final dentro del sector eléctrico, es la otra actividad que tiene lugar en régimen de competencia junto con la generación. A diferencia de esta última, la comercialización se enmarca en un mercado minorista, en el que son las empresas comercializadoras quienes hacen llegar la energía al consumidor final tras su compra en el mercado de producción -o mercado mayorista-.

*Tabla 1: Agentes del sector*

<b>Agente</b>	<b>Fase o actividad</b>
<b>Empresas generadoras</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Generación</li><li>- Venta en mercado mayorista</li></ul>
<b>Empresas comercializadoras</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Comercialización</li><li>- Compra en mercado mayorista</li><li>- Venta en mercado minorista</li></ul>
<b>Consumidor final</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Compra en mercado minorista</li></ul>
<b>Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE)</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Operador de del mercado eléctrico</li></ul>
<b>Red Eléctrica de España (REE)</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Transporte</li><li>- Operador del sistema</li></ul>
<b>Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Regulador del sector</li></ul>

*Fuente: Elaboración propia*

## 2. EL MERCADO MARGINALISTA

### 2.1. Los mercados organizados: diario e intradiario

Antes de hacer la distinción entre los diferentes mercados del sector eléctrico, es preciso conocer el organismo encargado de gestionar todas las transacciones de compra y venta de energía eléctrica que tienen lugar en los mercados organizados. Esta organización se denomina Operador del Mercado Ibérico de Energía<sup>14</sup> (OMIE, en adelante) y, es quien tiene el papel clave como administrador de todas las compras y ventas que tienen lugar en el mercado eléctrico, así como de su liquidación. La actuación plenamente imparcial de este organismo permite la creación de un sistema transparente e independiente<sup>15</sup> y, además, facilita la continua comunicación entre los diferentes agentes del mercado y permite el libre acceso de estos al mercado, mejorando de este modo las condiciones para crear un mercado competitivo (*OMIE: Qué es, cuáles son sus funciones y más*, 2022).

El OMIE, por tanto, se encarga de gestionar lo ocurrido en los mercados que integran el mercado eléctrico: el diario y el intradiario, conocidos conjuntamente como los mercados organizados.

El primero de ellos, el mercado diario, tal y como exponen FLORES JIMENO Y SANTOS CEBRIÁN (2015), es el que más influencia tiene sobre la determinación final de los precios de la electricidad. Como se adelantaba anteriormente, es este el mercado que es denominado “*pool*”. Esto es debido a que las ofertas de venta son “arrojadas” a una gran “piscina” por los grandes generadores eléctricos -como productores de energía renovable, nuclear o térmica- y son, por regla general, las compañías eléctricas comercializadoras quienes, por otro lado, “arrojan” sus ofertas de compra<sup>16</sup> para, posteriormente, vender esta

---

<sup>14</sup> Antes del 1 de julio de 2011, fecha en la que el organismo cambió su denominación, se conocía como Operador del Mercado Eléctrico (OMEL).

<sup>15</sup> Toda la información de las transacciones de compra y venta de electricidad que tienen lugar en los mercados organizados se publica diariamente en la web oficial del organismo ([www.omie.es](http://www.omie.es)), permitiendo el acceso público a todos los usuarios.

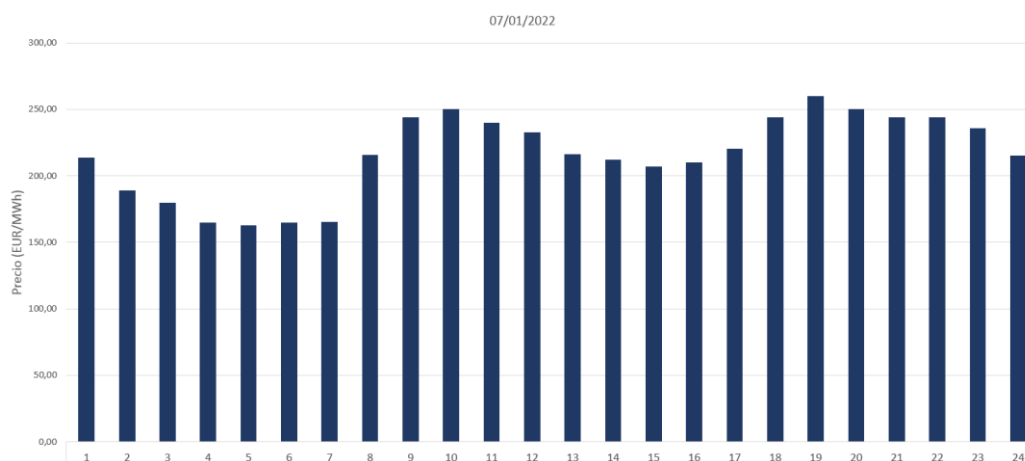
<sup>16</sup> Además de las empresas comercializadoras, también consumidores cualificados o grandes consumidores industriales pueden ser agentes de la compra de energía eléctrica en el mercado mayorista (*¿Cómo funciona el mercado mayorista de la luz?*, 2021).

energía eléctrica a los clientes finales dentro del mercado minorista de la electricidad (MUÑOZ BARRIOS, 2021).

A este respecto, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC, en adelante) publicó la Resolución de 6 de mayo de 2021, por la que se aprueban las reglas de funcionamiento de los mercados diarios e intradiario de energía eléctrica. La primera de sus reglas recoge que estas transacciones que tienen lugar en el “pool” se realizan para el día posterior (CNMC, 2021). Es decir, todas las negociaciones que tienen lugar en el mercado diario son realizadas un día antes de que la propia energía sea generada y, consiguientemente, consumida. Además, explica la CNMC (2021) que “*las sesiones de contratación del mercado diario se estructuran en periodos de programación equivalentes a una hora natural, considerando como horizonte de programación los 24 periodos de programación consecutivos de la Hora Europea Central*” (Regla 1ª). En ese sentido, los agentes que participan en el mercado diario deben realizar los intercambios de electricidad para cada uno de los 24 tramos -que corresponden con las 24 horas del día- del día siguiente, por tanto, “*en realidad hay 24 productos diferentes*” (ENERGÍA Y SOCIEDAD, 2021c, p. 202) y, por consiguiente, 24 precios (EUR/MWh) diferentes fijados en un mismo día para el mercado diario.

A modo de ejemplo, se pueden observar en la siguiente figura, los diferentes precios que la electricidad alcanzó para los 24 tramos del día 7 de enero de 2022 en el mercado diario de electricidad.

**Figura 2: Precios horarios en el mercado diario, 7 de enero de 2022 (EUR/MWh)**



Fuente: Datos OMIE – Elaboración propia

El segundo tipo de mercado organizado es el mercado intradiario. A diferencia del mercado diario, este mercado tiene como principal función ajustar los posibles desequilibrios que puedan existir entre la oferta y la demanda en cuanto a precio y cantidad para cada uno de los 24 tramos horarios del día (BAKKER, 2021). La idea es que las posibles desviaciones entre la demanda real y prevista el día anterior en el mercado diario puedan ser alineadas. En ese sentido, se les posibilita a los agentes participantes en el mercado a corregir “*sus posiciones contractuales comprando y vendiendo energía en los mercados intradiarios*” (ENERGÍA Y SOCIEDAD, 2021c, p. 201), supervisado también por el OMIE, a través de diferentes sistemas y mecanismos de ajustes de demanda y producción dirigidos por el Operador del Sistema, Red Eléctrica de España (REE). De este modo, se consigue el objetivo de igualar de manera exacta la generación de energía a su demanda real, manteniéndose así un “*equilibrio físico y un nivel de seguridad y calidad de suministro adecuado*” (p. 201) en el sistema.

Entendida la principal distinción entre ambos mercados y su importante papel en la determinación de los precios de la energía eléctrica, cabe señalar el motivo por el que el mercado eléctrico en nuestro país es considerado de naturaleza marginalista. Muy acertadamente, ENERGÍA Y SOCIEDAD refleja en su Manual de la Energía (2021c) que cuando los generadores de energía ofertan en el mercado diario, estas ofertas son representativas de “*la cantidad de energía que están dispuestos a vender a partir de un cierto precio mínimo*” (p. 203). Por tanto, cabe hacer mención a dos elementos que forman las ofertas de los agentes productores de la electricidad en el mercado: la cantidad de energía y su precio.

Por un lado, en cuanto a la cantidad de energía que puede ser ofertada por sus generadores, tal y como se analizará más adelante con el estudio de cada tipo de tecnología participante en el mercado, existen ciertas limitaciones físicas para algunas de ellas en las propias instalaciones de generación de electricidad. Por otro lado, en lo relativo al precio que es ofertado para la venta de dicha cantidad, se tiene en cuenta el coste de oportunidad que supone la producción de la energía. Por definición y aplicado a este caso, el coste de oportunidad hace referencia, bien a los costes en los que no incurriría

si se optase por no generar dicha energía<sup>17</sup>, o bien, si se opta por producir, los ingresos que dejaría de obtener<sup>18</sup>.

## **2.2. El mecanismo de casación de precios**

Una vez analizada la estructura y funciones de los mercados diarios e intradiarios, además del análisis que posteriormente se realizará de la actividad de generación eléctrica llevada a cabo por cada una de las tecnologías -que son, además, los agentes que participan posteriormente en el mercado mayorista para la venta de energía-, resulta más sencillo comprender en qué consiste el mecanismo de casación de precios dentro de este mercado. Es decir, entender cómo se forman los precios en el mercado mayorista de la electricidad y de qué depende -ya sea directa o indirectamente<sup>19</sup>- que los precios pagados por el consumidor final en la factura de la electricidad fluctúen en mayor o menor medida.

El precio de la energía eléctrica es fijado a través de las curvas agregadas de la oferta y la demanda. Esto es, los diferentes productores de electricidad lanzan sus ofertas de venta especificando en cada hora la cantidad de energía expresada en megavatios-hora (MWh) de la que disponen, junto con el precio al que quieren venderla<sup>20</sup>. Por otro lado, las empresas comercializadoras que actúan como compradoras, anuncian la cantidad de

---

<sup>17</sup> Por ejemplo, todo coste variable relacionado con la puesta en marcha, o el funcionamiento y mantenimiento de las instalaciones en la producción de la energía eléctrica.

<sup>18</sup> En ese sentido, esto se refleja en lo ocurrido en las centrales hidráulicas -como se explicará más adelante en el estudio de las tecnologías-. Se trata del ejemplo más claro por suponer un alto porcentaje en cuanto a potencia instalada en nuestro país (MUÑOZ BARRIOS, 2021). Estas centrales, que por lo general tienen capacidad de almacenamiento del producible hidráulico gracias a los embalses, al hacer una oferta de venta de energía, renuncian de algún modo a reservar dicha cantidad de agua -consumida para la producción de la electricidad- para ofertarla en un futuro cuando, hipotéticamente, los precios de mercado fueran más elevados, pudiendo recibir, por tanto, una mayor rentabilidad (ENERGÍA Y SOCIEDAD, 2021c).

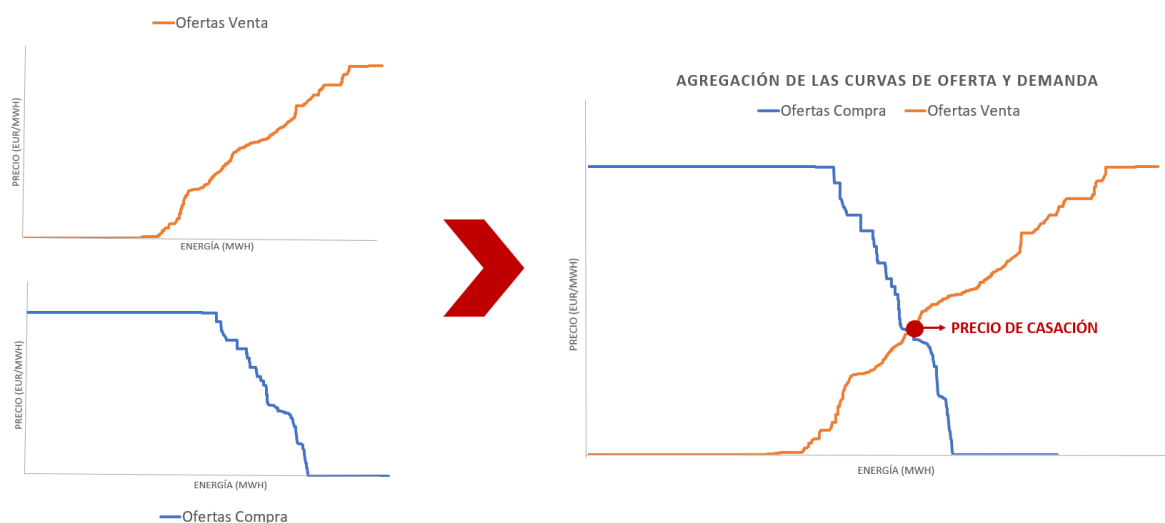
<sup>19</sup> Los consumidores finales de la electricidad se verán directamente afectados por lo que ocurra en el mercado diario e intradiario en caso de que su modalidad de contratación con las empresas comercializadoras se base en el mercado regulado. Por el contrario, en el mercado libre, los consumidores finales pueden pactar con las empresas comercializadoras de la electricidad una tarifa fija regulada que les permite no verse afectados en el corto plazo por las grandes fluctuaciones de los precios del mercado mayorista.

<sup>20</sup> Como en todo sector expuesto a competencia, el sector eléctrico y, en concreto, los generadores de energía eléctrica al ofertar sus precios en el mercado diario deben actuar acorde a las reglas marcadas en la Ley de Defensa de la Competencia. Consiguientemente, tanto su capacidad de generación como los precios ofertados deben ser conformes al escrutinio de los organismos encargados de gestionar el mercado (ENERGÍA Y SOCIEDAD, 2021c).

energía eléctrica que quieren adquirir y el precio máximo que están dispuestos a pagar a sus vendedores (ESCAMILLA PEREJÓN, 2021).

El OMIE, como organismo encargado de la gestión de los mercados eléctricos, una vez recibidas estas ofertas de ambas partes, genera las curvas de oferta y demanda del mercado diario para cada tramo horario del día siguiente. El punto en el que ambas curvas se cruzan determina el precio de casación, es decir, el precio del mercado horario o precio final del megavatio-hora (MWh) casado. Con esta información, se determinan también cuáles las cantidades de energía que finalmente son casadas (ENERGÍA Y SOCIEDAD, 2021c). Es decir, “*las ofertas de venta y de compra que se convierten en compromisos firmes de entrega y de energía*” (p. 202). Estas ofertas casadas quedan representadas en el gráfico al lado izquierdo del precio final de casación. Y, por tanto, los productores y compradores que permanecen a la derecha de este punto de cruce serán los que se queden finalmente sin comprar o vender, respectivamente, su cantidad de energía ofertada en ese tramo horario concreto (ESCAMILLA, 2021).

**Figura 3: Agregación de las curvas de oferta y demanda**



*Fuente: ENERGÍA Y SOCIEDAD (2021c) – Elaboración propia*

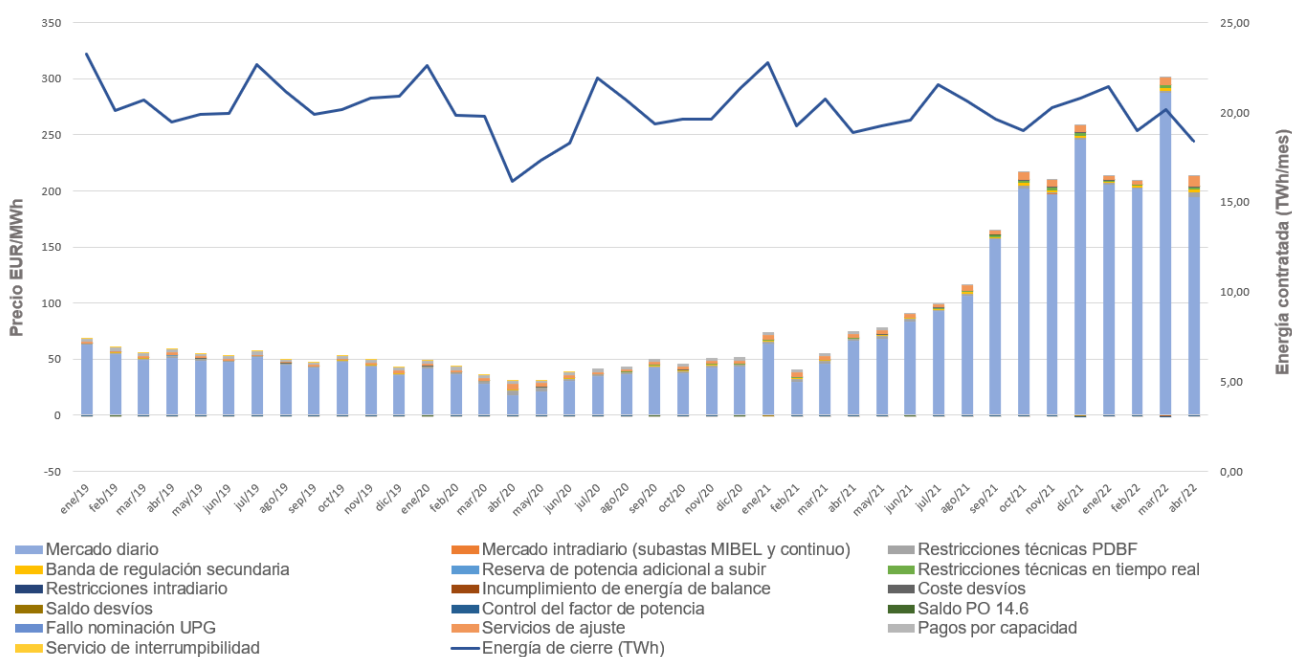
Por tanto, las ofertas de precio y cantidad presentadas por los generadores de electricidad quedan plasmadas en la curva de la oferta de venta, cuya representación cobra sentido conociendo las características de cada una de las tecnologías encargadas de la

producción de la propia energía vendida. En cuanto a la curva de las ofertas de compra del mercado diario, esta se representa ajustándose a lo que los compradores prevén que va a ser la demanda de energía eléctrica del día siguiente por parte de los consumidores (ESCAMILLA, 2021).

Como bien se venía adelantando, el mercado mayorista de electricidad es marginalista. Esto quiere decir que “todas las unidades se intercambian al precio que marca la última unidad que entra en el mercado” (FERREIRA, 2021, párr. 7). Por tanto, el precio de casación será un precio uniforme para todas las transacciones que tengan lugar en el mercado en un tramo horario en específico y, por consiguiente, todos los generadores recibirán ese mismo precio. Por tanto, establece también FERREIRA (2021), que habrá “productores que se benefician de un precio alto en comparación con sus costes” (párr. 7) pero también consumidores “que se benefician de un precio bajo en comparación con sus valoraciones” (párr. 7).

Sin embargo, a pesar de que el precio que se fija en el mercado diario es el que más peso tiene a la hora de determinar el precio definitivo en el mercado eléctrico, también intervienen otros componentes que ajustan ese precio final.

**Figura 4: Componentes del precio final y energía del cierre (enero 2019 – abril 2022)**



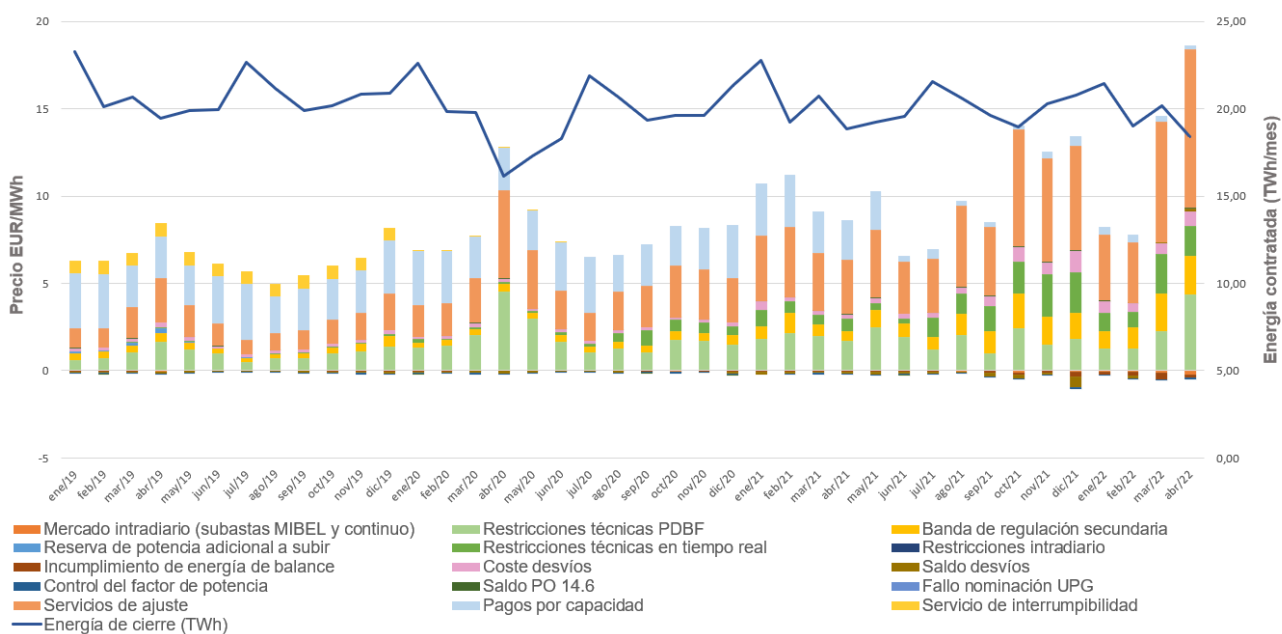
Fuentes: Datos Red Eléctrica de España (REE) – Elaboración propia



Se observa en esta figura que, claramente el mercado diario -representado por las barras azul claro del gráfico- es el componente principal del precio final, pero existen otros tantos componentes que fijan el precio definitivo. Además del precio final marcado en el mercado eléctrico, el gráfico muestra la energía contratada cada mes que se encuentra en el entorno de los 20 teravatios-hora (TWh/mes).

Para obtener un mayor detalle de todos los componentes que participan en la determinación del precio definitivo de la electricidad, la siguiente figura representa el mismo gráfico de la *Figura 4*, pero con todos los componentes desglosados sin contar con el mercado diario.

**Figura 5: Componentes desglosados del precio final y energía del cierre (enero 2019 – abril 2022)**



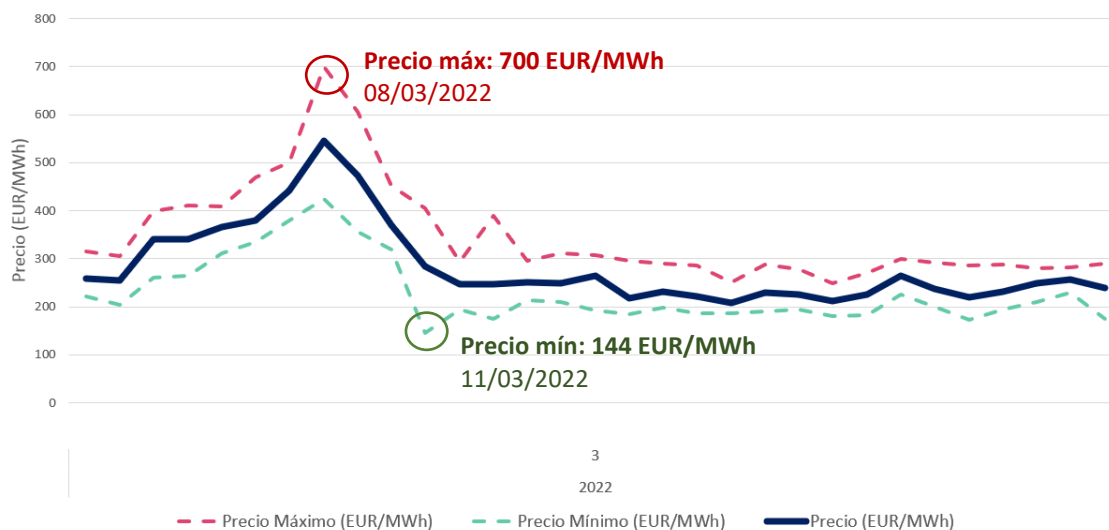
Fuentes: Datos Red Eléctrica de España (REE) – Elaboración propia

Otros componentes como los servicios de ajuste, los pagos por capacidad o las restricciones técnicas PDBF tienen un peso relativamente grande en la fijación del precio final, si se compara con otros elementos intervinientes. Estos servicios pueden ser prestados principalmente por las tecnologías con capacidad de regulación, es decir, tecnologías flexibles y con capacidad de almacenamiento. De nuevo, en la *Figura 5*, se muestra la energía contratada en cada mes desde 2019 a 2022.

Con relación a esto, la resolución ya mencionada de la CNMC que aprobó las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de la energía eléctrica, además de incorporar otros muchos cambios tanto a nivel general como a nivel más específico introdujo una importante novedad que afecta sustancialmente al precio final de la energía: los límites de precio de oferta en el mercado diario fueron ampliados. Hasta el momento estos límites habían sido de 0 a 180 EUR/MWh, y pasaron a ser de -500 a 3.000 EUR/MWh. Este cambio se introdujo con el objetivo de ajustar estos límites al reglamento europeo de comercio transfronterizo de electricidad y, de esta manera, armonizar la normativa del mercado mayorista de electricidad español con la del europeo.

La modificación en estos límites se hizo notar en los precios máximos ofertados a partir de entonces. A modo de ejemplo, la siguiente figura representa el precio medio diario para cada día del mes de marzo de 2022, además del precio máximo y mínimo que se llegó a alcanzar cada uno de esos días. Se puede apreciar que el precio máximo alcanzado ese mes fue de 700 EUR/MWh y que el precio mínimo para ese periodo está incluso cerca de superar los 180 EUR/MWh, el anterior máximo marcado por la CNMC.

**Figura 6: Ejemplo gráfico de la modificación de los límites de los precios de la electricidad (marzo 2022)**

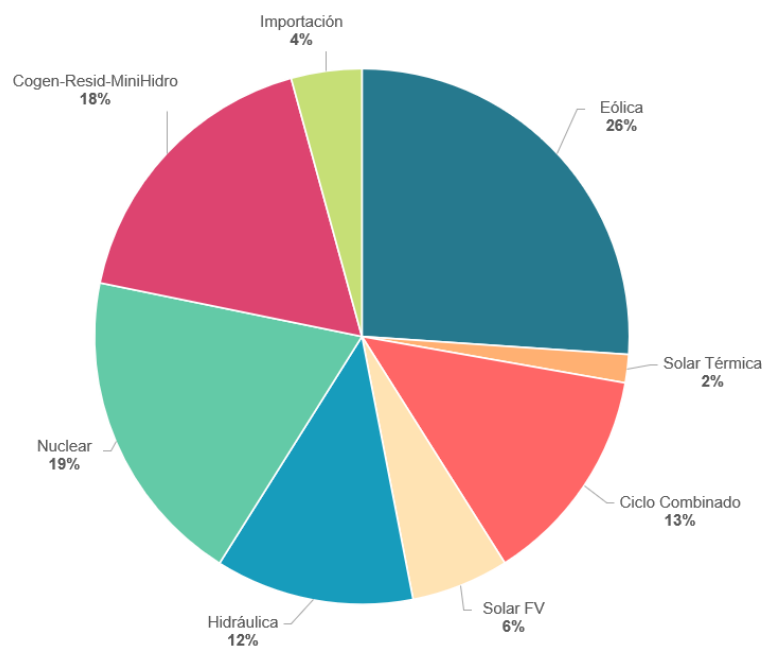


Fuente: Datos OMIE – Elaboración propia

### 2.3. La actividad de generación: las tecnologías

Comprender las características principales de cada una de las tecnologías que participan en el mercado eléctrico es fundamental para entender el precio que cada agente de generación de electricidad oferta en el mercado. La electricidad ofertada es un producto homogéneo, es decir, su composición será la misma independientemente de su origen. Por tanto, ¿qué es lo que determina que cada empresa generadora en el mercado oferte diferentes precios de venta mayoristas? Efectivamente, conocer los tiempos y particularidades de cada tecnología productora de energía permite esclarecer el funcionamiento de fijación de estos precios. Pero, además, permite entender por qué en la actividad de producción de electricidad, algunas tecnologías tienen más protagonismo que otras, tal y como se muestra en la siguiente figura.

**Figura 7: Generación por tecnologías (enero 2019 - abril 2022)**



*Fuente: Datos OMIE – Elaboración propia*

Previo al estudio de la actividad de generación de cada tecnología, cabe realizar diferentes agrupaciones que permitan clasificar cada una de ellas para facilitar el análisis en ciertos aspectos a lo largo del trabajo.

**Tabla 2: Clasificación de las tecnologías**

<b>Grupo</b>	<b>Tecnologías</b>
<b>Térmica</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Carbón</li> <li>- Fuel – Gas</li> <li>- Ciclo combinado</li> <li>- Cogeneración</li> <li>- Residuos no renovables</li> </ul>
<b>Nuclear</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Nuclear</li> </ul>
<b>Renovables</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Hidráulica</li> <li>- Eólica</li> <li>- Solar Térmica</li> <li>- Solar Fotovoltaica</li> <li>- Minihidráulica</li> <li>- Residuos renovables</li> <li>- Térmica renovable</li> </ul>
<b>Importación</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Importación (fuera/dentro MIBEL)</li> </ul>

*Fuente: Elaboración propia*

Si bien, la energía vendida en el mercado eléctrico es un producto homogéneo, esta puede adquirir varios precios mayoristas en función de la tecnología que la haya generado, así como en función de los costes de generación fijos y variables, y de los costes de oportunidad. En ese sentido, como bien establece ENERGÍA Y SOCIEDAD en su Manual de la Energía (2021), “*cada tecnología de generación tiene su propia estructura de costes y características técnicas*” (p. 53). Cada tecnología participante en el mercado es necesaria, puesto que cada una de ellas resulta útil para cubrir la demanda eléctrica por parte de los consumidores en momentos determinados, en función tanto de las características técnicas de cada una, así como de su adecuación en términos económicos a cada momento.

Por este motivo, cabe hacer un pequeño análisis de cada uno de los grupos en los que se clasifican estas tecnologías: centrales térmicas, centrales nucleares, energías renovables y energía de importación.

### *2.3.1. Generación térmica*

Dentro de este grupo de generación de electricidad en centrales térmicas se clasifican las siguientes tecnologías: centrales térmicas de carbón, turbinas de gas natural y fuel-gas, ciclo combinado de gas natural, cogeneración y residuos no renovables.

Las centrales de combustibles fósiles son las denominadas centrales térmicas convencionales, que funcionan con la quema de algún combustible fósil -ya sea carbón, gas natural o fuel-, lo que genera un vapor que da movimiento a una turbina generando electricidad (ENERGÍA Y SOCIEDAD, 2021d). Son fuentes de energía no renovable y son tecnologías muy utilizadas para la producción de electricidad a pesar del enorme impacto medioambiental que provocan debido a la emisión de grandes cantidades de dióxido de carbono -entre otros gases de efecto invernadero- (PLANAS, 2021).

Por otro lado, las centrales térmicas de ciclo combinado se caracterizan porque en su funcionamiento combinan la turbina de vapor de las centrales térmicas convencionales, con una turbina de gas. Precisamente aunar estos dos tipos de ciclos de gas y vapor permite aumentar los números en términos de eficiencia, llegando a conseguirse rendimientos superiores al 60%, frente al 35% de una turbina de gas (THE AGILITY EFFECT, 2020). En cuanto a las emisiones de dióxido de carbono, son poco contaminantes en comparación con las centrales térmicas convencionales.

Además, añade ENERGÍA Y SOCIEDAD (2021d) que se puede confiar en el correcto funcionamiento de estas centrales de ciclo combinado, debido a que, en ese sentido, presenta un bajo índice de fallos; y son, al mismo tiempo, tecnologías muy flexibles. Una de las barreras para el uso extensivo de estas centrales es la dependencia energética existente del combustible que es importado a España desde países con escasa estabilidad a nivel político, lo que supone un alto riesgo en el suministro (ENERGÍA Y SOCIEDAD, 2021d). Sin embargo, este riesgo es mitigado en España en gran parte por el gran desarrollo de regasificadoras existentes, asegurando el suministro en nuestro país.

Por último, las centrales de cogeneración se describen como aquellas en las que, simultáneamente, se produce energía térmica útil -es decir, frío y calor- y electricidad (TECH, 2021). Es decir, suministra ambos tipos de energía a la industria para su consumo, aumentando considerablemente su eficiencia que suele estar en torno al 80% y 90% en términos de rendimiento, lo que supone un gran ahorro de combustible y costes de explotación (ENERGIOTECH, 2021). Esta eficiencia energética es sinónima, por tanto, de un beneficio medioambiental.

### 2.3.2. Centrales nucleares

Esta tecnología produce la energía a partir de la rotura o fisión de núcleos de uranio (TECH, 2021). El vapor que se obtiene del calor producido por esa fisión, es el que se utiliza para producir la electricidad al hacerlo pasar por una turbina.

Una de las características a recalcar de esta tecnología es que, según establece ENERGÍA Y SOCIEDAD (2021d), “*tienen un régimen de funcionamiento significativamente rígido*” (p. 55), por lo que es difícil, no sólo detener la central nuclear sino también hacer variaciones en su capacidad de generación de energía en un corto período de tiempo. Es por ello por lo que las centrales nucleares ofertan, generalmente, a precio cero para asegurar su participación en el mercado diario. Pero, al mismo tiempo, esta tecnología aporta estabilidad al sector eléctrico por ser una fuente de producción que está en constante funcionamiento, posicionándose como una de las principales tecnologías a nivel peninsular, con el 19% de la generación en los últimos años - ver *Figura 7*.

A nivel económico, se puede decir que las centrales nucleares tienen costes variables más bien bajos, mientras que los costes fijos son muy elevados debido al aumento en las diferentes exigencias de seguridad requeridas para el funcionamiento de esta tecnología, además de la inversión en su mantenimiento (TECH, 2021).

Además, explica ENERGÍA Y SOCIEDAD (2021d), que en las centrales nucleares no se da la emisión de gases contaminantes a la atmósfera, por lo que el pago de los derechos de emisión de dióxido de carbono no figura como uno de sus costes. Este detalle posiciona esta tecnología en un mejor lugar en cuanto a compromiso medioambiental, pues cumple adecuadamente con los requisitos de reducción de emisiones y políticas energéticas que se analizarán más adelante. Su principal desventaja es la oposición de diferentes agentes por el riesgo latente que puede surgir en caso de accidente nuclear. Existe un plan establecido por las diferentes compañías propietarias de centrales nucleares para el cierre paulatino de las mismas entre 2027 y 2035 (MONFORTE, 2019).

### 2.3.3. Energías renovables

El grupo de las renovables es el más extenso de acuerdo con la clasificación realizada. La gran característica de las tecnologías que pertenecen a este grupo es que su energía proviene de fuentes inagotables y la emisión de gases de efecto invernadero es nula, por lo que, entre otros muchos beneficios, “*son una de las piezas clave en la construcción de un sistema de desarrollo sostenible*” (IDAE, 2006, p. 5). Sin duda, estas tecnologías representan una gran parte dentro del sector eléctrico, -como se muestra en la *Figura 7-*, teniendo también grandes influencias en la economía del país.

La primera de las centrales dentro de esta clasificación son las centrales hidráulicas que se caracterizan, de manera general, porque transforman en energía eléctrica una masa de agua proveniente del cauce de un río o almacenada en un embalse aprovechando su energía potencial (TECH, 2021). ENERGÍA Y SOCIEDAD (2021d) recoge los tres tipos de centrales hidroeléctricas que existen en función de su funcionamiento y características: en primer lugar, las centrales de agua embalsada, que tienen una gran capacidad de almacenamiento y se adaptan a las necesidades futuras para la producción de la electricidad. En segundo lugar, las centrales hidráulicas fluyentes, que se caracterizan por tener unos embalses de pequeño tamaño, por lo que dependen plenamente de la cantidad de agua aportada en cada momento. Por último, las centrales de bombeo o reversibles que, a diferencia de las dos anteriores, aunque no tiene emisiones directas a la atmósfera, de manera indirecta sí las tiene debido a la necesidad de consumir electricidad para bombear el agua que finalmente produce electricidad al ser turbinada.

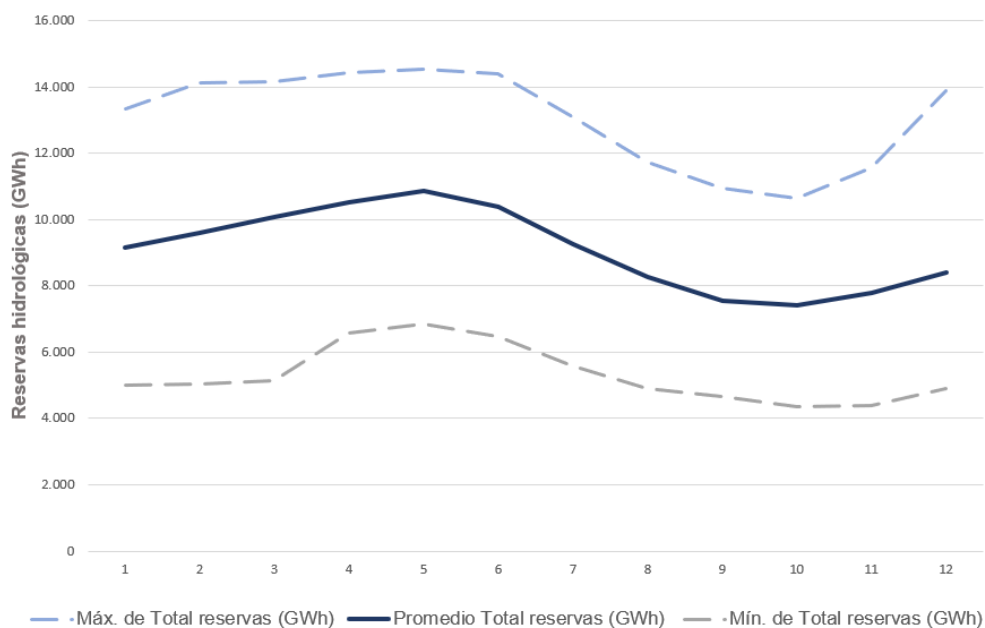
Estos tres tipos de centrales hidráulicas cuentan con costes de inversión muy elevados debido a sus complejas maquinarias y grandes infraestructuras (ENERGÍA Y SOCIEDAD, 2021d), sin embargo, cabe destacar que tanto las centrales de agua embalsada como las de bombeo son tecnologías muy flexibles, lo que permite que se adapten a todo tipo de situaciones de cambios en la demanda, gracias a la capacidad para incrementar o reducir su generación rápidamente.

En relación con el primero de los tipos de centrales hidráulicas, las que cuentan con embalses que permiten el almacenamiento del agua, cabe hacer un inciso referente a su

capacidad de almacenamiento a nivel nacional. En la siguiente figura se muestra el promedio -así como su máximo y mínimo- de las reservas energéticas hidrológicas entre los años 1990 y 2022. Estas reservas, medidas en términos de energía eléctrica almacenada, oscilan entre los 4 y los 14 GWh. Por tanto, de esto se puede extraer que, a pesar del gran número de embalses existentes en nuestro país, las reservas hidroeléctricas no suponen un gran porcentaje de la matriz total de generación anual.

Se observa, además cómo actúan, por lo general, estas reservas a lo largo del año. Dado que su misión es contribuir a las variaciones estacionales, acumulan el agua hasta inicios del verano, y se van vaciando durante el mismo hasta el siguiente año hidrológico.

**Figura 8: Reservas hidrológicas mensuales (1990 - 2022)**



*Fuente: Datos Red Eléctrica de España (REE) – Elaboración propia*

Por otro lado, se encuentran las centrales minihidráulicas. Estas tecnologías, al igual que las centrales hidroeléctricas, aprovechan la energía potencial de masas de agua para la producción de electricidad, con la diferencia de que tienen una potencia instalada más reducida (PLANAS, 2020). Explica PLANAS (2020) que estas centrales “*son más seguras, gracias al menor volumen de agua en la cuenca, y que también tienen un impacto ambiental más bajo*” (párr. 2). Y, aunque no hay un consenso a nivel europeo de la

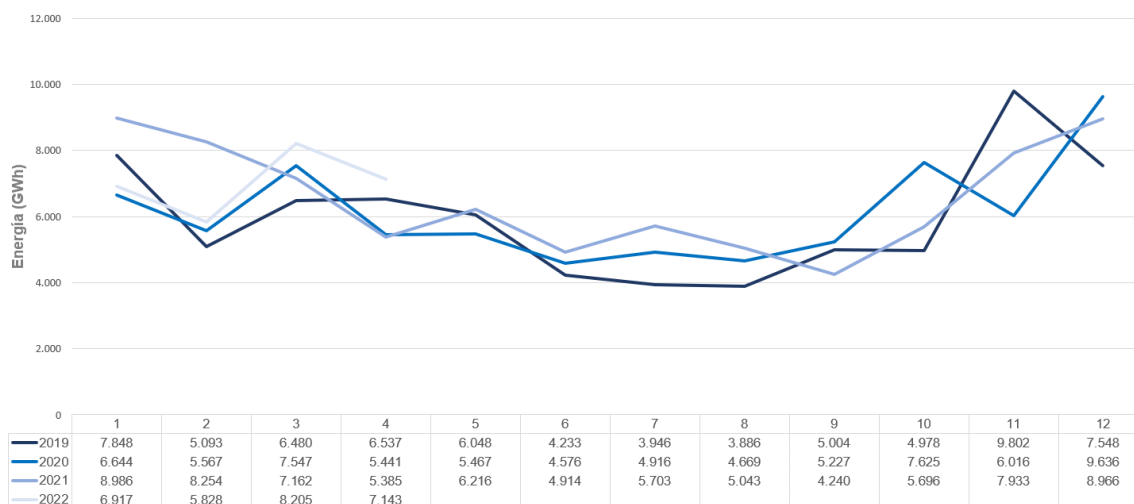


potencia a partir de la cual una central hidroeléctrica se puede clasificar como “mini”, el IDAE (2006) establece en límite en los 10MW, de acuerdo con lo aceptado por la Unión de Productores de Electricidad (UNIDEPE).

Continuando con la clasificación, se encuentran las centrales de generación eólica. Estas tecnologías generan electricidad a partir de la energía cinética del viento. Concretamente, las palas o hélices situadas en lo más alto de los generadores giran en torno a un eje horizontal que actúa sobre un generador (FORO NUCLEAR, 2020). Estas fuentes de generación, además, no emiten ningún gas contaminante y, como adelanta ENERGÍA Y SOCIEDAD (2021d), se trata de una de las primeras fuentes renovables en alcanzar un elevado grado de madurez, postulándose como una de las tecnologías que mayor contribución aportará en el futuro del abastecimiento energético. Sin embargo, a pesar de tratarse de instalaciones puramente renovables, producen cierto impacto visual ocasionado por los denominados parques eólicos -grandes alineaciones de numerosos aerogeneradores-. Y, además, presentan limitaciones en su producción puesto que, como presenta FORO NUCLEAR (2020), su funcionamiento depende del rango de velocidades alcanzadas por el viento, así como de la intermitencia de este, no garantizándose, por tanto, que exista el total de potencia disponible ni el abastecimiento en horas de altas demandas.

En relación con este último, la intermitencia de esta tecnología se ve plasmada no solo en las diferentes horas del día, sino también en los diferentes meses del año. Como se observa en la siguiente figura, en los meses de invierno, es decir, en enero y febrero así como en noviembre y diciembre, la energía generada con esta tecnología es sensiblemente mayor en invierno pues generalmente coincide con condiciones meteorológicas más ventosas -generándose un pequeño valle en el centro del gráfico coincidiendo con los meses de verano donde habitualmente la intensidad del viento produce una generación menor de energía eólica-.

**Figura 9: Crecimiento anual de la energía eólica mensual (2019 - abril 2022)**



*Fuente: Datos OMIE – Elaboración propia*

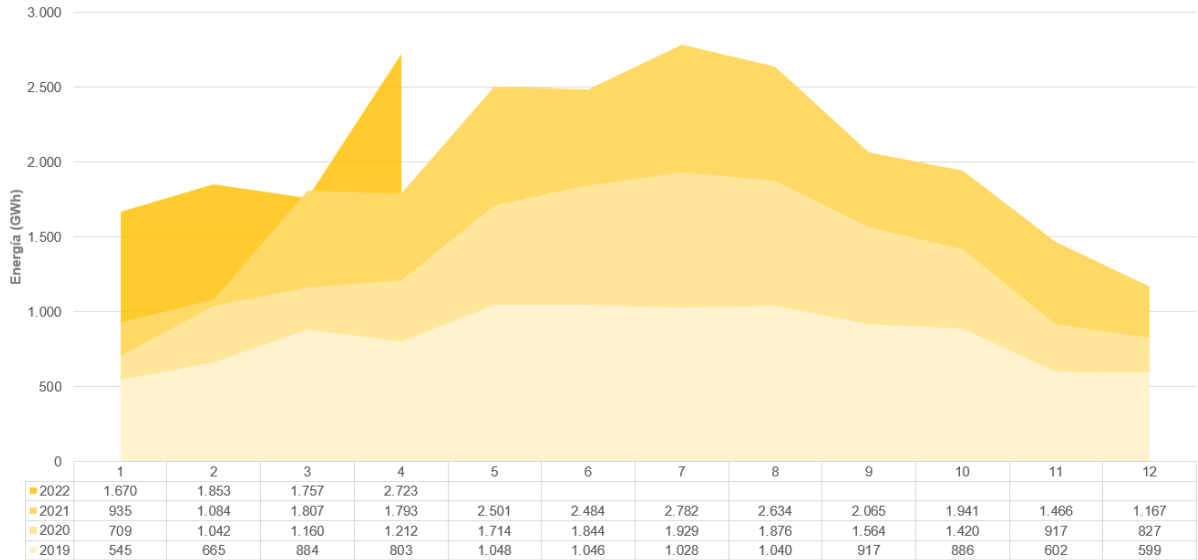
Otra fuente renovable de gran importancia es la generación solar, representando casi un 10% de la generación a nivel peninsular -ver *Figura 7-*. Existen, fundamentalmente, dos tipos de instalaciones: la generación solar térmica y la solar fotovoltaica. La primera de ellas, obtiene la energía eléctrica con el calentamiento de un determinado fluido gracias a la energía extraída directamente del Sol (ENDESA, 2022). Por otro lado, de la energía solar fotovoltaica se obtiene energía eléctrica a través de la interacción de la radiación solar con las células fotovoltaicas presentes en los paneles solares. Se trata de una de las principales fuentes de energía renovable debido a que proviene de una fuente inagotable como es el Sol y, además, es una energía plenamente sostenible por no darse ningún tipo de emisión de dióxido de carbono a la atmósfera (ENDESA, 2022).

Tanto la energía eólica como la solar fotovoltaica ENDESA (2022), presentan como gran inconveniente, que la energía generada debe ser vertida a la red de forma inmediata, debido a la incapacidad de estas centrales para almacenar la energía generada. Sin embargo, las solares térmicas habitualmente van ligadas a un sistema de almacenamiento de calor con sales fundidas, por lo que sí presentan cierta capacidad de regulación aprovechamiento.

El siguiente gráfico muestra que la tecnología solar fotovoltaica se complementa muy bien con la eólica, puesto que los meses de mayor producción eléctrica se

corresponde con los meses de verano con mayor cantidad de días despejados y mayor irradiación por la mayor altura solar en el horizonte.

**Figura 10: Crecimiento anual de la energía solar fotovoltaica (2019 - abril 2022)**



*Fuente: Datos OMIE – Elaboración propia*

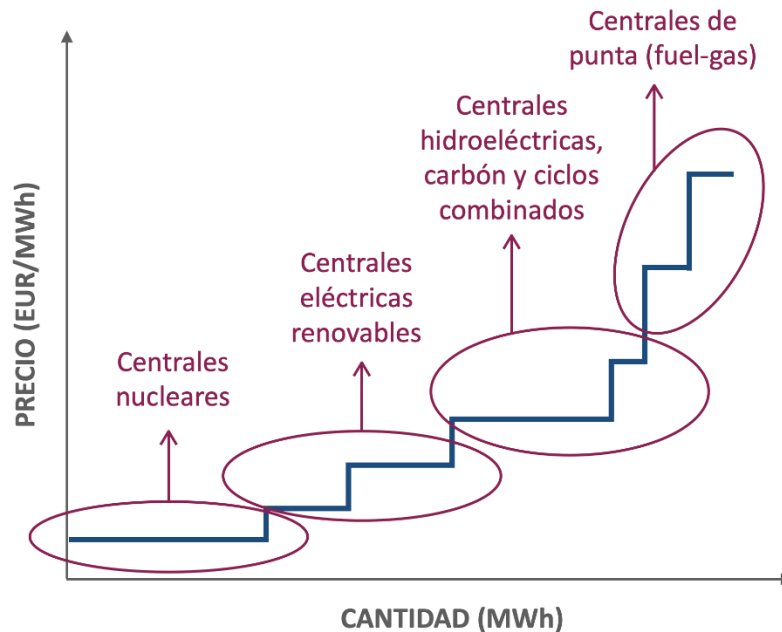
Las centrales de biomasa son de funcionamiento similar a las termoeléctricas, pues generan electricidad a partir de un proceso de combustión, aprovechando la energía química que se encuentra contenida en la biomasa (ENEL X, 2022). Según la definición de la Especificación Técnica Europea CEN/TS 14588, la biomasa es “*todo material de origen biológico excluyendo aquellos que han sido englobados en formaciones geológicas sufriendo un proceso de mineralización*”, incluyéndose, por tanto, “*la materia de origen vegetal y los materiales que proceden de su transformación natural o artificial*”. En ese sentido, cabe preguntarse si la combustión que en estos procesos tiene lugar, acarrea la emisión de gases de efecto invernadero. Establece IMARTEC ENERGÍA (2014) que la combustión en esta tecnología tiene un balance neutro de dióxido de carbono, por lo que no contribuye al aumento del efecto invernadero porque, a pesar de darse una combustión de la biomasa, el CO<sub>2</sub> generado ya forma parte de la atmósfera actual (párr. 5).

#### 2.3.4. El papel de las tecnologías en la fijación del precio de mercado

Una vez analizadas las características de cada una de las tecnologías, se puede volver, por tanto, a la pregunta inicial: ¿cómo afecta cada una de las tecnologías a la fluctuación de los precios de la electricidad?

Como se mencionaba en el apartado referente a la formación de precios en el sector eléctrico, la curva de la oferta, es decir, de la venta de energía, estará formada por diferentes escalones reflejando las ofertas de precio -basado en su coste de oportunidad- y cantidad de energía de cada una de las tecnologías.

**Figura 11: La curva de venta de electricidad**



*Fuente: ENERGÍA Y SOCIEDAD (2021c), ESCAMILLA PEREJÓN (2021) – Elaboración propia*

En primer lugar, ofertando precios muy baratos -en ocasiones, precio cero- se suele encontrar las centrales nucleares, puesto que funcionan de manera continuada todos los días del año. En ese sentido, a estas centrales les sale más económico “regalar” la energía producida que parar su generación, por tanto, no tienen opción de aumentar o disminuir su producción en función de la demanda del mercado (ESCAMILLA PEREJÓN, 2021). Además, el coste de oportunidad de producir electricidad en su caso es muy bajo, ya que en caso de no generar electricidad, no tienen opción de vender su combustible (MUÑOZ

BARRIOS, 2021), por consiguiente, a pesar de tener costes fijos altos, a estas tecnologías les sale incluso rentable poner precios cero o negativos. También las centrales mini hidroeléctricas se suelen posicionar en este tramo de la curva, pues habitualmente ofertan a precio cero o a su coste variable de operación, que normalmente es muy bajo, con lo que su energía siempre se casa pues de lo contrario se vertería.

En un segundo nivel, se podría clasificar a la mayoría de las centrales de energía renovable, como la energía eólica o solar. Dado que estas no suelen tener capacidad de almacenamiento, buscan vender siempre su energía para que esta no se desperdicie, por lo que ofertan unos precios bajos que les permita, al mismo tiempo, cubrir los costes de mantenimiento.

En tercer lugar, en cuanto a precio y cantidad ofertada, entrarían las centrales hidráulicas. A pesar de formar parte del grupo de las energías renovables, pueden gestionar sus recursos almacenando el producible hidráulico. Por tanto, el coste de oportunidad de esta tecnología es mayor y, por lo general, suelen posicionarse para conseguir el mejor precio posible. Además, gracias a la mencionada capacidad de almacenamiento pueden esperar a que el precio en el mercado sea mayor para poder ofertar a mayores precios (ENERGÍA Y SOCIEDAD, 2021c). Asimismo, en este mismo escalón, se posicionarían los ciclos combinados y las centrales térmicas de carbón. Como explica ESCAMILLA PEREJÓN (2021), a pesar de tener un tiempo muy bajo de puesta en marcha de la tecnología, los costes del combustible, carbón y gas natural utilizado para la generación de electricidad son muy elevados y varían mucho<sup>21</sup>, lo que determina que los precios ofertados sean tan altos. Además, hay que adicionar a sus costes de generación, los costes de emisión de CO<sub>2</sub> que penalizan su funcionamiento con objeto de dar prioridad a la generación de tecnologías más limpias.

Por último, en lo más alto de la curva de venta de electricidad, se posicionan las denominadas centrales de punta, es decir, aquellas que entran en acción cuando se dan “puntas” en el consumo o grandes picos de demanda. Se suelen caracterizar por ser

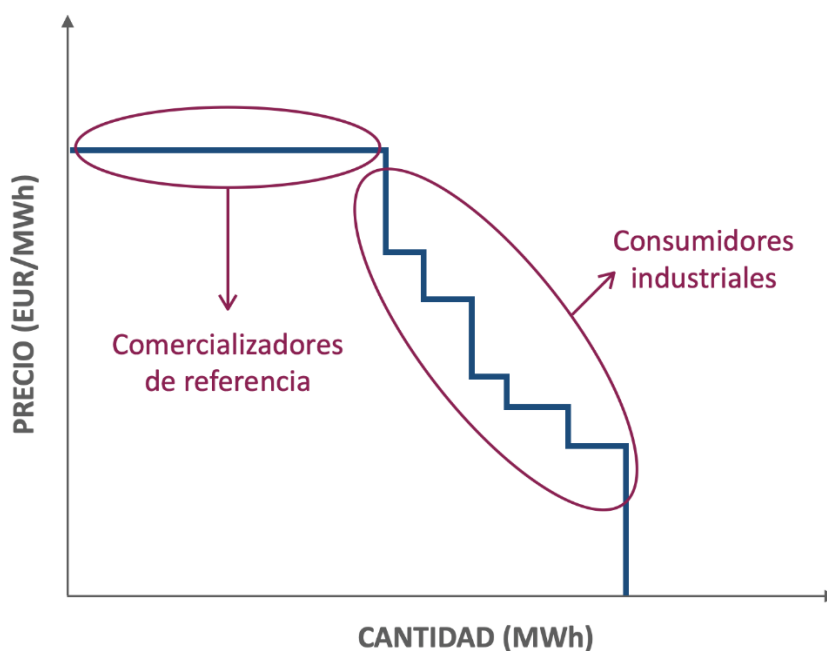
---

<sup>21</sup> Además, otro factor que hace aumentar el precio de la producción de electricidad en estas tecnologías son los elevados costes de derecho de emisión de dióxido de carbono. Como bien explica GIRÁLDEZ (2021) estos derechos de emisión suponen unos costes para la empresa por la emisión de CO<sub>2</sub>.

tecnologías “de respuesta rápida” y con capacidad para “entrar en servicio o ser desconectadas cuando el operador del sistema lo requiera” (ESCAMILLA PEREJÓN, 2021, párr. 17).

Por otro lado, entra en juego la curva de la demanda de energía, es decir, la curva de compra. Esta curva se forma a partir de la necesidad de energía de los consumidores, esto es, de su demanda a lo largo de un día. ENERGÍA Y SOCIEDAD en el Manual de la Energía (2021c) explica que esta demanda depende de dos principales factores: por un lado, si el día es laborable o si es fin de semana o festivo y, por otro lado, las condiciones ambientales y, con ello, la estacionalidad.

**Figura 12: La curva de compra de electricidad**



*Fuente: ENERGÍA Y SOCIEDAD (2021c) – Elaboración propia*

Cabe mencionar que, al igual que ocurre con la curva de la oferta, la curva de la demanda puede ser desglosada en dos principales escalones en función del tipo de consumidor que oferta la compra de cierta cantidad de energía (ENERGÍA Y SOCIEDAD, 2021c). Por un lado, en lo más bajo de la curva se encuentran aquellos consumidores que no están dispuestos a pagar cualquier precio por la electricidad. Suelen ser consumidores

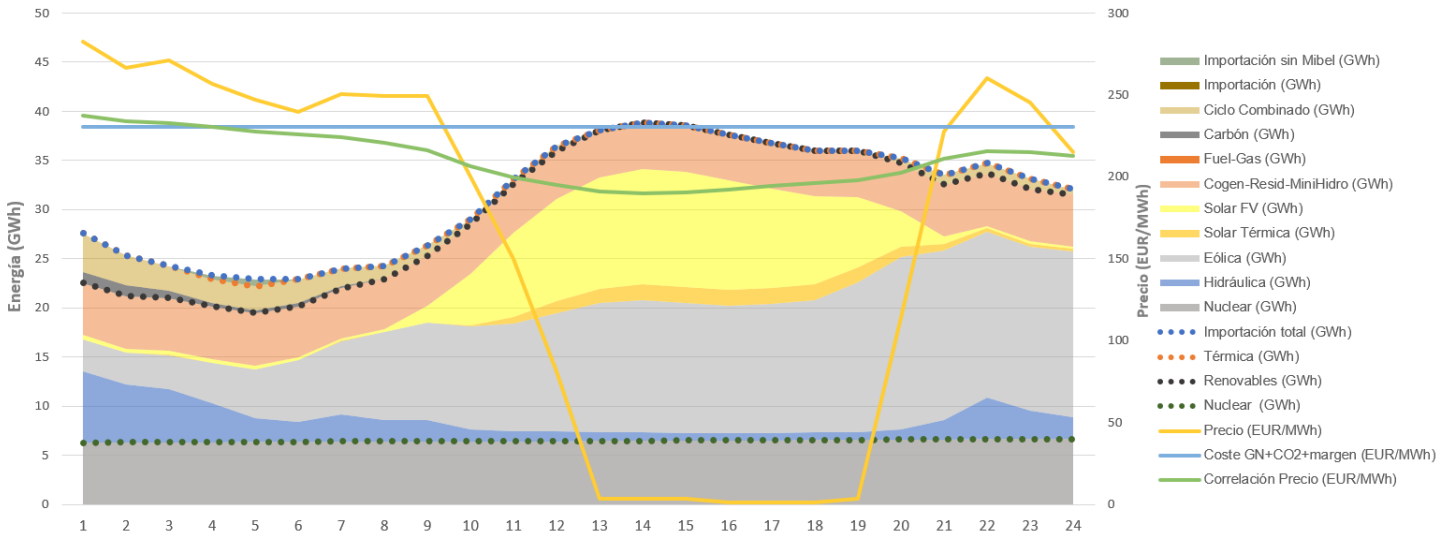
industriales que tienden a consumir esta energía cuando se está en un período de precios bajos en el mercado. Es decir, estos consumidores “*tienen la posibilidad de adaptar su consumo a los precios del mercado*” (p. 208). Por otro lado, en lo más alto de la curva, se suelen encontrar los denominados “comercializadores de referencia” y demás comercializadores que sí están dispuestos a pagar el máximo precio<sup>22</sup> para asegurar, de este modo, que sus clientes podrán consumir la cantidad de energía que demandan, y asegurar su abastecimiento.

Una vez entendido el comportamiento de cada tecnología y cómo estas se posicionan dando lugar a un precio en un determinado tramo horario dentro del mercado diario, cabe traer a colación un ejemplo práctico. Gracias a los miles de datos descargados de OMIE, en este estudio se ha podido llevar a cabo la elaboración de un *dashboard* en Excel, recogiendo la información diaria de la energía generada por cada tecnología, así como el precio casado para cada tramo horario – ver *Anexo 4. Dashboard: Energía horaria por tecnología (MIBEL)*. Como previamente se ha mencionado, un factor clave que hace fluctuar la curva de la demanda es el día de la semana, pudiendo destacar que durante los fines de semana, por lo general, la demanda es mucho menor. Sabido esto y teniendo en cuenta los efectos de las tecnologías para la determinación del precio de la electricidad, se puede destacar lo ocurrido el pasado domingo, 10 de abril de 2022. A través de este ejemplo se muestra, el poder de los ciclos combinados de gas -situados, como se ha visto, en los “escalones” más altos dentro de la curva de la oferta- sobre los precios de la electricidad, y cómo es esta tecnología la que en muchas ocasiones margina, ya sea de manera directa o indirecta.

---

<sup>22</sup> Este comportamiento en la demanda era más claro cuando el límite de precio se encontraba en 180 EUR/MWh. Sin embargo, a pesar de lanzar ofertas de compras a un muy alto precio, finalmente, dado que el mercado eléctrico es de naturaleza marginalista, pagarán el precio de casación obtenido por el cruce de las curvas de oferta y demanda.

**Figura 13: Energía horaria por tecnología (MIBEL) - Ejemplo 10 de abril**



Fuente: Datos OMIE – Elaboración propia

Este día concretamente destacó por la existencia de mucho viento a lo largo de todo el día, y abundante sol. Sin embargo, lo que llama más la atención es que a partir del mediodía, los ciclos combinados de gas dejaron de generar, lo que supuso el desplome de los precios a partir de ese tramo horario, incluso llegando casi a alcanzar un precio cero en los siguientes siete tramos -como muestra la siguiente tabla-.

**Tabla 3: Tecnología marginal, energía horaria por tecnología (GWh), precio de casación horario (EUR/MWh) - Ejemplo 10 de abril**

Tec marginal	HI	RE	HI	HI	HI	HI	HI	HI	RE	RE	RE	RE	RE	RE	RE	RE	RE	RE	RE	RE	RE	RE		
EUR/MWh	282	266	271	257	247	240	250	250	200	150	81	4	4	4	1	1	1	4	114	228	260	246	215	
MIBGAS	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	
TCC (GWh)	3,9	3,0	2,4	2,4	2,4	2,4	1,8	1,3	1,1	0,5	0,5	0,5							0,5	1,0	1,1	1,1	0,5	
HI	7,3	5,8	5,4	4,0	2,4	2,1	2,7	2,2	2,1	1,2	1,0	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	1,0	2,0	4,2	2,8	2,2
RE	5,3	5,3	5,4	5,3	5,3	5,2	5,1	5,1	5,2	5,0	5,0	4,9	4,8	4,7	4,7	4,7	4,5	4,6	4,7	4,9	5,2	5,3	5,3	5,3
NUC	6,3	6,3	6,3	6,3	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,6	6,6	6,6	6,6	6,7	6,7	6,7
TER Carbón	1,1	1,1	0,8	0,3	0,3	0,3	0,2	0,1																
EOL	3,2	3,3	3,5	4,1	5,0	6,2	7,5	8,9	9,9	10,5	10,9	12,1	13,1	13,5	13,3	12,9	13,2	13,4	15,3	17,5	17,2	16,9	16,7	16,9
SOL term	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,7	1,2	1,4	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,4	1,1	0,6	0,4	0,3
SOL FV	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,2	0,3	1,7	5,2	8,6	10,4	11,4	11,7	11,7	11,2	10,1	9,0	7,2	3,6	0,8	0,3	0,2	0,2
Import																								
Import sin Mib				0,4	0,7																			
Energía Total (GWh)	28	25	24	23	23	23	24	24	26	29	33	36	38	39	39	38	37	36	36	35	34	35	33	32

Fuente: Datos OMIE – Elaboración propia



Se refleja, por un lado, el decrecimiento notable en el precio de la electricidad para esos tramos -marcado en el recuadro rojo de la tabla-, pasándose de alcanzar casi los 300 EUR/MWh para las primeras horas del día a rozar los 0 EUR/MWh. Y aprecia asimismo cómo para esas horas, la actividad de los ciclos combinados es nula -marcado en el recuadro verde de la tabla-.

Se concluye, por tanto, a partir de este caso concreto, cómo los ciclos combinados de gas natural son agentes clave en la determinación de los precios. Esto es debido fundamentalmente a que, las centrales hidráulicas regulables y las centrales de bombeo, debido a su flexibilidad y su alta gestionabilidad, ofertan su energía a coste de oportunidad. Por tanto, en el momento que la actividad de los ciclos combinados -que son tecnologías que ofertan precios bastante o muy elevados- desaparece por menor demanda y por la presencia de altas cantidades de energía renovable, a las centrales hidráulicas con regulación no les interesa ofertar precios bajos -es algo que se pueden permitir, dada su capacidad de almacenamiento-. Es entonces cuando, dado que se trata de un día con poca demanda por ser fin de semana, acompañado de viento y cielos despejados, la demanda es totalmente cubierta por tecnologías renovables, como la eólica, solar, nuclear y otras acogidas al régimen especial.

### 3. LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Otro de los asuntos de gran actualidad en relación con el sector eléctrico es, por un lado, la transición energética y, con ella, la búsqueda de la sostenibilidad dentro del sector eléctrico. Y, por otro lado, la dependencia energética en nuestro país, problema derivado principalmente de la falta de petróleo y gas natural en nuestro territorio. Son asuntos que forman parte de las agendas de actuación política de los gobiernos de todo país, incluido España.

#### 3.1. Definición y marco regulatorio

En primer lugar, cabe mencionar en qué consiste el término de “transición energética”. GARRETT (2022) lo define como “*el conjunto de cambios en los modelos de producción, distribución y consumo de energía para hacerlos más sostenibles*” (párr. 2). Como bien explica la misma autora, el principal objetivo es el paso de un sistema sostenido fundamentalmente por la utilización de combustibles fósiles, a un sistema basado en fuentes de energía inagotables, es decir, energías renovables.

Estas fuentes fósiles acarrear grandes niveles de contaminación atmosférica y emisiones de gases de efecto invernadero. Es por eso que el principal objetivo de la transición energética es la “*descarbonización del sistema eléctrico*” (VIAFINA, 2022, párr. 5). Es decir, se busca un sistema basado en energías limpias de toda emisión de CO<sub>2</sub>, considerándose este asunto, a este respecto, una hoja de ruta para la lucha contra el cambio climático (BATALLA BEJERANO Y JOVÉ-LLOPIS, 2019), ya que es precisamente la combustión de fósiles como el petróleo, el carbón o el gas una de las principales causas del cambio climático (GARRETT, 2022).

En definitiva, FABRA PORTELA (2021) considera que esta transición es una oportunidad para estimular la economía del país y transformar el actual modelo productivo. En ese sentido, a nivel económico, la transición energética supondría una solución, puesto que la disminución en el consumo energético es sinónimo de reducción de costes y, al mismo tiempo, la transición supondría una mayor independencia que reduciría las grandes fluctuaciones en los precios (GARRETT, 2022).

En 2015, dentro del contexto de la transición energética y la lucha contra el cambio climático, tuvo lugar el Acuerdo de París. Este Acuerdo, suscrito por los líderes mundiales de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP21) abordó varios objetivos climáticos (NACIONES UNIDAS, 2016). Este tratado internacional promovió la reducción sustancial de las emisiones de gases de efecto invernadero<sup>23</sup> con el objetivo de topa el aumento de la temperatura global, e incluso instó a la revisión de los compromisos de cada país ofreciendo, además, financiación a aquellos países en desarrollo para poder hacer frente a los daños y efectos derivados del cambio climático.

Por tanto, los objetivos marcados por el Acuerdo de París de 2015 marcaron el inicio de la búsqueda de un sistema sostenible. Para superar los retos de degradación de medio ambiente y la lucha del cambio climático, en general, en el seno de la Unión Europea se introdujo el *Green Deal* (Pacto Verde Europeo), estableciendo como principales objetivos la desaparición de las emisiones netas de gases de efecto invernadero para 2050 (COMISIÓN EUROPEA, 2019). Precisamente con este mismo enfoque, actuando en consonancia con lo acordado en París, se aprobó en España la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética. Con esta Ley se pretende lograr la completa descarbonización de la economía en nuestro país y la transición a un sistema en el que se abogue por un uso racional de recursos, adaptándose, por tanto, a los efectos del cambio climático (NOTICIAS JURÍDICAS, 2021).

Pero, además, España como Estado miembro de la Unión Europea y, de nuevo, con el fin de cumplir los objetivos marcados en el Acuerdo de París, aprobó en 2019 el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), como herramienta de cuantificación de las contribuciones del país a la consecución de dichas metas (AELEC, 2020). Este plan fue aprobado por el Consejo de Ministros, con el fin de hacerlo llegar a la Comisión Europea. Formaba parte del Marco Estratégico de Energía y Clima, que incluía también el anteproyecto de ley de la ya promulgada Ley 7/2021, marcando una hoja de ruta para 2021-2030. Los principales resultados a obtener, tal y como se establece en el artículo

---

<sup>23</sup> Si bien es cierto que, uno de los primeros protocolos en materia de reducción de emisiones y cambio climático fue el Protocolo de Kyoto, aprobado en 1997, aunque su ratificación se dio, finalmente, en 2005. Con él, numerosos países a nivel mundial se comprometieron a promover la reducción de emisiones durante el período de 2008-2012, con respecto a sus emisiones en el año 1990.

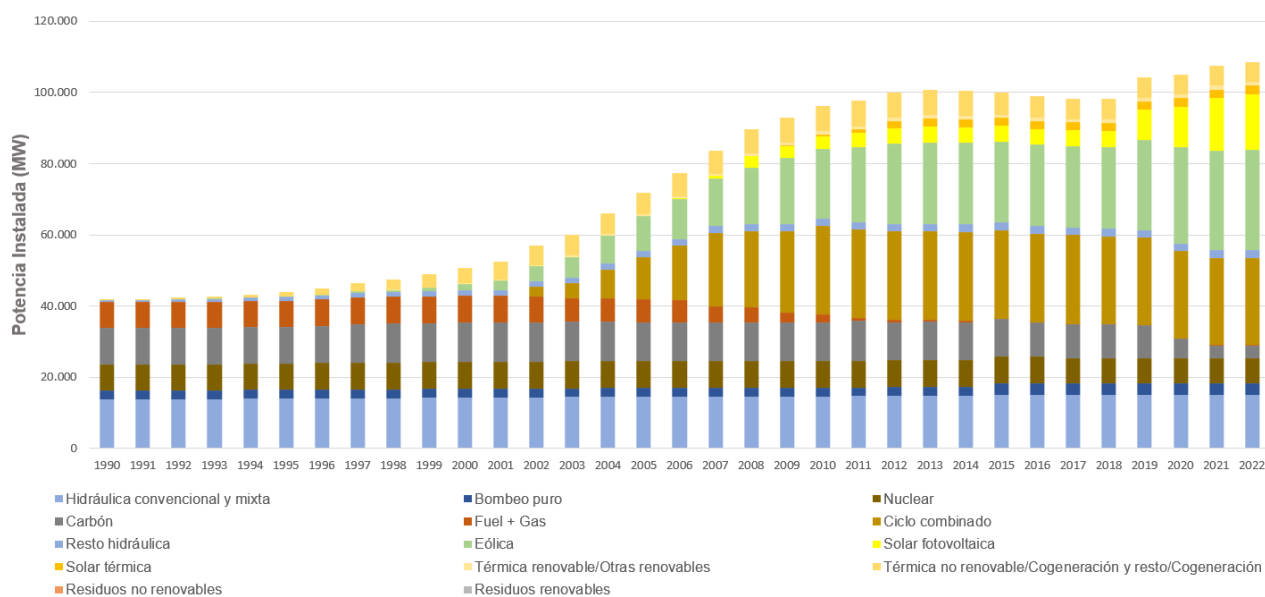
web de La Moncloa (2019) dedicado a PNIEC son, entre otros: la mejora en los efectos macroeconómicos, la mejora en el empleo, el beneficio a los consumidores - especialmente los colectivos más vulnerables-, la reducción de emisiones, el impulso a las renovables, la movilidad sostenible y la eficiencia energética.

### 3.2. La descarbonización y el desarrollo de las energías renovables

Todas estas iniciativas promulgadas desde las instituciones oficiales, con el fin de promover el proceso de transición energética, están trayendo cambios ya visibles a nivel nacional. En ese sentido, BATALLA BEJERANO Y JOVÉ-LLOPIS (2019) enumeran una serie de retos a los que se está enfrentando el sector eléctrico para promover el desarrollo de un sistema sostenible con la transformación del modo de producir y consumir electricidad, alejándose de toda emisión contaminante para la atmósfera. En ese sentido, los mismos autores plantean como reto más importante la descarbonización del sector.

En el siguiente gráfico de potencia instalada en España, puede observarse la entrada en servicio anual de nuevas instalaciones renovables.

**Figura 14: Evolución de la potencia eléctrica instalada en España peninsular (1999 - abril 2022)**



Fuente: Datos Red Eléctrica de España (REE) – Elaboración propia

La potencia instalada en España pasó de los 40 GW en 1990, a los 109 GW actuales a pesar del cierre de las centrales térmicas en los últimos años. Siendo, este último año, un 62,2% la potencia renovable, un 31,3% la térmica y un 6,5% la nuclear.

Además, el gran desarrollo de los ciclos combinados se produjo entre los años 2002 y 2010, al mismo tiempo que el de la energía eólica. Es de destacar, asimismo, el fuerte impulso en la construcción de plantas solares y parques eólicos desde 2019, como muestra la siguiente figura.

**Figura 15: Incremento de la potencia eléctrica instalada en España peninsular (1999 - abril 2022)**



*Fuente: Datos Red Eléctrica de España (REE) – Elaboración propia*

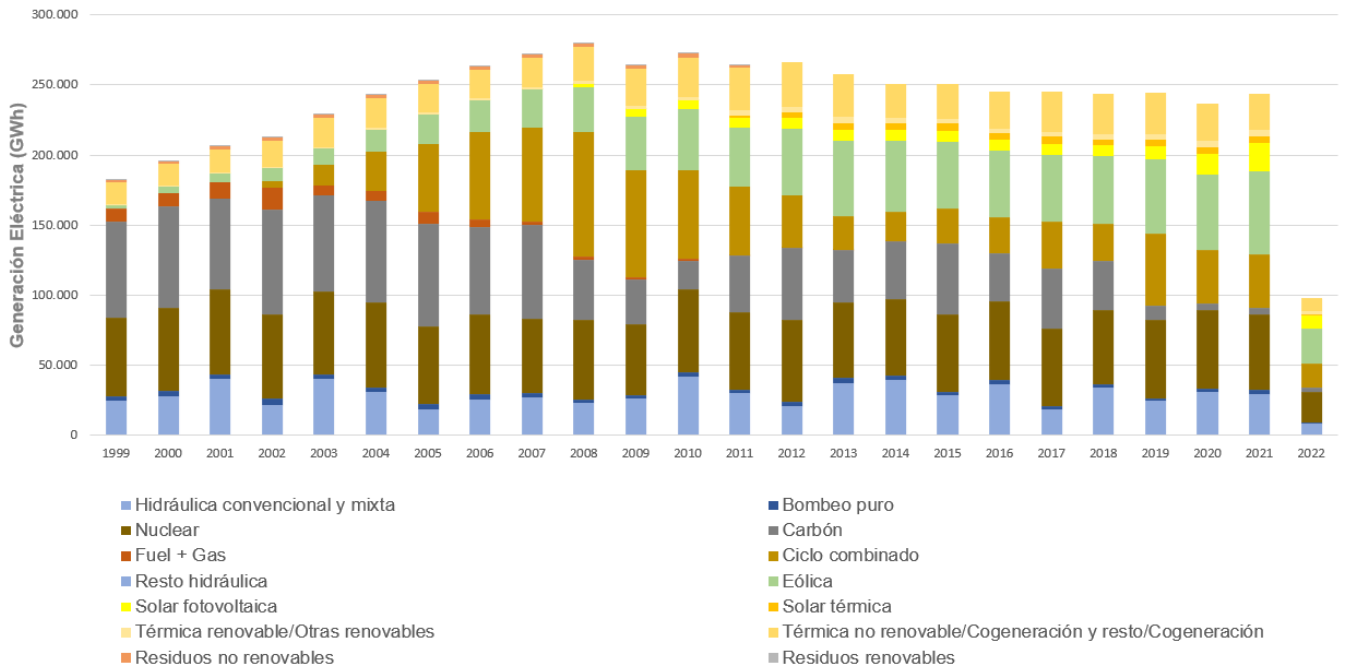
En ese sentido, entre los objetivos marcados en el PNIEC para 2021-2030, se encuentra la consecución de una cuota de renovables del 42% sobre la energía final consumida en España, para lo cual la contribución de las renovables en la *mix* eléctrico debiera alcanzar el 74% de la producción de la producción total en 2030 (REE, 2017).

Actualmente, existen en España, 109 GW de potencia instalada total -de ellos, 17 GW en centrales hidráulicas, 28 GW en parques eólicos y 18 GW en plantas solares-. A cierre de 2021, la generación renovable alcanzó un 49% de la generación eléctrica total,

por lo que se trata de un dato todavía relativamente lejos del objetivo del 74% para 2030 establecido por el PNIEC. Concretamente, para cumplir este objetivo, prevé el PNIEC una instalación de potencia eléctrica de 157 GW para 2030.

Asimismo, el cambio experimentado en el sector eléctrico se ha hecho notar con el paso “de una matriz de generación donde las energías renovables contribuían relativamente poco, a otro en el que estas se están consolidando como fuente de energía fundamentales” (BATALLA BEJERANO Y JOVÉ-LLOPIS, 2019, p. 180). Con los siguientes gráficos queda plasmada muy visiblemente esta evolución en el uso de tecnologías que generan grandes emisiones de toneladas equivalentes de CO<sub>2</sub> a tecnologías de generación con fuente de energía renovable, a pesar de que todavía se requiere un gran impulso inversor en las instalaciones renovables para cumplir con los objetivos marcados a nivel europeo.

**Figura 16: Evolución de la generación eléctrica en España peninsular (1999 - abril 2022)**

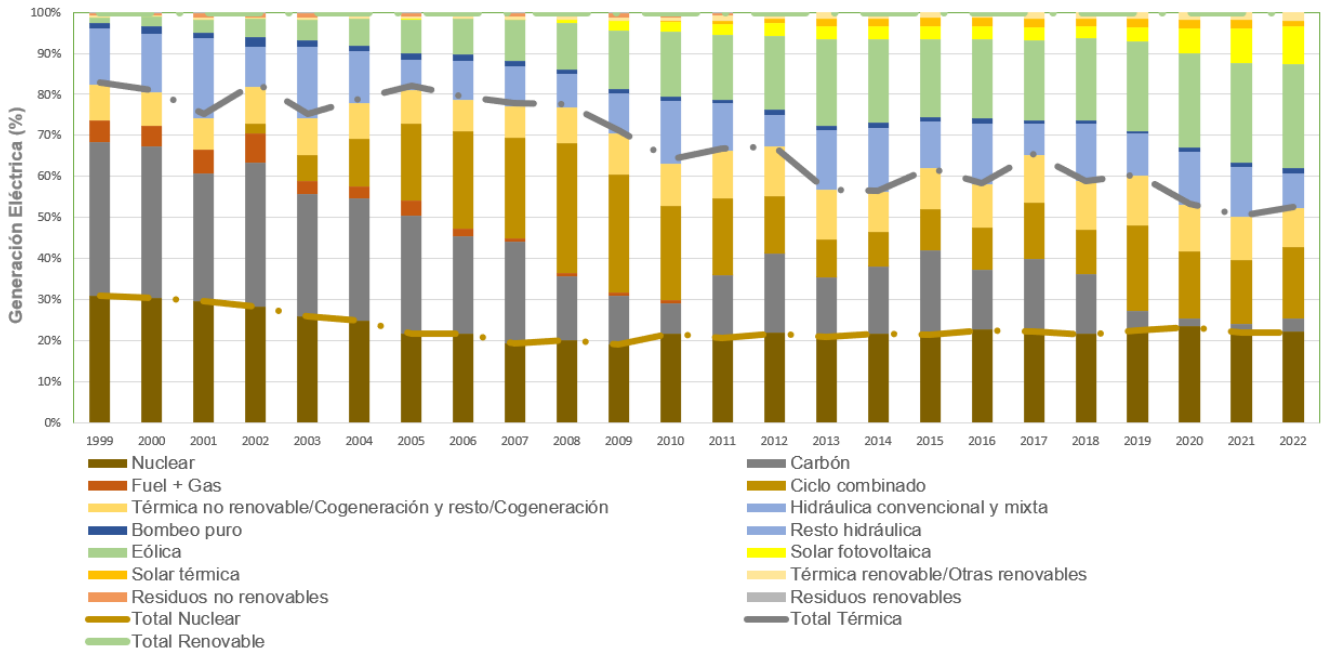


Fuente: Datos Red Eléctrica de España (REE) – Elaboración propia

A simple vista, en esta figura, se puede observar que de 1999 a 2008, la energía generada en España creció de forma sostenida. Sin embargo, a partir de 2008, coincidiendo con la gran crisis económica que tuvo lugar en nuestro país, comenzó la

reducción de la demanda y la generación de electricidad. Se comenzó entonces con políticas de eficiencia energética<sup>24</sup> y de desarrollo de energías renovables para transformar el *mix* o matriz de generación.

**Figura 17: Mix (%) de generación eléctrica en España peninsular (1999 - 2022)**



*Fuente: Datos Red Eléctrica de España (REE) – Elaboración propia*

Las centrales nucleares que, inicialmente, representaban un 30% de la generación total, han pasado en la actualidad a suponer un 22%. Por otro lado, las energías renovables que en 1999 suponían solo un 17%, han llegado a alcanzar en 2021 un 49% de la cuota total, demostrándose, en ese sentido, los grandes avances que seguimos dando en materia de sostenibilidad.

Por otro lado, la energía térmica se ha reducido de un 52% en 1999 a un 29% el pasado año. A este respecto, con la clausura de numerosas centrales térmicas en 2021 (IBERDROLA, 2021), el carbón pasó de 68 TWh a solo 5 TWh. Por su parte, los ciclos combinados que comenzaron su actividad en 2002, alcanzaron su máximo de producción en 2008 (89 TWh – ver *Figura 15*), después de un gran desarrollo en la construcción de

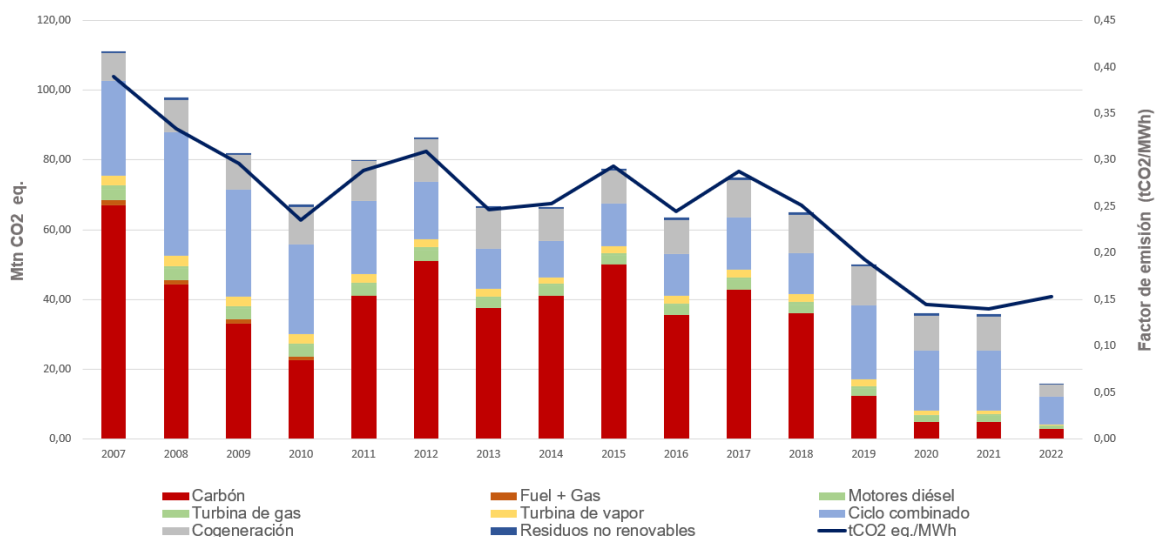
<sup>24</sup> Como, por ejemplo, el Plan de Ahorro y Eficiencia Energética (2008-2012) aprobado por el Gobierno, configurando una serie de políticas de ahorro y eficiencia energética.

centrales de esta tecnología. Además, la reducción de la demanda y el fuerte desarrollo de la energía eólica hizo que, en 2014, solo se generaran 21 TWh. Esta infrutilización de los ciclos combinados hizo que las empresas propietarias llegaran a plantearse la posibilidad de que muchos ciclos pudieran hibernarse. Sin embargo, el cierre de las plantas de carbón hizo que en 2019 aumentara de nuevo la producción de los ciclos combinados hasta los 51 TWh. Pero, esta generación se ha visto reducida de nuevo con el crecimiento de la generación eólica y solar desde 2020.

En definitiva, España -junto con numerosos países no solo pertenecientes a la Unión Europea, sino a nivel mundial- está inmersa en la consecución de los objetivos marcados por todos los protocolos de actuación celebrados en el contexto de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, así como de la lucha contra el cambio climático.

A este respecto, se ha podido analizar que, efectivamente, dentro del sector eléctrico se está dando un proceso de transición progresivo hacia un sistema sostenible alejado de toda emisión contaminante, gracias, en gran medida, a la reducción de uso de fuentes de generación de electricidad contaminantes. E incluso así lo muestran los datos.

**Figura 18: Evolución de emisiones equivalentes de CO<sub>2</sub> en España (2007 – 2022)**



Fuente: Datos Red Eléctrica de España (REE) – Elaboración propia



Se observa a simple vista en el gráfico que ha habido una importante reducción absoluta en emisiones de carbón. Por otro lado, la cogeneración se ha mantenido bastante estable, con un alto número de horas y combustibles de gas, preferentemente. El fuel, por su parte, ya comenzaba a ser residual en el 2007 -en todo caso, es una tecnología de respaldo de potencia, por lo que apenas entra a funcionar, debido a su alta naturaleza contaminante-. Las emisiones de los ciclos combinados parecen haberse ido reduciendo desde 2011, con la disminución de las horas de funcionamiento, dando prioridad a las energías renovables.

Además, se observa que las emisiones generales que se dieron en los años 2020 y 2021 fueron muy reducidas. Quizás, uno de los factores que contribuyó a este suceso fue el efecto que tuvo la pandemia del COVID-19 en la reducción de la demanda.

Sin embargo, el proceso de descarbonización dentro del sector eléctrico supone un gran desafío ya que todavía ciertas tecnologías con mucha presencia en la generación eléctrica emiten gases contaminantes a la atmósfera, y el coste para llevar a cabo dicha transición a través de la inversión en nuevas tecnologías es muy elevado (FABRA PORTELA, 2021). Por consiguiente, el proceso de cambio se está dando de manera muy progresiva.

#### 4. ANÁLISIS DE RIESGOS EN EL SECTOR ELÉCTRICO

Uno de los métodos más eficientes para prever posibles sucesos inesperados que puedan afectar de manera directa al correcto funcionamiento de una empresa o sector, es el análisis de riesgos. Este análisis permite mitigar los efectos y daños que posibles acontecimientos y fenómenos -ya sean económicos, sociales o incluso medioambientales, entre otros- puedan causar sobre el normal transcurso de la actividad de un determinado sector, pues permite la elaboración de diferentes medidas para frenar todo perjuicio en un momento previo a que este, efectivamente, tenga lugar.

En ese sentido, aplicar este análisis de riesgos al sector de la electricidad y, en concreto, a la fluctuación de los precios dentro del mercado mayorista, parece muy conveniente, puesto que, como también se analizará más adelante, los precios fijados en el mercado eléctrico son consecuencia de numerosas variables dependientes no solo de factores internos del propio sector, sino que también se pueden ver afectados por otros muchos factores externos que no están bajo el control de los agentes participantes.

Por tanto, la estructura a seguir para llevar a cabo este análisis es la siguiente:

- Riesgo: cuáles son esos daños potenciales que pueden poner en riesgo la actividad normal del sector.
- Descripción: en qué consisten esos sucesos perjudiciales para el sector y de qué manera podrían afectar.
- Probabilidad: en una escala del 1 al 5 (siendo el 1 la puntuación mínima y 5 la máxima), cuál es la probabilidad de que esos riesgos ocurran.
- Impacto: en una escala del 1 al 5 (siendo el 1 la puntuación mínima y 5 la máxima), una vez ocurrido dicho suceso, en qué medida podría afectar al sector.
- Prioridad: a partir del producto de la probabilidad y el impacto, se establece un baremo que determina la prioridad con la que esos daños, derivados de los riesgos ya acontecidos, deben ser mitigados.
- Medidas: qué decisiones deben ser tomadas dentro del sector para, bien reducir los daños producidos, o bien evitar que esos sucesos tengan lugar reduciendo al máximo el riesgo.

Tras haber realizado un análisis de todos los posibles riesgos que se pueden dar en el sector, se han seleccionado los siguientes:

**Tabla 4: Análisis de riesgos en el sector eléctrico**

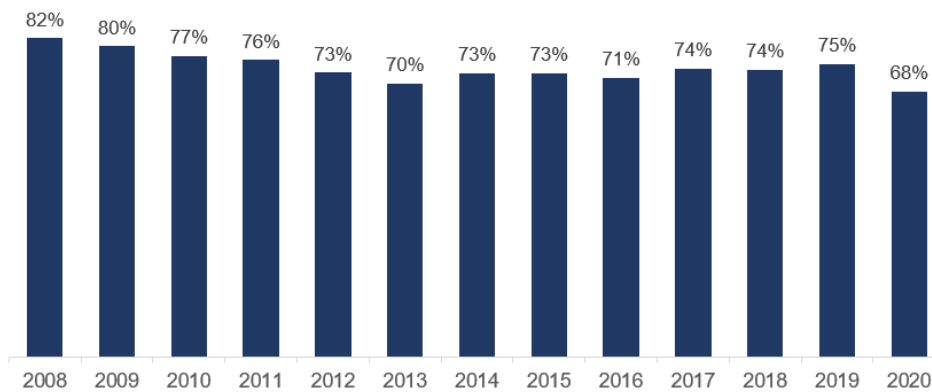
Riesgo	Descripción	Probabilidad (1-5)	Impacto (1-5)	Prioridad (Prob · Imp)	Medidas
<b>Dependencia energética</b>	Falta de suministro para abastecer la demanda	4	5	20	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sustitución por renovables</li> <li>- Acuerdo con otros países con mayor estabilidad política</li> </ul>
<b>Desajuste en la oferta y la demanda</b>	Momentos de producción escasa en comparación con la demanda requerida, y viceversa	4	3	12	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tope del precio máximo del gas natural – ciclos combinados</li> <li>- Sistemas de almacenamiento de energía</li> </ul>
<b>Falta de puntos de conexión</b>	Insuficiente capacidad de evacuación de la energía con las redes existentes	3	3	9	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sistemas de almacenamiento de energía</li> <li>- Mayor desarrollo de red</li> <li>- Energía distribuida</li> </ul>

*Fuente: Elaboración propia*

#### **4.1. La dependencia energética**

En España, la dependencia energética es uno de los principales riesgos asumidos en el sector eléctrico. La escasez de recursos energéticos -especialmente, combustibles fósiles- en nuestro país es más que evidente, por lo que, la cantidad de energía primaria que se importa desde otros países para poder abastecerse y satisfacer la demanda es muy elevada (WTW UPDATE, 2022). Los datos más actualizados muestran que para todos los sectores de la economía española, el grado de dependencia energética del exterior se situó en el 68% para 2020, un porcentaje muy elevado que demuestra esta falta de recursos.

**Figura 19: Grado de dependencia energética en España (2008 - 2020)**



*Fuente: Datos Eurostat – Elaboración propia*

El gran riesgo que se asume con este grado tan elevado de dependencia energética es la inestabilidad en el suministro. Es decir, dado que la importación de energía se lleva a cabo a través de un acuerdo entre dos partes, se pueden dar muchas alteraciones que puedan provocar la falta de suministro al país y, por tanto, la incapacidad para abastecer la demanda del consumo interno. El gran ejemplo, en este sentido, se está viviendo actualmente con la invasión rusa de Ucrania. Uno de los grandes daños colaterales que está provocando este conflicto bélico es, precisamente, la inestabilidad en el suministro de energía al resto de países de Europa, ya que Rusia es uno de los mayores exportadores de energía y combustible, no solo a nivel europeo, sino también a nivel mundial.

El gran poder de Rusia en esta materia es más que evidente, llegando a representar las importaciones desde este país a la Unión Europea, según los datos de Eurostat, casi un tercio del total de las importaciones. Y, en ese sentido, esta inseguridad en el suministro es, tal y como define MARZO CARPIO (2022), el “talón de Aquiles” de la Unión Europea, pues la dependencia de ciertos mercados de aprovisionamiento como el ruso es tal, que todos los Estados miembros, incluido España, están totalmente sujetos a este tipo de tensiones geopolíticas.

También, las últimas tensiones de este mes de junio entre España y Argelia pone en claro riesgo el suministro desde el país norteafricano, tras haberse anunciado la suspensión del Tratado de Amistad, Buena Vecindad y Cooperación y haberse congelado todo tipo de actividad de comercio exterior con nuestro país. Sin embargo, el Gobierno

de España ha anunciado recientemente que el suministro de gas, por el momento, no corre ningún peligro porque el contrato firmado es de larga duración, por lo que esta ruptura en las relaciones de los dos países no va a afectar aparentemente al sector eléctrico (EL ESPAÑOL, 2022).

Como medidas para evitar este riesgo se puede proponer, por ejemplo, acelerar el proceso de la transición energética, impulsando la sustitución de los combustibles fósiles que son importados por un mayor número de fuentes de energía renovable. Sin embargo, la puesta en marcha de esta medida no es factible a corto plazo. Otra medida que puede traer mayor estabilidad al suministro energético en España, dado su importante número de instalaciones de regasificación a lo largo de toda su costa, es comenzar a importar más gas natural licuado (GNL) y, por tanto, establecer acuerdos con países exportadores que gocen de una mayor estabilidad política<sup>25</sup>, como Estados Unidos. Esta opción trae una solución a corto plazo, sin embargo hace subir los precios de la energía considerablemente, por ser el transporte del GNL más caro.

#### **4.2. Desajuste en la oferta y la demanda**

La descarbonización del sector eléctrico implica, como se ha explicado anteriormente, la necesidad de un gran desarrollo de las fuentes de energía renovables, como la solar fotovoltaica y la eólica. Estas dos tecnologías son intermitentes y no gestionables y, a pesar de que se compensan parcialmente en las diferentes estaciones y horas del día -también junto a la energía hidroeléctrica-, seguirá habiendo siempre momentos en que la producción sea muy escasa en comparación con la demanda requerida, siendo necesaria, inevitablemente, la firmeza de plantas de combustibles fósiles.

Pero también puede ocurrir todo lo contrario, con excesos de energía, especialmente solar, por coincidir su potencia máxima en el mediodía solar en la mayor parte de España, pudiendo producirse, por tanto, vertidos de energía o limitaciones de evacuación de las líneas eléctricas existentes (ENERGÍA Y SEGURIDAD, 2021). Esto puede provocar que el

---

<sup>25</sup> Un indicador de posibles riesgos políticos y financieros es el índice riesgo-país y mide, además, las probabilidades de incumplimiento de las obligaciones financieras de cualquier país (ENCICLOPEDIA ECONÓMICA, 2021).

precio de la energía solar lleve el precio de la generación a cero o, incluso, a precios negativos, haciendo inviable la inversión y el crecimiento de este tipo de tecnología.

Algunas medidas para mitigar este riesgo podrían ser, tal y como prevé el PNIEC, la construcción de centrales de bombeo o centrales de almacenamiento de energía en baterías, que aprovecharían el diferencial de precios entre los momentos de precios cero del mediodía y los altos precios nocturnos, lo que contribuiría al aplanamiento de la curva elevando los precios del mediodía y desplazando a las tecnologías más caras en las horas punta de la tarde-noche.

#### **4.3. Falta de puntos de conexión**

El gran desarrollo de plantas solares y parques eólicos en todo el país y, especialmente, en las zonas de alto recurso, ha provocado una proliferación de solicitudes de puntos de conexión, haciendo que las empresas transportistas no tengan suficiente capacidad de evacuación de la energía con las redes existentes. En ese sentido, se prevé que las empresas transportistas saquen a concurso los puntos de conexión disponibles (VIAFINA, 2021). En todo caso, sería necesario repotenciar las líneas eléctricas o crear otras nuevas, pues no son coincidentes las zonas de centrales de generación térmica en proceso de cierre con las zonas de recurso solar, eólico o de almacenamiento por bombeo.

Todo ello hace pensar en la necesidad de que la energía se genere en los sitios donde se consume, es decir, de acuerdo con el concepto de energía distribuida, que la generación y gestión de esa energía se dé de manera descentralizada (FUTUREENERGY, 2018). De esta manera, se podría fomentar el autoconsumo con la instalación de placas solares y almacenamientos de baterías en edificios de viviendas, especialmente, en las unifamiliares.

## 5. ANÁLISIS CUANTITATIVO: ESTIMACIÓN DE PRECIOS

Como parte del análisis cuantitativo a realizar en el trabajo, se ha llevado a cabo un estudio acerca de cuáles son los factores que afectan principalmente al precio de la electricidad en nuestro país. A través de la técnica de la regresión lineal múltiple, se han definido una serie de variables independientes como principales componentes del precio final, la variable dependiente.

El proceso de modelización de la variable dependiente del precio de la electricidad como combinación de las diferentes variables independientes del mercado se ha elaborado con la herramienta de Excel, *Data Analysis*.

### 5.1. Modelo estimación de precios: regresión lineal múltiple

El primer gran paso que se ha realizado para la elaboración del modelo ha sido la selección de las variables que intervendrían. En ese sentido, el principal objetivo es determinar qué variables son las que están más relacionadas con la variable resultado y, para ello, se ha estudiado el coeficiente de determinación ( $R^2$ ), que permite establecer el grado de correlación entre las variables dependientes con la dependiente. Un buen modelo tiene un valor de  $R^2$  muy cercano a la unidad, que es sinónimo de un muy buen ajuste.

A partir de un proceso de prueba y error para obtener un buen coeficiente de determinación, se han seleccionado, finalmente, las siguientes variables:

*Tabla 5: Variables del Modelo*

Variable dependiente	Precio de la electricidad (EUR/MWh)
Variable dependiente 1	Hora
Variable dependiente 2	Coste gas natural – MIBGAS (EUR/MWh)
Variable dependiente 3	Precio CO <sub>2</sub> (EUR/tnCO <sub>2</sub> )
Variable dependiente 4	Eólica (GWh)
Variable dependiente 5	Ciclo Combinado (GWh)
Variable dependiente 6	Renovables (GWh)
Variable dependiente 7	Energía Total (GWh)
Variable dependiente 8	Solar Fotovoltaica (GWh)
Variable dependiente 9	Cogeneración / Residuos / Minihidráulica (GWh)
Variable dependiente 10	Hidráulica (GWh)

*Fuente: Elaboración propia*

A continuación, se han tomado los datos horarios desde 2019 a abril de 2022, es decir, un total de 29.180 datos para cada variable del modelo. Quedando así representado:

**Tabla 6: Datos horarios para cada variable del modelo (2019 - abril 2022)**

Variable 1	Variable 2	Variable 3	Variable 4	Variable 5	Variable 6	Variable 7	Variable 8	Variable 9	Variable 10	Var Depend	
Fecha	Hora	ES MIBGAS índice (EUR/MWh)	Precio CO2 (EUR/tnCO2)	Eólica (GWh)	Ciclo Combinado (GWh)	Renovables (GWh)	Energía Total (GWh)	Solar FV (GWh)	Cogen-Resid- MiniHidro (GWh)	Hidráulica (GWh)	ES Precio (EUR/MWh)
01/01/2019	00:00	24,5	23,8	5,2	1,0	15,4	27,6	0,0	5,4	4,8	67
01/01/2019	01:00	24,5	23,8	5,0	0,6	14,5	26,1	0,0	5,2	4,3	67
01/01/2019	02:00	24,5	23,8	4,8	0,4	13,2	24,6	0,0	5,3	3,2	66
01/01/2019	03:00	24,5	23,8	4,6	0,4	12,0	23,1	0,0	5,3	2,1	64
01/01/2019	04:00	24,5	23,8	4,4	0,4	11,3	22,4	0,0	5,2	1,7	59
01/01/2019	05:00	24,5	23,8	4,3	0,4	11,3	22,2	0,0	5,2	1,9	55
01/01/2019	06:00	24,5	23,8	4,3	0,4	11,4	22,4	0,0	5,2	1,9	56
01/01/2019	07:00	24,5	23,8	4,3	0,5	11,6	22,9	0,0	5,3	2,0	61
01/01/2019	08:00	24,5	23,8	4,2	0,6	11,9	23,3	0,2	5,4	2,1	61
01/01/2019	09:00	24,5	23,8	3,8	1,0	12,5	24,3	0,9	5,4	2,4	61
01/01/2019	10:00	24,5	23,8	3,4	1,6	13,9	26,5	2,0	5,4	2,9	63
01/01/2019	11:00	24,5	23,8	3,0	1,7	15,0	27,9	2,9	5,4	3,1	63
01/01/2019	12:00	24,5	23,8	2,6	1,9	15,7	28,8	3,3	5,4	3,4	64
01/01/2019	13:00	24,5	23,8	2,4	1,9	16,1	29,2	3,4	5,4	3,9	66
01/01/2019	14:00	24,5	23,8	2,4	1,9	15,6	28,8	3,2	5,4	3,6	65
01/01/2019	15:00	24,5	23,8	2,4	1,6	14,7	27,6	2,7	5,4	2,9	61
⋮											
30/04/2022	21:00	75,1	84,0	7,5	4,6	21,0	31,3	0,2	4,6	8,1	232
30/04/2022	22:00	75,1	84,0	7,4	4,6	19,8	30,1	0,1	4,6	7,2	219
30/04/2022	23:00	75,1	84,0	7,1	4,0	18,3	28,1	0,0	4,5	6,2	194

Fuente: Datos OMIE, Sendeco2 y MIBGAS - Elaboración propia

A partir de estos datos, se ha calculado la regresión lineal múltiple con la herramienta de *Data Analysis* que ofrece Excel. La selección de dichas variables ha permitido alcanzar un coeficiente de determinación de 0,973, tratándose, por tanto, de un modelo muy ajustado y pudiéndose confirmar también, que estas variables son bastante determinantes en el resultado del precio de la electricidad.

**Tabla 7: Estadísticas de la regresión lineal múltiple**

Estadísticas de la regresión	
Coefficiente de correlación múltiple	0,98661611
Coefficiente de determinación R <sup>2</sup>	0,973411348
R <sup>2</sup> ajustado	0,973368863
Error típico	17,76667264
Observaciones	29180

Fuente: Data Analysis (Excel) – Elaboración propia



Además, la misma herramienta calcula otros datos de interés para el modelo, como el análisis de la varianza, y muestra, además, los coeficientes otorgados a cada variable de la regresión, es decir, el protagonismo de cada una de ellas en la determinación de la variable resultado.

**Tabla 8: Resultados del modelo de regresión múltiple**

	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	10	337092213,7	33709221,37	106791,4591	0
Residuos	29170	9207646,338	315,6546568		
Total	29180	346299860,1			

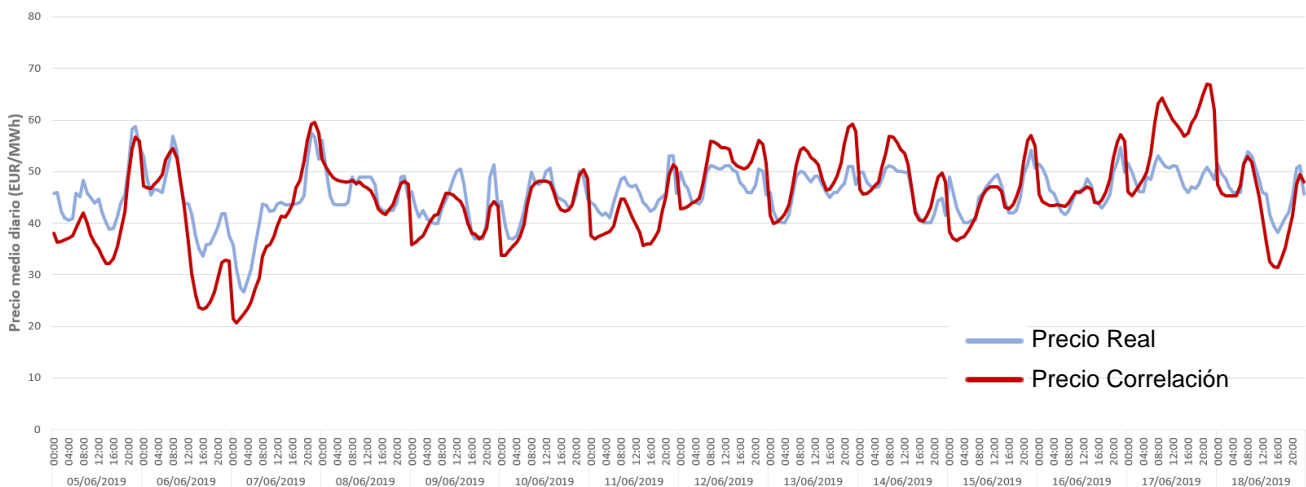
  

	Coeficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95,0%	Superior 95,0%
Intercepción	0	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
Hora	8,433533039	0,450325884	18,72762223	8,43945E-78	7,5508739	9,316192177	7,5508739	9,316192177
ES MIBGAS índice (EUR/MWh)	2,08683606	0,006440931	323,9960323	0	2,074211543	2,099460576	2,074211543	2,099460576
Precio CO2 (EUR/tonCO2)	0,186920009	0,009714545	19,24125139	5,39109E-82	0,16787906	0,205960958	0,16787906	0,205960958
Edíca (GWh)	-2,379881652	0,259086648	-9,185659191	4,35322E-20	-2,887703223	-1,872060081	-2,887703223	-1,872060081
Ciclo Combinado (GWh)	2,295657439	0,063499258	36,1525079	5,191E-280	2,171196016	2,420118863	2,171196016	2,420118863
Renovables (GWh)	1,356737762	0,268414884	5,054629395	4,33832E-07	0,830632427	1,882843098	0,830632427	1,882843098
Energía Total (GWh)	-0,524998385	0,062748585	-8,366696851	6,18669E-17	-0,647988455	-0,402008316	-0,647988455	-0,402008316
Solar FV (GWh)	-2,780820966	0,30808463	-9,026159357	1,88452E-19	-3,384680802	-2,176961131	-3,384680802	-2,176961131
Cogen-Resid-MiniHidro (GWh)	1,233383002	0,320138429	3,852655253	0,000117094	0,605897174	1,860868831	0,605897174	1,860868831
Hidráulica (GWh)	0,311554429	0,251057997	1,240965963	0,214628303	-0,180530622	0,80363948	-0,180530622	0,80363948

Fuente: Data Analysis (Excel) – Elaboración propia

Los resultados obtenidos se han representado gráficamente, comparando por un lado el precio real que tuvo la electricidad para esos días en esas horas, frente al precio obtenido a través del modelo de correlación. En la siguiente figura se ha seleccionado un rango de días aleatorio para comprobar, efectivamente, que con el modelo se han conseguido unos resultados que se ajustan razonablemente a los precios reales.

**Figura 20: Precio horario real vs. Precio horario estimado (05/06/2019 - 18/06/2019)**



Fuente: Elaboración propia

## 5.2. Simplificación del modelo: coste del ciclo combinado

Tal y como se ha explicado con el análisis de cada una de las tecnologías generadoras de electricidad que intervienen en el mercado mayorista, los ciclos combinados de gas se suelen situar en lo más alto de la curva de la oferta y, es esta la tecnología que casa en muchos de los tramos horarios de cada día, es decir, suele ser, por lo general, la que marca el precio del mercado para cada tramo<sup>26</sup>.

Con esta información, se ha decidido realizar un análisis similar a la primera regresión lineal múltiple, pero simplificando el modelo utilizando un menor número de variables, y aplicándolo a los datos medios diarios. Concretamente, se ha buscado llevar a cabo un análisis correlacional para determinar qué variables son las que tienen mayor protagonismo para la determinación de los precios ofertados por los ciclos combinados de gas.

Por tanto, tras analizar la posible presencia de determinadas variables para la determinación de estos precios, se llegó a la conclusión de que el modelo funcionaba especialmente bien -es decir, se obtenía un coeficiente de determinación muy cercano a uno- con las siguientes variables:

- **Precio del gas natural (EUR/MWh) - MIBGAS:** los ciclos combinados son centrales de producción de electricidad que utilizan la energía térmica del gas para su generación. Por tanto, tiene todo el sentido que uno de los factores que mayor peso tiene en los precios que estas tecnologías ofertan en el mercado sea el precio del gas, pues supone un coste a pagar por estas centrales, viéndose consecuentemente reflejado en los precios de mercado.
- **Coste de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> (EUR/tnCO<sub>2</sub>) – Sendeco2:** estos derechos de emisión de CO<sub>2</sub> permiten a las empresas generadoras de electricidad la emisión de estos gases contaminantes, a cambio del pago de un precio que

---

<sup>26</sup> Por tanto, si no fueran los ciclos combinados los que marcaran los precios, serían las centrales hidráulicas, las de bombeo y las cogeneraciones las que, aprovechando el coste de oportunidad ya explicado, ofertarían con precios ligeramente inferiores a los ciclos y, así, conseguir su máximo aprovechamiento económico. En ese sentido, puede considerarse que, indirectamente, son los ciclos los que establecen el precio final de la electricidad, aunque no sea esta la tecnología que margine.

asumen como coste y, por tanto, queda inevitablemente plasmado en los precios que ofertan en el mercado. De nuevo, los ciclos combinados, aunque no son de las tecnologías más contaminantes en este sentido, sí tienen que hacer frente a este pago. Asimismo, un factor determinante en la gran escalada de precios que ha tenido lugar en los últimos meses es la subida en los costes de los derechos de emisión. En ese sentido, se puede confirmar que dicha variable está íntimamente relacionada con los precios finalmente ofertados.

Asimismo, para la estimación de los precios, no solo se ha tenido en cuenta la participación de estas dos variables, sino otros tres factores más:

- En primer lugar, ha sido necesario conocer el factor de emisiones por energía producida de los ciclos combinados, puesto que el coste de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> dependerá, lógicamente, de la cantidad emitida. De acuerdo con ROCA (2019), los ciclos combinados producen en torno a 450 kilogramos de CO<sub>2</sub> por cada megavatio-hora, es decir, en toneladas, 0,45 ton CO<sub>2</sub>/MWh.
- Por otro lado, el rendimiento de este tipo de centrales también entra en juego para la determinación del precio. Por lo general, los ciclos combinados tienen un rendimiento muy alto, situado en torno al 60% (THE AGILITY EFFECT, 2020).
- Finalmente, es preciso añadir como factor determinante al precio ofertado por las centrales productoras de la electricidad, el margen comercial que aplican como empresa, así como el coste de operación. No se trata de un dato objetivo, puesto que puede variar en función del momento y la situación. Por tanto, tras haber analizado varias propuestas, finalmente se ha determinado marcar un coste de operación y margen comercial del 15%, no solo porque hace ajustar correctamente el modelo, sino porque parece encajar en un coste y margen razonable.

**Tabla 9: Factores para la estimación de los precios de los ciclos combinados**

<b>Coste de derechos de emisión de CO<sub>2</sub></b>	0,45 ton CO <sub>2</sub> /MWh
<b>Rendimiento de centrales de ciclo combinado</b>	60%
<b>Coste de operación + Margen comercial</b>	15%

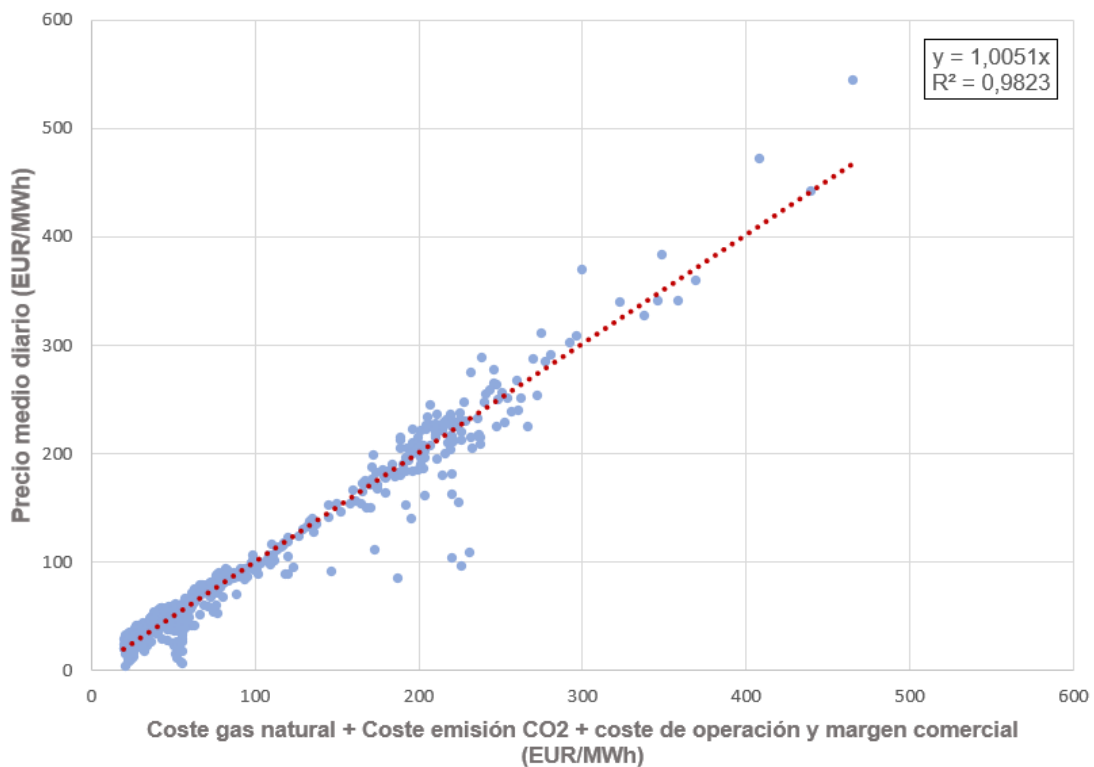
*Fuente: Elaboración propia*

Por tanto, conociendo todos estos datos, se ha realizado una estimación del que sería el precio de la electricidad a través del cálculo de la siguiente fórmula:

$$\text{Estimación precio} = \left( \frac{\text{Precio gas natural} \left( \frac{\text{EUR}}{\text{MWh}} \right)}{\text{Rendimiento ciclo combinado}} + \text{Precio CO2} \left( \frac{\text{EUR}}{\text{MWh}} \right) \cdot \text{Emisión CO2} \left( \text{tn} \frac{\text{CO2}}{\text{MWh}} \right) \right) + (1 + \text{Margen})$$

Con esta fórmula, se ha podido calcular una estimación de los precios del mercado diario<sup>27</sup>, confirmándose, como se ve en la siguiente figura, que los factores analizados son determinantes en la fijación de los precios ofertados en el mercado a nivel diario.

**Figura 21: Correlación Precio Real vs Precio estimado**



*Fuente: Datos OMIE, MIBGAS, Sendeco2 – Elaboración propia*

La correlación entre el precio real para ese período de tiempo y el valor estimado a partir de esas dos variables es muy buena, rozándose casi el valor de uno para el

<sup>27</sup> Se ha realizado el análisis correlacional a nivel diario -y no horario- porque los precios marcados para el gas natural y los costes de derechos de emisión, son datos diarios. Por tanto, para la comparativa de precios, se toma el valor medio diario de los precios reales del mercado mayorista de la electricidad.

coeficiente de determinación, lo que significa un muy buen ajuste del modelo correlacional diario.

### **5.3. Modelización del nuevo tope del precio del gas natural**

La gran subida de precios del mercado diario de la electricidad está en la agenda de todos los gobiernos del mundo, en particular, de los gobiernos de España y Portugal, donde el intercambio energético con otros países a nivel europeo es más bien escaso.

En España, el pasado mes de mayo el Gobierno aprobó el Real Decreto-ley 10/2022, con el que se pretende topar de manera temporal los precios del gas natural en el mercado mayorista (EL MUNDO, 2022), la denominada “excepción ibérica” -que será de aplicación también en Portugal-. Esta medida fue ya publicada en el Boletín Oficial del Estado, pero no ha sido hasta varias semanas más tarde, ya en junio, que ha recibido el visto bueno y la aprobación definitiva por parte de la Comisión Europea (NIUS DIARIO, 2022).

Como bien explica el propio cuerpo del Real Decreto-ley, la idea es desarrollar un mecanismo temporal que limite la gran subida de precios que se están dando en el mercado del gas natural, debido a su naturaleza marginalista. Se pretende realizar un ajuste en los costes de producción de las tecnologías fósiles que marginan -y que, por tanto, marcan el precio del mercado-, lo que llevaría a estas tecnologías a realizar el correspondiente ajuste en los precios que ofertan en el mercado y, consecuentemente, eso supondría una bajada de precios casados.

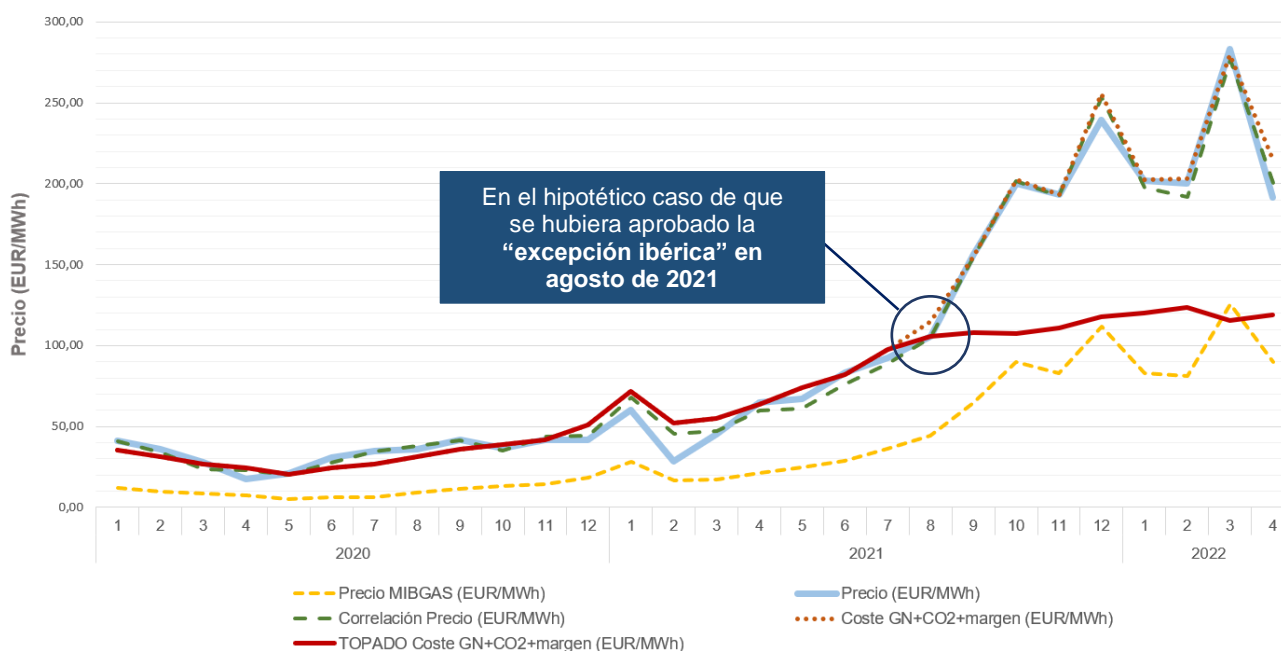
Por tanto, el Gobierno prevé establecer una limitación inicial del precio del gas en 40 EUR/MWh -para luego irlo subiendo gradualmente-, lo que haría bajar el precio en el “pool” eléctrico hasta 130 EUR/MWh durante ese periodo de tiempo según sus cálculos (EL MUNDO, 2022).

Sin embargo, a pesar de que el Real Decreto-ley no es todavía plenamente efectivo, puesto que se acaba de recibir todavía el visto bueno de Bruselas, se va a plantear en este trabajo una situación ficticia en la que se va a analizar qué hubiese ocurrido si esta medida

de limitación de los precios del gas hubiese sido introducida y aprobada en agosto de 2021. En ese sentido, gracias a las fórmulas de correlación ya analizadas y los modelos realizados en los anteriores apartados, puede comprobarse en la siguiente figura que, efectivamente, el precio medio del mercado diario del “pool” habría alcanzado un valor en torno a los 124 EUR/MWh en el mes de febrero de 2022, frente a los 200 EUR/MWh reales. Asimismo, en el mes de marzo de 2022, se hubiera alcanzado un precio medio de 115 EUR/MWh, en lugar del precio que realmente se dio de 280 EUR/MWh.

En la siguiente figura, además de recogerse el precio real de la electricidad y el precio que esta hubiera tenido en el hipotético caso de que se hubiese aplicado el Real Decreto-ley 10/2022 que topa el precio del gas a partir de agosto de 2021, se representa también el precio real del gas natural y los dos modelos de correlación de precios que se han llevado a cabo en el presente trabajo.

**Figura 22: Comparación de los modelos, precio real y precio del gas natural (2020 – abril 2022)**



Fuente: Datos OMIE, MIBGAS, Sendeco2 – Elaboración propia

Se observa que los dos modelos elaborados – representados con la línea discontinua verde y la línea de puntos naranja- se ajustan muy bien a los precios reales. Y además, se

demuestra una vez más, que los precios de la electricidad están claramente condicionados por los precios del gas natural, e incluso así lo establece el Real Decreto-ley recogiendo que *“el precio de la electricidad se ha seguido manteniendo estrechamente correlacionado con la evolución de los precios de cotización del gas natural, observándose las mismas fluctuaciones y tensiones en ambos mercados”*. Esto queda reflejado en el gráfico cuando, por ejemplo, en el pasado mes de diciembre y en marzo de este año, los precios del gas subieron considerablemente, y con ellos los precios de la electricidad -quedando claramente visibles con las dos formas de pico-. Sin embargo, en el caso de que la limitación del precio del gas hubiese sido aprobada, los precios de la electricidad se hubiesen mantenido muy estables a lo largo de los últimos meses, tal y como muestra la línea roja del gráfico.

## CONCLUSIONES

Una vez finalizado el estudio y análisis del mercado mayorista de la electricidad, objeto del presente trabajo, cabe extraer una serie de conclusiones y elementos clave para responder a los objetivos establecidos en el inicio de este documento. Las conclusiones de este estudio se resumen de la siguiente manera:

- **El mercado mayorista es de naturaleza marginalista y, por tanto, todas las tecnologías venden la electricidad al mismo precio.**

El mercado mayorista de la electricidad se comporta como cualquier otro mercado, en el que generadores y consumidores lanzan al “*pool*” sus ofertas, incluyendo los precios mínimos al que los generadores están dispuestos a producir y los precios máximos al que los consumidores están dispuestos a adquirir la electricidad que necesitan.

La potencia disponible en cada hora es finita y cada tecnología de generación tiene sus propios costes. Mientras haya consumidores que estén dispuestos a pagar por el precio de las tecnologías más caras -las últimas que entran en la casación- el precio marginal resultará muy elevado.

De forma errónea se dice que el mercado marginalista es injusto y que sería como “pagar la cesta de la compra” con el precio del producto más caro que se adquiere. Esto no es válido para el mercado de la electricidad, porque la energía que se genera y se compra es toda de la misma calidad. Si bien es cierto que hay generadores que reciben un precio mucho mayor que el que han ofertado, también es cierto que hay muchos consumidores que compran la electricidad a un precio muy inferior al que ofertaron. En resumidas cuentas, es la ley de la oferta y la demanda la que establece el precio final de casación.

En la actualidad la competencia es imperfecta debido a que han desaparecido las tecnologías de coste intermedio, y existe una gran diferencia entre el coste de las energías renovables y el coste de generación de los ciclos combinados que son necesarios para cubrir la demanda de energía, incluso en momentos de muy elevado coste. Esta



imperfección está comenzando a ser evaluada para su corrección por la Comisión Europea.

- **Las tecnologías que generalmente marginan, y consiguientemente marcan los precios en el mercado diario, son los ciclos combinados y las centrales hidráulicas con capacidad de regulación.**

Los precios ofertados en el mercado mayorista de electricidad o “pool” eléctrico dependen de las características de cada una de las tecnologías de generación, lo que ocasiona importantes fluctuaciones -a lo largo del día y de unos días a otros- motivadas por el coste de generación y el coste de oportunidad de cada tecnología, y por el volumen de energía demandado y la potencia de generación disponible de bajo coste que pueda evitar o no la entrada de tecnologías de mayor coste.

Tras el estudio de las características de estas tecnologías de generación, y en base a los datos extraídos de fuentes como OMIE, MIBGAS y REE, se ha llegado a la conclusión de que, de manera general, las tecnologías que marginan -es decir, las últimas que “entran en la curva” para cubrir la demanda horaria y, por tanto, las que marcan el precio final del mercado diario- son los ciclos combinados que se sitúan en lo alto de la curva de la oferta (especialmente con altos costes de gas natural y de emisión de CO<sub>2</sub>).

Pero estas tecnologías no solo marginan directamente, sino que lo hacen también de forma indirecta, puesto que en otras muchas ocasiones son las centrales hidroeléctricas con embalse, las plantas de cogeneración y los bombeos las que marginan debido a que basan sus precios ofertados en su coste de oportunidad. Es decir, la capacidad de gestionabilidad de este tipo de centrales, les da la oportunidad de ofertar unos precios más elevados en los momentos de mayor necesidad, y basan esta decisión en la situación y precios esperables de los ciclos combinados que son desplazados de la casación.

- **A pesar de los grandes avances en los últimos años en el desarrollo de plantas de energía renovable, a España le queda todavía un largo camino por delante para cumplir sus objetivos en materia de transición energética y sostenibilidad.**

Actualmente, España se encuentra inmersa en la consecución de los objetivos marcados por los planes y políticas de sostenibilidad europeos, con el propósito de alcanzar la plena “descarbonización” y luchar contra el cambio climático en el contexto de la transición energética.

Según los datos analizados en este trabajo, en España durante las últimas dos décadas la energía eléctrica procedente de fuentes renovables ha pasado de representar un 17% en 1999 a un 49% en 2021 de acuerdo con los datos más actuales. En ese sentido, el avance para suprimir las emisiones de gases de efecto invernadero en el proceso de descarbonización es más que evidente. Sin embargo, todavía es necesario un gran impulso que permita cumplir los objetivos establecidos por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) para 2030, que marca para España la meta de alcanzar un 74% del *mix* de generación con energías renovables. Esto se conseguiría con la construcción de 22 nuevos GW eólicos, 26 GW solares y 6 GW de tecnologías de almacenamiento, lo que supone un muy importante incremento de potencia en comparación con los 109 GW existentes en la actualidad.

- **La dependencia energética se plantea en España como uno de los grandes riesgos para el sector eléctrico, especialmente en el contexto del conflicto bélico entre Rusia y Ucrania, así como las recientes tensiones geopolíticas entre España y Argelia afectando al suministro del gas natural.**

Junto con otros riesgos ya expuestos, el riesgo en nuestro país de falta de suministro de gas natural es la verdadera gran amenaza del sector eléctrico. Esta inestabilidad nace de la escasez de recursos de combustibles fósiles con la que contamos en España, habiendo llegado a alcanzar los valores en términos de dependencia energética hasta un 80% en los últimos años. Por lo que se refiere al sector eléctrico actualmente se produce un 29 % procedente de energías fósiles (carbón, ciclos y cogeneración).

Adicionalmente, factores como las grandes tensiones geopolíticas y conflictos bélicos entre países posicionados como líderes en exportación de recursos energéticos hace aumentar considerablemente la probabilidad de que el daño de falta de suministro se produzca, y que el riesgo se haga realidad.

Actualmente, Europa está haciendo frente a esta gran inestabilidad, tras la invasión rusa de Ucrania el pasado mes de febrero, poniendo en riesgo el suministro de gas natural y de derivados del petróleo desde Rusia como gran potencia exportadora que es. También debido a las tensiones de estos últimos días con Argelia, que es uno de los grandes suministradores de gas natural a través del gasoducto que le une con nuestro país.

- **Los precios de la electricidad en el mercado mayorista están directamente correlacionados con los precios de mercado del gas natural y el coste de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>.**

En este trabajo se han elaborado dos modelos correlacionales del precio mayorista de la electricidad con diferentes factores que influyen en el precio final. Como conclusión de este análisis se ha determinado que son dos las variables que guardan mayor correlación con el precio final casado.

La primera de ellas es el precio del gas natural. Como se ha explicado, en los últimos meses los precios del gas natural han aumentado notoriamente, en parte debido a las tensiones políticas internacionales que están teniendo lugar. Se ha demostrado a través de un análisis correlacional entre variables que este aumento tiene un claro impacto directo en el precio ofertado por los ciclos combinados y finalmente casado en el mercado mayorista del MIBEL.

La segunda importante variable que interviene de forma determinante en el coste final es el coste de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> a los que tienen que hacer frente las centrales generadoras de electricidad emisoras de gases de efecto invernadero.

El ajuste matemático realizado en cada uno de los dos modelos elaborados obtienen índices de correlación muy elevados y muy buenas aproximaciones entre los precios reales y los precios modelados.

Con estos modelos se ha podido verificar la reducción de precios de la electricidad anunciada por el Gobierno con la aplicación de la denominada “excepción ibérica”, es decir, la limitación del coste del gas natural repercutible en las ofertas de los ciclos combinados.

## BIBLIOGRAFÍA

### 1. DISPOSICIONES LEGALES Y NORMAS APLICADAS

Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, relativa a normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

Directiva 98/30/CE de Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, relativa a normas comunes para el mercado interior del gas natural.

Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética.

Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista.

### 2. BIBLIOGRAFÍA ESPECIALIZADA

¿Cómo funciona el mercado mayorista de la luz? (2021). LIMON ENERGY. Recuperado 29 de abril de 2022, de <https://limonenergy.com/blog/como-funciona-el-mercado-de-luz-mayorista/>

AELEC - Asociación de Empresas de Energía Eléctrica. (2020). *Transición Energética: marco regulatorio*. AELEC. Recuperado 28 de mayo de 2022, de <https://aelec.es/sobre-aelec/principios-aelec/transicion-energetica-marco-regulatorio/>

Bakker, F. (2021). Los mercados eléctricos marginalistas o cómo malinterpretar la teoría económica. *El Periódico de la Energía*. Recuperado 11 de marzo de 2022, de <https://elperiodicodelaenergia.com/los-mercados-electricos-marginalistas-o-como-malinterpretar-la-teoria-economica/>

Batalla Bejerano, J., & Jové-Llopis, E. (2019). Mercados eléctricos ante la transición energética. *Presupuesto y Gasto Público*, 97, 177–192.

Carcar, S. (2018). *La electricidad se convierte en la 'commodity' más incómoda*. La Información. Recuperado 30 de mayo de 2022, de

<https://www.lainformacion.com/opinion/santiago-carcar/la-electricidad-se-convierte-en-una-commodity-incomoda/6388194/>

Ciarreta, A., Lagullón, M., y Zarraga, A. (2011). Cuadernos de Economía. *Modelación de los precios en el mercado eléctrico español*, 30, 227–250. [http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0121-47722011000100010](http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0121-47722011000100010)

Comisión Europea. (2019). *Un Pacto Verde Europeo*. Comisión Europea - European Commission. Recuperado 29 de mayo de 2022, de [https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal\\_es](https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_es)

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (Mayo 6, 2021). *Resolución por la que se aprueban las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de energía eléctrica para su adaptación de los límites de oferta a los límites de casación europeos* (BOE núm. 120, de 20 de mayo de 2021).

El Español. (2022). *El contrato de gas con Argelia vence en 2032 y garantiza el suministro hasta entonces*. MSN. Recuperado 9 de junio de 2022, de <https://www.msn.com/es-es/dinero/noticias/el-contrato-de-gas-con-argelia-vence-en-2032-y-garantiza-el-suministro-hasta-entonces/ar-AAyfFY1?ocid=uxbndlbing>

El Mundo. (2022). *El tope del precio del gas tardará al menos 12 días y tendrá un límite de 12 meses*. Recuperado 7 de junio de 2022, de <https://www.elmundo.es/economia/2022/05/14/627f73aafdddf24978b45eb.html>

Enciclopedia Económica. (2021). *Riesgo país*. Recuperado 5 de junio de 2022, de <https://enciclopediaeconomica.com/riesgo-pais/>

Endesa. (2022). *Energía solar: qué es, cómo funciona y sus ventajas*. Contenidos Digitales Endesa. Recuperado 20 de mayo de 2022, de <https://www.endesa.com/es/blog/blog-de-endesa/sostenibilidad/energia-solar>

Enel X. (2022). *Centrales de biomasa*. Endesa. Recuperado 20 de mayo de 2022, de <https://www.endesax.com/es/es/historias/2021/centrales-de-biomasa>

- Energía y Seguridad. (2021). *Excedentes de energía de un sistema de energía solar*. ENSE Conil. Recuperado 6 de junio de 2022, de <https://enseconil.com/excedentes-de-energia-de-un-sistema-de-energia-solar/>
- Energía y Sociedad. (2021a). El marco normativo español. En *Manual de la Energía: Electricidad* (pp. 23–38). <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/electricidad/>
- Energía y Sociedad. (2021b). Actividades reguladas en el sector eléctrico. En *Manual de la Energía: Electricidad* (pp. 142–161). <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/electricidad/>
- Energía y Sociedad. (2021c). El mercado mayorista. En *Manual de la Energía: Electricidad* (pp. 53–78). <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/electricidad/>
- Energía y Sociedad. (2021d). Tecnologías y costes de la generación eléctrica. En *Manual de la Energía: Electricidad* (pp. 53–78). <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/electricidad/>
- Energiotech. (2021). *Cogeneración: Qué es y cómo funciona. Ventajas y desventajas*. [energiotech.com](https://energiotech.com). Recuperado 18 de mayo de 2022, de <https://energiotech.com/cogeneracion-que-es-y-como-funciona/#:%7E:text=Mientras%20una%20central%20el%C3%A9ctrica%20convencional%20produce%20electricidad%20y,produce%20electricidad%20y%20e%20calor%20al%20mismo%20tiempo.>
- Escamilla Perejón, A. (2021). *Así funciona el precio de la electricidad en España*. [www.nationalgeographic.com.es](https://www.nationalgeographic.com.es). Recuperado 13 de mayo de 2022, de [https://www.nationalgeographic.com.es/mundo-ng/asi-funciona-precio-electricidad-espana\\_17368](https://www.nationalgeographic.com.es/mundo-ng/asi-funciona-precio-electricidad-espana_17368)
- Fabra Portela, N. (2021). *Ponencia sobre los retos de una transición energética sostenible*. Comisión de Transición Ecológica del Senado. <https://www.senado.es/web/actividadparlamentaria/iniciativas/detalleiniciativa/index.html?legis=14&id1=715&id2=000450>

- Fernández Munguía, S. (2021). *Cómo funciona el mercado eléctrico y por qué, a pesar de que el precio a veces llegue a cero, apenas va. . .* Xataka. Recuperado 29 de abril de 2022, de <https://www.xataka.com/energia/como-funciona-mercado-electrico-que-a-pesar-que-precio-a-veces-llegue-a-cero-apenas-va-a-repercutir-nuestra-factura-1>
- Ferreira, J. L. (2021). *El funcionamiento y las propiedades del mercado marginalista*. Nada es Gratis. Recuperado 8 de mayo de 2022, de <https://nadaesgratis.es/jose-luis-ferreira/el-funcionamiento-y-las-propiedades-del-mercado-marginalista>
- Flores Jimeno, M. R., y Santos Cebrián, M. (2015). El mercado eléctrico en España: la convivencia de un monopolio natural y el libre mercado. *Revista Europea de Derechos Fundamentales*, 25, 257–297.
- Foro Nuclear. (2020). *¿Qué es una central eólica?* Recuperado 20 de mayo de 2022, de <https://www.foronuclear.org/descubre-la-energia-nuclear/preguntas-y-respuestas/sobre-distintas-fuentes-de-energia/que-es-una-central-eolica/>
- FuturEnergy. (2018). *Energía distribuida*. Recuperado 6 de junio de 2022, de <https://futureenergyweb.es/energia-distribuida/>
- Garrett, C. (2022). *Transición energética en España: definición, retos y ley*. Selectra. Recuperado 21 de mayo de 2022, de <https://climate.selectra.com/es/que-es/transicion-energetica>
- Giráldez, J. (2021). *Ingebau analiza el sistema eléctrico de España y otros países europeos*. Agencia EFE. Recuperado 18 de mayo de 2022, de <https://www.msn.com/es-us/video/tv/ingebau-analiza-el-sistema-el%C3%A9ctrico-de-espa%C3%B1a-y-otros-pa%C3%ADses-europeos/vp-AAOAaDr>
- Guillén Caramés, J. (2009). Derecho de la competencia y regulación en el mercado eléctrico: el problema de las restricciones técnicas. En *Anuario de la Competencia* (1.ª ed., pp. 295–332). Civitas.



- Iberdrola. (2021). *Iberdrola completa el cierre de sus centrales de carbón y avanza hacia la transformación verde*. Recuperado 28 de mayo de 2022, de <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/descarbonizacion-cierre-centrales-carbon-cambio-climatico#:~:text=La%20compa%C3%B1a%20pone%20el%20fin%20al%20carb%C3%B3n%20con,MW.%20Parque%20e%C3%B3lico%20Cruz%20de%20Carrutero%2C%20en%20Palencia>.
- IDAE - Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (2006). *Manuales de Energía Renovable: Minicentrales Hidroeléctricas* (N.º 6). [https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones\\_idae/documentos\\_10374\\_minicentrales\\_hidroelectricas\\_06\\_d3d056dd.pdf](https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/documentos_10374_minicentrales_hidroelectricas_06_d3d056dd.pdf)
- Imartec Energía. (2014). *¿Es realmente la biomasa neutra en emisiones de carbono?* - *IMARTEC - Servicios energéticos*. IMARTEC. Recuperado 20 de mayo de 2022, de <https://www.imartec.es/es-realmente-la-biomasa-neutra-en-emisiones-de-carbono/>
- La Moncloa. (2019). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021–2030 [Consejo de Ministros]*. Recuperado 28 de mayo de 2022, de <https://www.lamoncloa.gob.es/consejodeminstros/Paginas/enlaces/220219-plan.aspx>
- Marruedo, R. (s.f.). *Liberalización del sector energético en España*. Indexpert. Recuperado 11 de marzo de 2022, de <https://www.indexpert.es/sector-energetico-espana/liberacion-sector>
- Marzo Carpio, M. (2022). *La dependencia energética, el talón de Aquiles de Europa*. The Objective. Recuperado 3 de junio de 2022, de <https://theobjective.com/sociedad/2022-02-21/dependencia-energetica/>
- Monforte, C. (2019). *El Gobierno cierra el calendario con las fechas de clausura de cada central nuclear*. Cinco Días. Recuperado 30 de mayo de 2022, de [https://cincodias.elpais.com/cincodias/2019/02/08/companias/1549647160\\_807281.html](https://cincodias.elpais.com/cincodias/2019/02/08/companias/1549647160_807281.html)

- Muñoz Barrios, A. (2021). ¿Por qué el mercado eléctrico es marginalista? *El Periódico de la Energía*. Recuperado 29 de abril de 2022, de <https://elperiodicodelaenergia.com/por-que-el-mercado-electrico-es-marginalista/>
- Murcia, J. (2018). La liberalización del sector eléctrico: dos décadas de luces y sombras. *El Correo*. Recuperado 11 de marzo de 2022, de <https://www.elcorreo.com/economia/tu-economia/liberalizacion-sector-electrico-20181207175056-nt.html>
- Naciones Unidas. (2016). *Acción por el Clima: El Acuerdo de París*. United Nations. Recuperado 28 de mayo de 2022, de <https://www.un.org/es/climatechange/paris-agreement>
- Noticias Jurídicas. (2021). *Ley 7/2021: ¿Qué novedades trae la Ley de cambio climático y transición energética?* Recuperado 28 de mayo de 2022, de <https://noticias.juridicas.com/actualidad/noticias/16300-aprobada-la-ley-de-cambio-climatico-y-transicion-energetica/>
- Nius Diario. (2022). *Bruselas aprueba la propuesta ibérica para limitar el precio del gas, con un coste de 8.400 millones de euros*. Recuperado 9 de junio de 2022, de [https://www.niusdiario.es/internacional/europa/20220608/bruselas-aprueba-propuesta-iberica-limitar-precio-gas\\_18\\_06692056.html](https://www.niusdiario.es/internacional/europa/20220608/bruselas-aprueba-propuesta-iberica-limitar-precio-gas_18_06692056.html)
- OMIE: *Qué es, cuáles son sus funciones y más*. (2022). Plena Energía. Recuperado 7 de mayo de 2022, de <https://www.plena-energia.com/post/omie?msclkid=786cdb58d16911eca0b5c732c4897034>
- Planas, O. (2020). *¿Qué es una central minihidráulica?* Energía Solar. Recuperado 20 de mayo de 2022, de <https://solar-energia.net/energias-renovables/energia-hidraulica/central-minihidraulica>
- Planas, O. (2021). *¿Qué es una central térmica? Funcionamiento y tipos*. Energía Solar. Recuperado 18 de mayo de 2022, de <https://solar-energia.net/energia-no-renovable/central-termica>

- Red Eléctrica de España (REE). (2017). *Un papel protagonista en la transición energética*. Red Eléctrica. Recuperado 5 de junio de 2022, de <https://www.ree.es/es/red21/un-papel-protagonista-en-la-transicion-energetica#:~:text=En%20este%20contexto%2C%20el%20sector%20el%C3%A9ctrico%20est%C3%A1%20llamado,eficiencia%20energ%C3%A9tica%2C%20garantizando%20siempre%20la%20seguridad%20de%20suministro.>
- Roca, R. (2019). *Los ciclos combinados ya emiten más CO2 que el carbón en España*. El Periódico de la Energía. Recuperado 4 de junio de 2022, de <https://elperiodicodelaenergia.com/los-ciclos-combinados-ya-contaminan-mas-que-el-carbon-en-espana/>
- Rodríguez Romero, L. (1999). Regulación, estructura y competencia en el sector eléctrico español. *Economistas*, 82, 121–132. [https://dialnet.unirioja.es/servlet/ejemplar?codigo=9295&info=open\\_link\\_ejemplar](https://dialnet.unirioja.es/servlet/ejemplar?codigo=9295&info=open_link_ejemplar)
- Ruiz Molina, M. J. (2003). Liberalización del mercado eléctrico y elegibilidad: consecuencias para el consumidor. *Revista Comité Económico y Social*, 29. <http://81.169.195.118/sites/default/files/2018-03/art2-rev29.pdf>
- TECH Universidad Tecnológica España. (2021). *Tecnologías y costes de la generación eléctrica*. Recuperado 18 de mayo de 2022, de <https://www.techtute.com/ingenieria/blog/tecnologias-costes-generacion-electrica>
- The Agility Effect. (2020). *Las centrales de ciclo combinado de gas, una solución más flexible y menos contaminante*. Recuperado 18 de mayo de 2022, de <https://www.theagilityeffect.com/es/article/las-centrales-de-ciclo-combinado-de-gas-una-solucion-mas-flexible-y-menos-contaminante/#:~:text=Menos%20CO2%20E1%20rendimiento%20de%20una%20central%20de,contaminantes%20para%20la%20misma%20cantidad%20de%20electricidad%20producida.>

Viafina. (2021). *Nuevo concurso de acceso a la red de transporte*. Seguros para Energías Renovables. Recuperado 6 de junio de 2022, de <https://www.segurorenovables.com/punto-conexion-fotovoltaica/concurso-de-acceso-a-la-red-de-transporte/>

Viafina. (2022). *Todo sobre la Transición Energética en España*. Seguros para Energías Renovables. Recuperado 20 de mayo de 2022, de <https://www.segurorenovables.com/energia-renovable/transicion-energetica-en-espana/>

WTW Update. (2022). *Tendencias en el sector de la energía en España para 2022*. Recuperado 2 de junio de 2022, de <https://willistowerswatsonupdate.es/riesgos-corporativos-y-directivos/claves-futuro-sector-energetico/>

## ANEXOS

### ANEXO 1. CÓDIGO DE LA MACRO ELABORADA EN EXCEL PARA LA DESCARGA AUTOMÁTICA DE LOS DATOS DEL MODELO

Sub DescargaOMIEgráfico()

'\*\*\*\*\*'

For Año = 2019 To 2022

TipoArchivo = "INT\_PBC\_TECNOLOGIAS\_H\_9" 'Energía por tecnología, archivos diarios

TipoArchivo = "INT\_PBC\_EV\_H\_1" 'Precios de energía, archivos diarios

AñoText = LTrim(Str(Año))

For Mes = 3 To 4

MesText = LTrim(Str(Mes))

If Mes < 10 Then MesText = "0" + MesText

Select Case Mes

Case Is = 1, Is = 3, Is = 5, Is = 7, Is = 8, Is = 10, Is = 12: NumDiasMes = 31

Case Is = 4, Is = 6, Is = 9, Is = 11: NumDiasMes = 30

Case Is = 2: If Año = 2020 Then NumDiasMes = 29 Else NumDiasMes = 28

End Select

For i = 1 To NumDiasMes

DíaText = LTrim(Str(i))

If i < 10 Then DíaText = "0" + DíaText

Range("B2").Select

Cadena1 = https://www.omie.es/sites/default/files/dados/

Cadena2 = "AGNO\_" + AñoText + "/MES\_" + MesText + "/XLV/"

Cadena3 = TipoArchivo

Cadena4 = "\_" + DíaText + "\_" + MesText + "\_" + AñoText

Cadena5 = "\_" + DíaText + "\_" + MesText + "\_" + AñoText

Cadena6 = ".XLS"

ARCHIVO = Cadena1 + Cadena2 + Cadena3 + Cadena4 + Cadena5 + Cadena6

ActiveSheet.Hyperlinks.Add Anchor:=Selection,

Address:=ARCHIVO, TextToDisplay:="ARCHIVO"

Range("B2").Select

Selection.Hyperlinks(1).Follow NewWindow:=False, AddHistory:=True

Next i

Next Mes

End Sub

## ANEXO 2. CÓDIGO *POWER QUERY* PARA LA UNIFICACIÓN DE LOS DATOS

### 2.1. Archivos horarios de energía para cada una de las tecnologías de generación

let

```
Origen = Folder.Files("C:\CÁLCULO\TFG Analytics\OMIE archivos\PRECIOS"),

#"Personalizada agregada" = Table.AddColumn(Origen, "Personalizado", each
Excel.Workbook([Content], null, true)),

#"Filas filtradas1" = Table.SelectRows("#Personalizada agregada", each ([Extension] = ".XLS")),

#"Se expandió Personalizado" = Table.ExpandTableColumn("#Filas filtradas1", "Personalizado",
{"Name", "Data"}, {"Personalizado.Name", "Personalizado.Data"}),

#"Dividir columna por delimitador1" = Table.SplitColumn("#Se expandió Personalizado", "Name",
Splitter.SplitTextByDelimiter("_", QuoteStyle.Csv), {"Name.1", "Name.2", "Name.3", "Name.4",
"Name.5", "Name.6", "Name.7", "Name.8", "Name.9", "Name.10", "Name.11"}),

#"Otras columnas quitadas" = Table.SelectColumns("#Dividir columna por delimitador1", {"Name.6",
"Name.7", "Name.8", "Personalizado.Data"}),

#"Se expandió Personalizado.Data" = Table.ExpandTableColumn("#Otras columnas quitadas",
"Personalizado.Data", {"Column1", "Column2", "Column3", "Column4", "Column5", "Column6",
"Column7", "Column8", "Column9", "Column10", "Column11", "Column12", "Column13",
"Column14", "Column15", "Column16", "Column17", "Column18", "Column19", "Column20",
"Column21", "Column22", "Column23", "Column24", "Column25"},
{"Personalizado.Data.Column1", "Personalizado.Data.Column2", "Personalizado.Data.Column3",
"Personalizado.Data.Column4", "Personalizado.Data.Column5", "Personalizado.Data.Column6",
"Personalizado.Data.Column7", "Personalizado.Data.Column8", "Personalizado.Data.Column9",
"Personalizado.Data.Column10", "Personalizado.Data.Column11", "Personalizado.Data.Column12",
"Personalizado.Data.Column13", "Personalizado.Data.Column14", "Personalizado.Data.Column15",
"Personalizado.Data.Column16", "Personalizado.Data.Column17", "Personalizado.Data.Column18",
"Personalizado.Data.Column19", "Personalizado.Data.Column20", "Personalizado.Data.Column21",
"Personalizado.Data.Column22", "Personalizado.Data.Column23", "Personalizado.Data.Column24",
"Personalizado.Data.Column25"}),

#"Filas superiores quitadas" = Table.Skip("#Se expandió Personalizado.Data",3),

#"Encabezados promovidos" = Table.PromoteHeaders("#Filas superiores quitadas",
[PromoteAllScalars=true]),

#"Filas filtradas" = Table.SelectRows("#Encabezados promovidos", each [{"#"} <> "" and [{"#"} <>
"OMIE - Mercado de electricidad" and not Text.StartsWith([{"#"}], "Fecha")),
```

```

#"Columnas con nombre cambiado1" = Table.RenameColumns("#Filas filtradas",{{"01", "Día"},
{"01_1", "Mes"}, {"2019", "Año"})),

#"Otras columnas con anulación de dinamización" = Table.UnpivotOtherColumns("#Columnas con
nombre cambiado1", {"Día", "Mes", "Año", ""}, "Atributo", "Valor"),

#"Tipo cambiado" = Table.TransformColumnTypes("#Otras columnas con anulación de
dinamización",{{"Valor", type number}, {"", type text}, {"Mes", Int64.Type}, {"Día", Int64.Type}}),

#"Columnas reordenadas" = Table.ReorderColumns("#Tipo cambiado,{"Año", "Mes", "Día",
"Atributo", "", "Valor"}),

#"Columnas con nombre cambiado" = Table.RenameColumns("#Columnas reordenadas",{ "Atributo",
"Hora"})),

#"Tipo cambiado3" = Table.TransformColumnTypes("#Columnas con nombre cambiado",{ "Día",
type text}, {"Mes", type text})),

#"Columna dinamizada" = Table.Pivot("#Tipo cambiado3", List.Distinct("#Tipo cambiado3"[""]), "",
"Valor", List.Average),

#"Personalizada agregada1" = Table.AddColumn("#Columna dinamizada", "Fecha", each
[Año]&"/"&[Mes]&"/"&[Día]),

#"Personalizada agregada2" = Table.AddColumn("#Personalizada agregada1", "Id", each [Año]&"-
"&[Mes]&"- "&[Día]&"- "&[Hora]),

#"Tipo cambiado1" = Table.TransformColumnTypes("#Personalizada agregada2",{ "Fecha", type
date}, {"Id", type text})),

#"Columnas reordenadas1" = Table.ReorderColumns("#Tipo cambiado1",{ "Id", "Fecha", "Año",
"Mes", "Día", "Hora", "Precio marginal en el sistema español (EUR/MWh)", "Precio marginal en el
sistema portugués (EUR/MWh)", "Energía total de compra sistema español (MWh)", "Energía total de
venta sistema español (MWh)", "Energía total de compra sistema portugués (MWh)", "Energía total de
venta sistema portugués (MWh)", "Energía total del mercado Ibérico (MWh)", "Energía total con
bilaterales del mercado Ibérico (MWh)", "Importación de España desde Portugal (MWh)", "Exportación
de España a Portugal (MWh)})),

#"Tipo cambiado2" = Table.TransformColumnTypes("#Columnas reordenadas1",{ "Año",
Int64.Type}, {"Mes", Int64.Type}, {"Día", Int64.Type}, {"Hora", Int64.Type})

```

in

```
#"Tipo cambiado2"
```

The screenshot displays a Power BI report with a data table and a configuration panel. The table has columns for 'Hora' (Hour) and five electricity generation types: 'CARBÓN', 'NUCLEAR', 'HIDRÁULICA', 'CICLO COMBINADO', and 'ÉLICA'. The configuration panel on the right, titled 'Configuración de la co...', shows 'PROPIEDADES' (Properties) and 'PASOS APLICADOS' (Applied Steps). The 'PASOS APLICADOS' section lists various transformations applied to the data, such as 'Filas filtradas1', 'Personalizada agregada', 'Se expandió Personalizado', 'Otras columnas quitadas1', 'Se expandió Personalizado.Data', 'Filas superiores quitadas', 'Encabezados promovidos', 'Filas filtradas', 'Tipo cambiado', 'Columnas quitadas1', 'Año insertado', 'Mes insertado', 'Día insertado', 'Personalizada agregada1', 'Tipo cambiado1', 'Columnas reordenadas', 'Personalizada agregada2', and 'Tipo cambiado2'.

Hora	1.2 CARBÓN	1.2 NUCLEAR	1.2 HIDRÁULICA	1.2 CICLO COMBINADO	1.2 ÉLICA
1	2845	6059,2	4750,7	975	
2	2526	6059,2	4289,5	599	
3	2455	6059,2	3173,2	425	
4	2275	6059,2	2082,8	404	
5	2214,5	6059,2	1673,4	389	
6	2031,2	6059,2	1869	389	
7	2132	6059,2	1863,9	434	
8	2238	6059,2	2040	519	
9	2275	6059,2	2132,7	609	
10	2305	6059,2	2384,4	1024	
11	2485	6059,2	2935,2	1569	
12	2665	6059,2	3084,7	1709	
13	2783,1	6059,2	3395	1884,7	
14	2783,1	6059,2	3911	1889	
15	2783,1	6059,2	3601,5	1889	
16	2783,1	6059,2	2924,7	1629	
17	2783,1	6059,2	2996,4	1629	
18	2783,1	6059,2	4323,8	1758	
19	2783,1	6059,2	5982,2	1889	
20	2783,1	6059,2	6922	1889	
21	2783,1	6059,2	7428,1	1889	
22	2783,1	6059,2	7830,4	1889	
23	2783,1	6059,2	6555,2	1889	
24	2783,1	6059,2	8860	1748,8	

## 2.2. Datos de precios horarios del mercado diario de electricidad

let

Origen = Folder.Files("C:\CÁLCULO\TFG Analytics\OMIE archivos\ENERGÍA"),

#"Personalizada agregada" = Table.AddColumn(Origen, "Personalizado", each Excel.Workbook([Content], null, true)),

#"Se expandió Personalizado" = Table.ExpandTableColumn("#Personalizada agregada", "Personalizado", {"Name", "Data"}, {"Personalizado.Name", "Personalizado.Data"}),

#"Otras columnas quitadas1" = Table.SelectColumns("#Se expandió Personalizado", {"Personalizado.Data"}),

#"Se expandió Personalizado.Data" = Table.ExpandTableColumn("#Otras columnas quitadas1", "Personalizado.Data", {"Column1", "Column2", "Column3", "Column4", "Column5", "Column6", "Column7", "Column8", "Column9", "Column10", "Column11", "Column12", "Column13", "Column14", "Column15", "Column16", "Column17", "Column18", "Column19", "Column20"}, {"Personalizado.Data.Column1", "Personalizado.Data.Column2", "Personalizado.Data.Column3", "Personalizado.Data.Column4", "Personalizado.Data.Column5", "Personalizado.Data.Column6", "Personalizado.Data.Column7", "Personalizado.Data.Column8", "Personalizado.Data.Column9", "Personalizado.Data.Column10", "Personalizado.Data.Column11", "Personalizado.Data.Column12", "Personalizado.Data.Column13", "Personalizado.Data.Column14", "Personalizado.Data.Column15", "Personalizado.Data.Column16", "Personalizado.Data.Column17", "Personalizado.Data.Column18", "Personalizado.Data.Column19", "Personalizado.Data.Column20"}),

#"Filas superiores quitadas" = Table.Skip("#Se expandió Personalizado.Data", 3),

#"Encabezados promovidos" = Table.PromoteHeaders("#Filas superiores quitadas", [PromoteAllScalars=true]),



```

#"Filas filtradas" = Table.SelectRows("#Encabezados promovidos", each ([Hora] <> null and [Hora] <>
"Hora")),

#"Tipo cambiado" = Table.TransformColumnTypes("#Filas filtradas",{ "Hora", Text.Type},
{"CARBÓN", type number}, {"FUEL-GAS", type number}, {"AUTOPRODUCTOR", type number},
{"NUCLEAR", type number}, {"HIDRÁULICA", type number}, {"CICLO COMBINADO", type
number}, {"EÓLICA", type number}, {"SOLAR TÉRMICA", type number}, {"SOLAR
FOTOVOLTAICA", type number}, {"COGENERACIÓN/RESIDUOS/MINI HIDRA", type number},
{"IMPORTACIÓN INTER.", type number}, {"IMPORTACIÓN INTER. SIN MIBEL", type number},
{"Fecha", type date})),

#"Columnas quitadas1" = Table.RemoveColumns("#Tipo cambiado",{"Column15", "Column16",
"Column17", "Column18", "Column19", "Column20"}),

#"Año insertado" = Table.AddColumn("#Columnas quitadas1", "Año", each Date.Year([Fecha]),
Text.Type),

#"Mes insertado" = Table.AddColumn("#Año insertado", "Mes", each Date.Month([Fecha]), Text.Type),

#"Día insertado" = Table.AddColumn("#Mes insertado", "Día", each Date.Day([Fecha]), Text.Type),

#"Personalizada agregada1" = Table.AddColumn("#Día insertado", "Id", each Text.From([Año])&"-
"&Text.From([Mes])&"-"&Text.From([Día])&"-"&Text.From([Hora])),

#"Tipo cambiado1" = Table.TransformColumnTypes("#Personalizada agregada1",{ "Año", Int64.Type},
{"Mes", Int64.Type}, {"Día", Int64.Type}, {"Hora", Int64.Type}, {"Id", type text})),

#"Columnas reordenadas" = Table.ReorderColumns("#Tipo cambiado1",{"Id", "Fecha", "Año", "Mes",
"Día", "Hora", "CARBÓN", "FUEL-GAS", "AUTOPRODUCTOR", "NUCLEAR", "HIDRÁULICA",
"CICLO COMBINADO", "EÓLICA", "SOLAR TÉRMICA", "SOLAR FOTOVOLTAICA",
"COGENERACIÓN/RESIDUOS/MINI HIDRA", "IMPORTACIÓN INTER.", "IMPORTACIÓN
INTER. SIN MIBEL"}),

#"Personalizada agregada2" = Table.AddColumn("#Columnas reordenadas", "Personalizado", each
Number.From(#datetime([Año], [Mes], [Día], [Hora]-1, 0, 0))),

#"Tipo cambiado2" = Table.TransformColumnTypes("#Personalizada agregada2",{ "Personalizado", type
datetime}})

in

#"Tipo cambiado2"

```

Año	Mes	Día	Hora	Precio marginal en el sistema español (EUR/MWh)
2019	1	1	1	66,88
2019	1	1	10	61
2019	1	1	11	63
2019	1	1	12	63
2019	1	1	13	64,03
2019	1	1	14	65,88
2019	1	1	15	65,01
2019	1	1	16	60,84
2019	1	1	17	61,09
2019	1	1	18	63,08
2019	1	1	19	66,66
2019	1	1	2	66,88
2019	1	1	20	67,06
2019	1	1	21	67,26
2019	1	1	22	68,07
2019	1	1	23	67,08
2019	1	1	24	64,03
2019	1	1	3	66
2019	1	1	4	63,64
2019	1	1	5	58,85
2019	1	1	6	55,47
2019	1	1	7	56
2019	1	1	8	61,09
2019	1	1	9	61,01
2019	1	10	1	58,6
2019	1	10	10	68
2019	1	10	11	67,73
2019	1	10	12	67,05
2019	1	10	13	66,15

### 2.3. Datos mensuales de tecnologías marginales

let

Origen = Folder.Files("C:\CÁLCULO\TFG Analytics\OMIE archivos\TECNOLOGÍA MARGINA"),

#"Personalizada agregada" = Table.AddColumn(Origen, "Personalizado", each Excel.Workbook([Content], null, true)),

#"Se expandió Personalizado" = Table.ExpandTableColumn("#Personalizada agregada", "Personalizado", {"Name", "Data"}, {"Personalizado.Name", "Personalizado.Data"}),

#"Columnas quitadas" = Table.RemoveColumns("#Se expandió Personalizado", {"Content", "Name", "Extension", "Date accessed", "Date modified", "Date created", "Attributes", "Folder Path", "Personalizado.Name"}),

#"Se expandió Personalizado.Data" = Table.ExpandTableColumn("#Columnas quitadas", "Personalizado.Data", {"Column1", "Column2", "Column3", "Column4", "Column5", "Column6", "Column7", "Column8", "Column9", "Column10", "Column11", "Column12", "Column13", "Column14", "Column15", "Column16", "Column17", "Column18", "Column19", "Column20", "Column21", "Column22", "Column23", "Column24", "Column25"}, {"Personalizado.Data.Column1", "Personalizado.Data.Column2", "Personalizado.Data.Column3", "Personalizado.Data.Column4", "Personalizado.Data.Column5", "Personalizado.Data.Column6", "Personalizado.Data.Column7", "Personalizado.Data.Column8", "Personalizado.Data.Column9", "Personalizado.Data.Column10", "Personalizado.Data.Column11", "Personalizado.Data.Column12", "Personalizado.Data.Column13", "Personalizado.Data.Column14", "Personalizado.Data.Column15", "Personalizado.Data.Column16", "Personalizado.Data.Column17", "Personalizado.Data.Column18", "Personalizado.Data.Column19", "Personalizado.Data.Column20", "Personalizado.Data.Column21", "Personalizado.Data.Column22", "Personalizado.Data.Column23", "Personalizado.Data.Column24", "Personalizado.Data.Column25"}),

```

#"Filas superiores quitadas" = Table.Skip("#Se expandió Personalizado.Data",3),

#"Encabezados promovidos" = Table.PromoteHeaders("#Filas superiores quitadas",
[PromoteAllScalars=true]),

#"Tipo cambiado" = Table.TransformColumnTypes("#Encabezados promovidos",{{"Día", type text},
{"1", type text}, {"2", type text}, {"3", type text}, {"4", type text}, {"5", type text}, {"6", type text}, {"7",
type text}, {"8", type text}, {"9", type text}, {"10", type text}, {"11", type text}, {"12", type text}, {"13",
type text}, {"14", type text}, {"15", type text}, {"16", type text}, {"17", type text}, {"18", type text}, {"19",
type text}, {"20", type text}, {"21", type text}, {"22", type text}, {"23", type text}, {"24", type text}}),

#"Filas filtradas" = Table.SelectRows("#Tipo cambiado", each ([1] <> null and [1] <> "") and ([Día] <>
"Día")),

#"Otras columnas con anulación de dinamización" = Table.UnpivotOtherColumns("#Filas filtradas",
{"Día"}, "Atributo", "Valor"),

#"Columnas con nombre cambiado" = Table.RenameColumns("#Otras columnas con anulación de
dinamización",{{"Atributo", "Hora"}, {"Valor", "Tecnología margina"}}),

#"Tipo cambiado2" = Table.TransformColumnTypes("#Columnas con nombre cambiado",{{"Día", type
date}, {"Hora", Int64.Type}}),

#"Errores quitados" = Table.RemoveRowsWithErrors("#Tipo cambiado2", {"Día"}),

#"Filas filtradas1" = Table.SelectRows("#Errores quitados", each ([Día] <> null)),

#"Tipo cambiado3" = Table.TransformColumnTypes("#Filas filtradas1",{{"Tecnología margina", type
text}}),

#"Año insertado" = Table.AddColumn("#Tipo cambiado3", "Año", each Date.Year([Día]), Int64.Type),

#"Mes insertado" = Table.AddColumn("#Año insertado", "Mes", each Date.Month([Día]), Int64.Type),

#"Día insertado" = Table.AddColumn("#Mes insertado", "Día.1", each Date.Day([Día]), Int64.Type),

#"Personalizada agregada2" = Table.AddColumn("#Día insertado", "Id", each Text.From([Año])&"-
"&Text.From([Mes])&"-"&Text.From([Día.1])&"-"&Text.From([Hora])),

#"Tipo cambiado1" = Table.TransformColumnTypes("#Personalizada agregada2",{{"Id", type text}}),

#"Columnas con nombre cambiado2" = Table.RenameColumns("#Tipo cambiado1",{{"Día", "Fecha"},
{"Día.1", "Día"}}),

#"Columnas reordenadas" = Table.ReorderColumns("#Columnas con nombre cambiado2",{ "Id", "Fecha",
"Año", "Mes", "Día", "Hora", "Tecnología margina"})

in

#"Columnas reordenadas"

```

Id	Fecha	Año	Mes	Día	Hora	Tecnología margina
1	01/01/2019	2019		1	1	HI
2	01/01/2019	2019		1	2	HI
3	01/01/2019	2019		1	3	RE
4	01/01/2019	2019		1	4	HI
5	01/01/2019	2019		1	5	TER
6	01/01/2019	2019		1	6	TER
7	01/01/2019	2019		1	7	TER
8	01/01/2019	2019		1	8	HI
9	01/01/2019	2019		1	9	HI
10	01/01/2019	2019		1	10	HI
11	01/01/2019	2019		1	11	TCC
12	01/01/2019	2019		1	12	TCC
13	01/01/2019	2019		1	13	HI
14	01/01/2019	2019		1	14	HI
15	01/01/2019	2019		1	15	HI
16	01/01/2019	2019		1	16	HI
17	01/01/2019	2019		1	17	HI
18	01/01/2019	2019		1	18	TCC
19	01/01/2019	2019		1	19	HI
20	01/01/2019	2019		1	20	HI
21	01/01/2019	2019		1	21	HI
22	01/01/2019	2019		1	22	HI
23	01/01/2019	2019		1	23	HI

## 2.4. Datos de los precios del gas de MIBGAS

let

```
Origen = Excel.Workbook(File.Contents("C:\CÁLCULO\TFG Analytics\MIBGAS
archivos\MIBGAS_Data_2015-2022.xlsx"), null, true),
```

```
Indices_Sheet = Origen[{Item="Indices",Kind="Sheet"}][Data],
```

```
#"Encabezados promovidos" = Table.PromoteHeaders(Indices_Sheet, [PromoteAllScalars=true]),
```

```
#"Tipo cambiado" = Table.TransformColumnTypes("#Encabezados promovidos",{{"Delivery day",
type date}, {"Area", type text}, {"MIBGAS Index#(lf)[EUR/MWh]", type number}, {"MIBGAS
Volume#(lf)[MWh]", Int64.Type}, {"MIBGAS#(lf)LNG Index#(lf)[EUR/MWh]", type number},
{"MIBGAS#(lf)LNG Volume#(lf)[MWh]", type number}, {"MIBGAS#(lf)AVB
Index#(lf)[EUR/MWh]", type number}, {"MIBGAS#(lf)AVB Volume#(lf)[MWh]", type number}}),
```

```
#"Filas filtradas" = Table.SelectRows("#Tipo cambiado", each ([Area] = "ES")),
```

```
#"Columnas quitadas" = Table.RemoveColumns("#Filas filtradas",{"Area"}),
```

```
#"Duplicados quitados" = Table.Distinct("#Columnas quitadas", {"Delivery day"})
```

in

```
#"Duplicados quitados"
```

Table.Distinct("#Columnas quitadas", {"Delivery day"})

	Delivery day	1.2 MIBGAS Index [EUR/...	1.3 MIBGAS Volume [M...	1.2 MIBGAS LNG Index [...]	1.2 MIBGAS LNG Volume...	1.2 MIBGAS AVB Index [...]
1	31/12/2015	19,25	2000	null	null	
2	30/12/2015	19,25	1100	null	null	
3	29/12/2015	18,55	0	null	null	
4	28/12/2015	18,55	0	null	null	
5	27/12/2015	18,55	0	null	null	
6	26/12/2015	18,55	0	null	null	
7	25/12/2015	18,55	0	null	null	
8	24/12/2015	18,55	0	null	null	
9	23/12/2015	18,55	0	null	null	
10	22/12/2015	18,55	0	null	null	
11	21/12/2015	18,55	100	null	null	
12	20/12/2015	19,4	0	null	null	
13	19/12/2015	19,4	50	null	null	
14	18/12/2015	19,67	0	null	null	
15	17/12/2015	19,67	50	null	null	
16	16/12/2015	null	0	null	null	
17	31/12/2016	24,64	19083	null	null	
18	30/12/2016	24,88	21305	null	null	
19	29/12/2016	24,55	20820	null	null	
20	28/12/2016	22,98	58435	null	null	
21	27/12/2016	19,69	80164	null	null	
22	26/12/2016	19	42423	null	null	

## 2.5. Precios de los derechos de emisiones de CO<sup>2</sup> (EUAs)

Let

Origen = Excel.Workbook(File.Contents("C:\CÁLCULO\TFG Analytics\SENDECO precios CO2\historico-precios-CO2-\_2016-2022.xlsx"), null, true),

#"historico-precios-CO2-\_2016-202\_Sheet" = Origen{[Item="historico-precios-CO2-\_2016-202",Kind="Sheet"]}[Data],

#"Encabezados promovidos" = Table.PromoteHeaders("#historico-precios-CO2-\_2016-202\_Sheet", [PromoteAllScalars=true]),

#"Tipo cambiado" = Table.TransformColumnTypes("#Encabezados promovidos",{{"Fecha", type date}, {"EUA", type number}, {"CER", type number}, {"SPREAD (EUA - CER)", type number}}),

#"Duplicados quitados" = Table.Distinct("#Tipo cambiado", {"Fecha"})

in

#"Duplicados quitados"

Table.Distinct("#Tipo cambiado", {"Fecha"})

	Fecha	1.2 EUA	1.2 CER	1.2 SPREAD (EUA - CER)
1	04/01/2016	8,04	0,53	7,51
2	05/01/2016	8,01	0,53	7,48
3	06/01/2016	7,75	0,53	7,22
4	07/01/2016	7,55	0,53	7,02
5	08/01/2016	7,41	0,53	6,88
6	11/01/2016	7,15	0,52	6,63
7	12/01/2016	7,14	0,51	6,63
8	13/01/2016	7,24	0,53	6,71
9	14/01/2016	7,1	0,52	6,58
10	15/01/2016	6,68	0,43	6,25
11	18/01/2016	6,74	0,42	6,32
12	19/01/2016	6,82	0,44	6,38
13	20/01/2016	6,33	0,44	5,89
14	21/01/2016	6,17	0,43	5,74
15	22/01/2016	6,31	0,42	5,89
16	25/01/2016	5,9	0,41	5,49
17	26/01/2016	6,07	0,4	5,67
18	27/01/2016	5,91	0,4	5,51
19	28/01/2016	6,09	0,43	5,66
20	29/01/2016	6,03	0,43	5,6
21	01/02/2016	5,7	0,42	5,28
22	02/02/2016	5,82	0,39	5,43
23	03/02/2016	5,62	0,4	5,22
24	04/02/2016	5,61	0,4	5,21

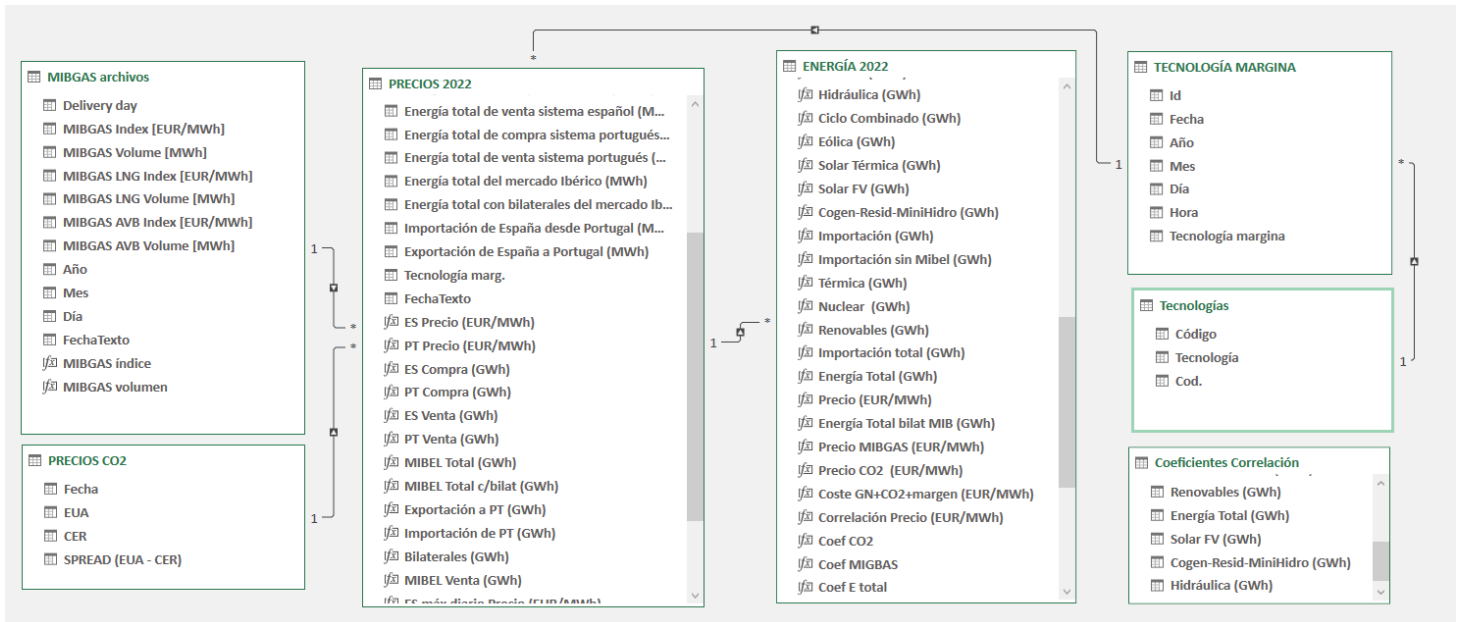
### ANEXO 3. TABLAS RELACIONALES DEL MODELO DE DATOS DE EXCEL: POWER PIVOT

Administrar relaciones

Crear Editar Eliminar

Activo	Tabla 1	Cardinalidad	Dirección de filtro	Tabla 2
Si	ENERGÍA 2022 [Id]	Varios a uno (*:1)	<< A ENERGÍA 2022	PRECIOS 2022 [Id]
Si	PRECIOS 2022 [Fecha]	Varios a uno (*:1)	<< A PRECIOS 2022	MIBGAS archivos [Delivery day]
Si	PRECIOS 2022 [Fecha]	Varios a uno (*:1)	<< A PRECIOS 2022	PRECIOS CO2 [Fecha]
Si	PRECIOS 2022 [Id]	Varios a uno (*:1)	<< A PRECIOS 2022	TECNOLOGÍA MARGINA [Id]
Si	TECNOLOGÍA MARGINA [Tecnología margina]	Varios a uno (*:1)	<< A TECNOLOGÍA MARGINA	Tecnologías [Código]

Cerrar



## ANEXO 4. DASHBOARD: ENERGÍA HORARIA POR TECNOLOGÍA (MIBEL)

