



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Grado

Efecto de las tecnologías de generación en el
precio del mercado mayorista de la energía eléctrica

Effect of generation technologies on the price of the
wholesale electricity market

Autor

Sonia Martín Redón

Director

José Luis Bernal Agustín

Escuela de Ingeniería y Arquitectura
2020

RESUMEN

Este trabajo se ha desarrollado con la finalidad de estudiar la relación existente entre las tecnologías de generación de energía eléctrica y el precio de la electricidad mediante la aplicación de técnicas de previsión. Se han estimado los precios del mercado mayorista de energía en base a posibles escenarios futuros con más generación de renovables que la actual.

Para realizar el estudio se ha analizado la evolución del precio del mercado mayorista ibérico y el porcentaje de participación de las distintas tecnologías de generación con los datos disponibles de años anteriores.

En base a los análisis realizados, se han supuesto posibles escenarios futuros del parque generador de la península ibérica y se ha desarrollado una previsión del precio de la energía eléctrica para determinar el efecto que tienen las distintas tecnologías de generación en el precio.

La recopilación de los datos sobre las diferentes tecnologías y del precio del mercado mayorista ibérico de electricidad se han obtenido de las páginas de Red Eléctrica de España y del Operador del Mercado Ibérico de Electricidad. Se ha utilizado el Excel para organizar los datos recopilados.

Se ha hecho uso de dos técnicas de previsión, la regresión lineal y la red neuronal. Las regresiones lineales simples y múltiples se han aplicado para determinar la relación existente entre distintas variables y para predecir el comportamiento de la demanda energética y la evolución de las renovables en la península, se ha realizado a través de la herramienta Excel. La red neuronal se ha generado con el programa matemático Matlab para poder predecir el precio del mercado mayorista de energía eléctrica.

**ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
(ZARAGOZA)**

MEMORIA

**Efecto de las tecnologías de generación en el precio
del mercado mayorista de la energía eléctrica**

Autor: Sonia Martín Redón

Director: José Luis Bernal Agustín

Fecha: Noviembre de 2020

INDICE DE CONTENIDO

1. Introducción	1
1.1. Motivación.....	1
1.2. Objetivos y alcance	2
1.3. Organización de la memoria.....	3
2. Desarrollo	4
2.1. Fundamentos teóricos.....	4
2.1.1. Tecnologías de generación eléctrica	4
2.1.1.1. Centrales térmicas convencional	4
2.1.1.2. Central de biomasa	4
2.1.1.3. Centrales de ciclo combinado.....	5
2.1.1.4. Centrales de cogeneración.....	5
2.1.1.5. Centrales nucleares	5
2.1.1.6. Centrales hidráulicas	6
2.1.1.7. Centrales eólicas.....	7
2.1.1.8. Centrales solares	7
2.1.2. Mercado eléctrico español.....	11
2.1.2.1. Descripción del mercado eléctrico español	11
2.1.2.1.1. Agentes del mercado eléctrico español	12
2.1.2.1.2. Mercado mayorista de energía.....	14
2.2. Análisis de los datos.....	21
2.2.1. Evolución de la generación eléctrica.....	21
2.2.2. Evolución del precio de la energía eléctrica	27
2.2.3. Análisis de los datos de la actual crisis vivida por la pandemia mundial.	29
2.2.4. Evolución del PIB e IRE en relación con la demanda energética peninsular. ...	32
2.3. Realización del estudio.....	37



INDICES

2.3.1. Estimación de posibles escenarios futuros.	37
2.3.2. Estimación del precio de la energía eléctrica en el Mercado Diario.	44
2.3.2.1. Red Neuronal	44
2.3.2.2. Previsión de la variación porcentual de las tecnologías de generación....	44
2.3.2.1. Previsión del precio de la energía eléctrica	47
3. Conclusiones.....	52
4. Bibliografía	56

INDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Separación de actividades reguladas y liberalizadas.....	11
Ilustración 2. Secuencia de mercados en el mercado ibérico de electricidad.	14
Ilustración 3. Cobertura de demanda peninsular.....	21
Ilustración 4. Evolución de la generación eléctrica renovable peninsular	25
Ilustración 5. Variación anual de la generación y demanda peninsular.	26
Ilustración 6. Precio y energía de cierre del sistema eléctrico peninsular.	27
Ilustración 7. Evolución del PIB anual en España	29
Ilustración 8. Evolución de la demanda energética peninsular [GWh].	31
Ilustración 9. Evolución del PIB [M.€]. Fuente: Elaboración propia.	33
Ilustración 10. Variación porcentual de la demanda peninsular y el PIB.	34
Ilustración 11. Evolución del IRE. Fuente: Elaboración propia	34
Ilustración 12. Variación porcentual peninsular del IRE y el PIB.	36
Ilustración 13. Evolución del PIB tras superar la crisis del 2020.	41
Ilustración 14. Evolución del IRE tras superar la crisis del 2020.	42
Ilustración 15. Evolución de la demanda energética tras superar la crisis del 2020	42
Ilustración 16. Representación del precio del sistema eléctrico peninsular.....	47
Ilustración 17. Precio medio anual.	48
Ilustración 18. Precio energético - % de renovables.	48
Ilustración 19. Variación horaria del precio energético de los años 2021, 2022, 2023	51
Ilustración 20. Sistema eléctrico tradicional Vs. sistema eléctrico del futuro	54

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características de las tecnologías.	8
Tabla 2. Características de las tecnologías.	9
Tabla 3. Cantidad de energía generada anual por las distintas fuentes energéticas en la península [GWh].....	22
Tabla 4. Resultados regresión múltiple IRE- PIB -Demanda	37
Tabla 5. Coeficientes de la regresión múltiple	37
Tabla 6. Evolución de la demanda, del PIB y del IRE.	40
Tabla 7. Porcentaje de las tecnologías generadoras de energía renovable	45
Tabla 8. Porcentaje de las tecnologías generadoras de energía no renovable (Año 2022-2036)	46

1. INTRODUCCIÓN

1.1. MOTIVACIÓN

La aparición de las primeras aplicaciones eléctricas en el siglo XIX y el desarrollo continuo de los aspectos relacionados con la electricidad, ha conducido a un verdadero cambio social, haciendo de la electricidad un servicio esencial y una necesidad básica para el desarrollo de múltiples actividades cotidianas.

Hoy en día todo el mundo conoce el significado del concepto electricidad al ser un bien esencial en todos los hogares, locales, industrias y civilizaciones desarrolladas. La electricidad es una forma de energía, conociendo por energía a la capacidad de un cuerpo o sustancia para realizar un trabajo. La energía, según el primer principio de la termodinámica, ni se crea ni se destruye, solo se transforma. El término de electricidad se define como un conjunto de fenómenos físicos relacionados con la presencia y flujo de cargas eléctrica.

Actualmente, se puede relacionar directamente los índices de consumo eléctrico, con el índice de crecimiento del producto interior bruto y con el desarrollo social e industrial de un país.

Para la generación de energía eléctrica se pueden usar diferentes tecnologías. Uno de los problemas al que se enfrenta hoy en día la sociedad, es el no disponer de los medios necesarios para almacenar energía eléctrica en grandes cantidades; lo que conlleva a un estudio de ajuste por parte de una serie de agentes del mercado eléctrico para poder asegurar un suministro energético seguro y continuo. Para hacer frente a la cobertura de demanda total se complementan las distintas tecnologías de generación con las que se cuenta.

En función de las propiedades, costes fijos, costes variables, de la cantidad de energía generada, del porcentaje de participación en los mercados y de



diversos aspectos a considerar para cada tecnología de generación, se determina el precio de la energía eléctrica.

El interés de este trabajo es el cómo afecta al precio del mercado eléctrico el aumento de la penetración de las fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular.

1.2. OBJETIVOS Y ALCANCE

El objetivo fundamental del trabajo es estudiar la relación existente entre el precio de la energía eléctrica en el mercado mayorista de energía y las distintas tecnologías de generación que participan en dicho mercado. Para ello se ha de analizar la evolución del precio del mercado mayorista ibérico y la variación a lo largo de los años del porcentaje de participación de las diferentes tecnologías de generación. Se ha planteado una serie de escenarios futuros con los que poder observar la variación de precio al aumentar la cantidad de energía proveniente de fuentes renovables.

Otro de los objetivos del trabajo es la aplicación de técnicas de previsión a través del programa matemático Matlab, eligiendo entre todos los tipos de toolboxes con los que cuenta Matlab el que más conviene para desarrollar la previsión del precio del mercado eléctrico peninsular.

Para alcanzar los objetivos planteados es necesario el uso de herramientas de cálculos con Microsoft Office Excel y el software Matlab.

Todos los documentos de Excel y Matlab con los que se ha trabajado para elaborar el trabajo se pueden descargar en el siguiente LINK de drive: <https://drive.google.com/drive/folders/1tVdIzFE6VdKH0bZAXXzeNIRCQeZq2X3?usp=sharing>

1.3. ORGANIZACIÓN DE LA MEMORIA

La memoria del trabajo está organizada en 4 apartados.

En el apartado 1 se desarrolla la introducción al proyecto la cual cuenta de tres subapartados que tratan de explicar la motivación por la cual se ha escogido este tema de trabajo, los objetivos que se pretenden alcanzar con el estudio de los distintos aspectos que se desarrollan en apartados posteriores y la organización de los distintos pasos realizados para conseguir los objetivos previstos. En el apartado 2 se lleva a cabo el desarrollo del trabajo. En primer lugar, se explican los distintos fundamentos teóricos con los que posteriormente se irá trabajando a lo largo del proyecto, como son la clasificación de las distintas tecnologías de generación eléctrica, todos los tipos de mercado que constituyen el mercado mayorista y los agentes que participan en él. En segundo lugar, se realiza el análisis de los datos, estudiando las distintas variaciones económicas y de la demanda energética que han tenido lugar durante un periodo de años concreto en el mercado eléctrico peninsular. En tercer lugar, se expone el estudio realizado para estimar los posibles escenarios futuros del parque de generación, la previsión de la demanda y del precio del mercado diario. En el apartado 3, se incluyen las conclusiones a las que se ha llegado a partir de los resultados obtenidos con las previsiones calculadas. Por último, en el último apartado, se adjunta la bibliografía que se ha utilizado para poder llevar a cabo el desarrollo del trabajo fin de grado.

De forma adicional a la memoria se encuentran los anexos a los que se hace referencia durante todo el trabajo.



2. DESARROLLO

2.1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1.1. Tecnologías de generación eléctrica

A lo largo del trabajo se va a realizar un estudio de la influencia que tienen las distintas formas de generación de energía eléctrica en el precio de la energía del mercado mayorista ibérico de electricidad. A continuación, se hará una breve explicación de las distintas tecnologías de generación eléctrica que intervienen en él, nombrando sus principales características.

2.1.1.1. Centrales térmicas convencional

Este tipo de centrales producen energía a través de combustibles fósiles, generando vapor que es turbinado con la finalidad de obtener energía eléctrica. Existen distintos tipos de centrales térmicas convencionales según la naturaleza de combustible fósil utilizado: la de carbón, fuelóleo y la de gas natural. Durante el proceso de generación se desprenden emisiones de gases y partículas contaminantes a la atmósfera. Los procesos que utilizan como combustibles el gas natural y el fuelóleo, son procesos flexibles, mientras que los que utilizan carbón como materia prima para la combustión son procesos rígidos. (1)

2.1.1.2. Central de biomasa

Las centrales de biomasa son uno de los tipos de centrales térmicas existentes en la actualidad. La energía de combustión que necesita la obtiene a partir de residuos forestales, agrícolas o de cultivos energéticos. Su funcionamiento es similar al de la central térmica convencional con la diferencia de que el combustible que utiliza es de origen orgánico. (1)

2.1.1.3. Centrales de ciclo combinado

En las centrales de ciclo combinado, la energía eléctrica se genera mediante dos ciclos termodinámicos (turbina de gas y turbina de vapor). El proceso cuenta con un generador que es accionado por una turbina de combustión cuyo combustible principal es el gas natural. Los gases de escape producidos durante la combustión calientan el agua formando vapor para accionar la segunda turbina. Este tipo de tecnologías se caracteriza por su elevada eficiencia en el proceso y por la baja cantidad de emisiones producidas. Su funcionamiento es fiable y muy flexible. (1)

2.1.1.4. Centrales de cogeneración

Son centrales que generan de forma simultánea energía eléctrica y energía térmica útil. Debido al desarrollo simultáneo de los dos procesos, la cantidad de combustible a utilizar es menor y, por lo tanto, la cantidad de emisiones contaminantes. El rendimiento de los procesos llevados a cabo en la central es elevado por el aprovechamiento térmico, eléctrico y mecánico. (2)

2.1.1.5. Centrales nucleares

La generación de energía en este tipo de centrales se realiza a partir de la fisión de los núcleos de uranio. En la fisión se desprende energía en forma de calor que es transformada en energía eléctrica a través del turbinado de vapor. Al contrario que otros procesos de producción energética llevados a cabo en otras centrales, este proceso no genera contaminación atmosférica, pero si se producen residuos nucleares, los cuales deben ser tratados y almacenados en las debidas condiciones. Las centrales nucleares tienen un régimen de funcionamiento rígido, lo que significa que la variación de su producción no se puede realizar a corto plazo. Los costes fijos son elevados y los variables más bajos. (3)



2.1.1.6. Centrales hidráulicas

La generación eléctrica en las centrales hidráulicas se lleva a cabo a través del aprovechamiento de la energía potencial gravitatoria de una masa de agua a una cierta altura; esta energía potencial gravitatoria es convertida en energía eléctrica a través de un equipo de turbinas hidráulicas acopladas a un determinado número de generadores eléctricos. Existen tres tipos de centrales hidráulicas: centrales de agua embalsada, centrales de agua fluyente y centrales de bombeo o reversible. (1) (4)

- Centrales de agua embalsada: estas centrales tienen el agua almacenada en un embalse de grandes dimensiones y su aprovechamiento para llevar a cabo la generación de energía se hace en función de la rentabilidad económica que se puede obtener en un futuro (considerando el precio esperado en el mercado eléctrico) y de las previsiones meteorológicas futuras (precipitaciones).
- Centrales de agua fluyente: no disponen de embalses por lo que la capacidad de almacenamiento de agua queda limitada, la cantidad de energía a generar depende del caudal de agua que se aporta en cada momento.
- Centrales de bombeo o centrales reversibles: están constituidas por dos niveles de agua a distinta altura, la generación de energía en estas centrales cuenta con dos procesos. En el primer proceso, el agua del depósito inferior se bombea al depósito superior consumiendo energía eléctrica para hacer funcionar la bomba (proceso realizado durante las horas nocturnas o horas valle cuando el precio de la energía es inferior). Posteriormente se produce energía eléctrica turbinando el agua, previamente bombeada, desde el depósito superior al inferior (proceso desarrollado durante las horas punta). Este tipo de centrales se caracterizan por ser flexibles, permitiendo regular su producción con facilidad, cualidad utilizada para responder a las variaciones de la demanda y contribuir a la estabilización del precio del mercado. Sus

costes fijos son elevados y los costes variables relativamente bajos (no nulos).

2.1.1.7. Centrales eólicas

El proceso de generación de electricidad de las centrales eólicas trata de transformar la energía cinética del viento en energía eléctrica a través de una serie de generadores. Es la mayor fuente energética renovable utilizada en la actualidad. Sus ventajas respecto a otras tecnologías son la emisión nula de sustancias contaminantes y que su fuente primaria para llevar a cabo el proceso es gratis e inagotable. Como desventajas tiene que produce un impacto visual y que la producción que ofrece es intermitente dependiendo del viento que hay en cada momento. (5)

2.1.1.8. Centrales solares

La energía solar es aprovechada para generar energía eléctrica, este aprovechamiento puede ser llevado a cabo de dos formas distintas, mediante la tecnología solar fotovoltaica y la tecnología solar termoeléctrica. Son instalaciones que tienen un coste de inversión muy elevado y que actualmente están en proceso de desarrollo y crecimiento en el país. Unas de sus principales ventajas es que su fuente primaria es inagotable y no produce emisiones contaminantes. (1)

- La tecnología solar fotovoltaica: transforma mediante células solares la energía solar en electricidad al incidir sobre ellas las radiaciones solares.
- La tecnología solar termoeléctrica: es también conocida como tecnología termo solar. Convierte la energía solar en energía eléctrica mediante el calentamiento de un fluido que acciona una turbina con el vapor producido en el calentamiento.

A continuación, se adjuntan dos tablas en las que se muestra de forma esquemática las características más comunes de las distintas tecnologías de generación de energía eléctricas descritas en el apartado.

- Los costes de inversiones hacen referencia a la cantidad de dinero necesaria para la adquisición de la construcción de la planta generadora.
- Los costes fijos de explotación son los costes que se generan durante el proceso productivo que son independientes del nivel de producción de la central.
- Los costes variables de generación a corto plazo son los costes del mantenimiento de la planta, del mantenimiento de los equipos y los costes de operación. Estos varían en función del nivel de producción.
- El régimen de funcionamiento representa el número de horas anuales en el que cada central generadora de energía eléctrica debería producir a plena carga para compensar la energía consumida anualmente.
- La seguridad de suministro engloba el tipo de técnica empleada en cada tecnología generadora, la capacidad de abastecimiento y el nivel de flexibilidad.
- Las emisiones atmosféricas generadas en cada tipo de tecnología son distintas, al igual que los residuos contaminantes en cada una de ellas.

Tecnología	Coste de inversión	Coste fijo de explotación	Coste variable a corto plazo
<i>Nuclear</i>	Muy alto	Alto	Muy bajo
<i>Hidráulica regulable</i>	Muy alto	Medio	Muy bajo
<i>Hidráulica fluyente</i>	Alto	Medio	Muy bajo
<i>Bombeo</i>	Muy alto	Medio	Medio
<i>Carbón</i>	Alto	Medio	Medio, alto
<i>Ciclo combinado</i>	Moderado	Bajo	Medio
<i>Eólica</i>	Alto	Bajo	Casi nulo
<i>Fotovoltaica</i>	Alto	Bajo	Casi nulo
<i>Termo solar</i>	Alto	Bajo	Casi nulo

Tabla 1. Características de las tecnologías. Fuente: www.energíaysociedad.es (1)

Tecnología	Funcionamiento (horas a plena potencia/año)	Seguridad de suministro	Emisiones
<i>Nuclear</i>	8000	-Técnica alta -Abastecimiento alto -Flexibilidad muy alta	No emiten (generan residuos a larga vida)
<i>Hidráulica regulable</i>	1500- 2000	-Técnica alta -Abastecimiento medio-alto -Flexibilidad muy alta	No emiten
<i>Hidráulica fluyente</i>	1500- 2000	-Técnica alta -Abastecimiento bajo -Flexibilidad muy baja	No emiten
<i>Bombeo</i>	1000- 1500	-Técnica alta -Abastecimiento alto -Flexibilidad muy alta	Sin emisiones directas
<i>Carbón</i>	32000	-Técnica alta -Abastecimiento alto -Flexibilidad media	Niveles altos de CO_2, SO_2, NO
<i>Ciclo combinado</i>	32000	-Técnica alta -Abastecimiento alto -Flexibilidad muy alta	Niveles altos de CO_2 y reducidos de SO_2, NO
<i>Eólica</i>	2100	-Técnica media- alta -Abastecimiento baja a corto plazo y alto a largo plazo -Flexibilidad nula	No emiten
<i>Fotovoltaica</i>	2000	-Técnica alta -Abastecimiento bajo -Flexibilidad nula	No emiten
<i>Termo solar</i>	2000	-Técnica alta -Abastecimiento bajo -Flexibilidad nula	Nivel bajo o moderado de CO_2 por su consumo de gas

Tabla 2. Características de las tecnologías. Fuente: www.energiaysociedad.es (1)



Todas las tecnologías son necesarias, unas sirven para complementar a las otras y así poder asegurar una capacidad de suministro continuo y eficaz. Hay tecnologías con costes fijos muy altos y costes variables más bajos y otras que les sucede lo contrario, aquellas que tienen el coste fijo más elevado y el coste variable más bajo son las que se emplean para producir electricidad un mayor número de horas diarias. Por lo contrario, las que tienen un coste fijo más bajo y un coste variable elevado son las utilizadas un número más reducido de hora, como sucede durante las horas punta del día o en aquellos momentos críticos en los que es necesario por distintas razones abastecer una mayor cantidad de energía, bien sea por que las previsiones no han sido las correctas respecto al escenario real o porque no se ha podido generar la energía suficiente con las demás tecnologías.

Las centrales definidas anteriormente se pueden clasificar en dos grupos en función del origen de la fuente de energía utilizada en el proceso. Se clasifican en fuentes renovables y fuentes no renovables de energía. Aquellas centrales que utilizan fuentes renovables son las siguientes: centrales hidráulicas, centrales solares y centrales eólicas. El resto de las centrales citadas el origen de sus recursos es conocido como no renovables.

España, junto al resto de países europeos, apuestan por el incremento de la generación de energía eléctrica a través de fuentes de energía renovables. En el año 2016 se firmó El Acuerdo de París (6) en el que todos los países europeos pactaron el conseguir que en el año 2030 se cumpliera con una serie de objetivos, objetivos que engloban entre otros aspectos el porcentaje mínimo a alcanzar de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables y la cantidad de concentración de emisiones atmosféricas máximo a reducir.

2.1.2. Mercado eléctrico español

2.1.2.1. Descripción del mercado eléctrico español

En 2003 el sector eléctrico español se liberalizó conduciendo a dos modalidades de contratación, la libre y la regulada. Como actividades liberalizadas se encuentra la generalización y la comercialización, funciones desarrolladas por los operadores bajo las leyes de oferta y demanda. Las actividades reguladas son las relacionadas con el transporte y la distribución de energía eléctrica, bajo el régimen económico y de funcionamiento regulado. (7)

Para hacer posible la liberalización se debe garantizar un libre acceso a la red pagando unas tarifas de acceso que permitan que cualquier agente de mercado puede utilizarla; bien sea para transportar la energía que se genere, consuma o comercialice. La separación de las actividades de transporte en el modelo español es de tipo Transmission System Operator (TSO) en la que las actividades de operación de sistema y transporte de electricidad son llevadas por un único agente, siendo el operador y gestor de la red propietarios de las instalaciones eléctrica de transportes. (8)

En la ilustración siguiente se muestra la separación de las actividades reguladas de las liberalizadas, las entidades que gestionan cada una de las partes de la cadena de valores energéticos y el flujo físico y económico.

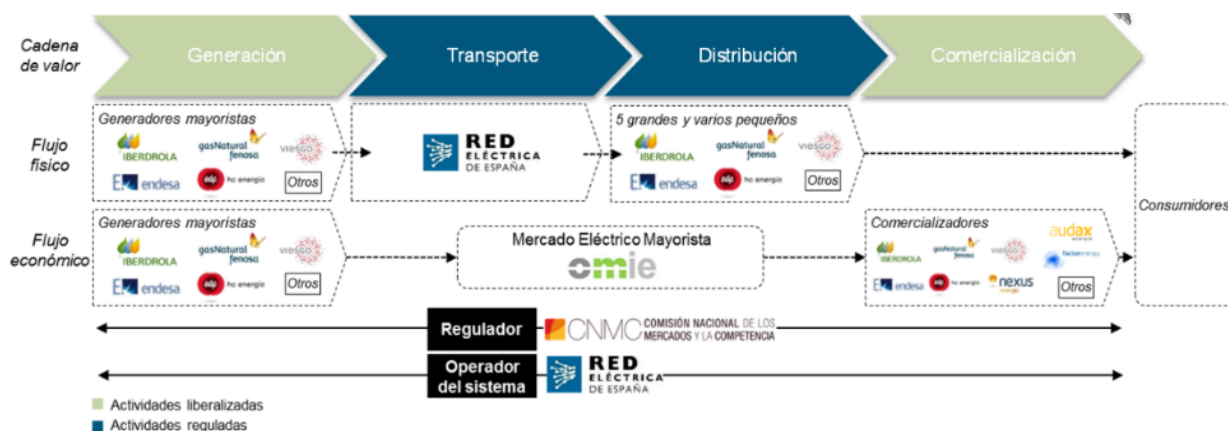


Ilustración 1. Separación de actividades reguladas y liberalizadas.
Fuente: www.energiaysociedad.es (8)



2.1.2.1.1. Agentes del mercado eléctrico español

Un factor importante para que se puede desarrollar de manera adecuada todo el proceso de generación, transporte, distribución y comercialización energética es conocer los distintos agentes que intervienen en el mercado eléctrico español y la función que desempeñan en él.

Se conoce como agente de mercado a toda persona física o jurídica que interviene en las transacciones económicas que se llevan a cabo en el mercado eléctrico, bien sea produciendo energía eléctrica, comprando electricidad o vendiéndola.

Tras la liberación del sector eléctrico, se estableció unos nuevos términos para diferenciar los distintos agentes que intervienen en el sistema eléctrico actual. (9)

- Productores de energía eléctrica: Persona física o jurídica cuya función es generar energía eléctrica teniendo bajo su cargo una central de producción (construcción propia, capacidad de operar en ella, y obligación de mantenerla).
- Transportista: Sociedad mercantil cuya función es transportar la energía eléctrica. Tiene bajo su cargo la instalación de transporte y es responsable del correcto funcionamiento de esta.
- Distribuidores: Sociedad mercantil o cooperativa formada por consumidores y usuarios de la red eléctrica. Su función es distribuir la energía eléctrica para que llegue a los puntos de consumo, son los responsables del correcto funcionamiento de esta red.

- Comercializadores: Sociedades mercantil o cooperativa formada por consumidores usuarios que acceden a la red de transporte y distribución adquiriendo energía para venderla a los consumidores o poder realizar intercambios internacionales.
- Consumidores: Personas físicas o jurídicas que compran energía para consumo propio.
- Gestores de cargas del sistema: Sociedades mercantiles consumidoras que están autorizados para revender energía eléctrica a servicios de recargas eléctricas (por ejemplo: vehículos eléctricos, VE).
- Operador del Mercado (OM): el responsable en realizar la gestión económica del mercado ibérico de electricidad (MIBEL) es el operador del mercado Ibérico (OMI). Garantiza que las contrataciones de energía eléctrica cumplan las condiciones de transparencia, objetividad e independencia.
 - OMIE: gestión del mercado ibérico español.
 - OMIP: Entidad privada que gestiona el mercado a plazos. Los contratos que gestiona están estandarizados y los participantes se adhieren a unas reglas de participación y negociación.
- Operador del sistema (OS): En España, la sociedad mercantil que se encarga de realizar las operaciones técnicas del sistema eléctrico es Red Eléctrica Española (REE). Debe garantizar la continuidad y seguridad de suministro eléctrico y la coordinación de los sistemas de generación y transporte.

2.1.2.1.2. Mercado mayorista de energía.

En el mercado mayorista de energía se determina el precio de la energía y la cantidad de electricidad a producir por cada una de las centrales generadoras participantes. En la siguiente ilustración se muestran los distintos mercados españoles que componen el mercado mayorista de energía, las entidades encargadas de gestionar cada uno de los mercados, los tiempos de desarrollo y el plazo temporal para cada uno de ellos. (10)

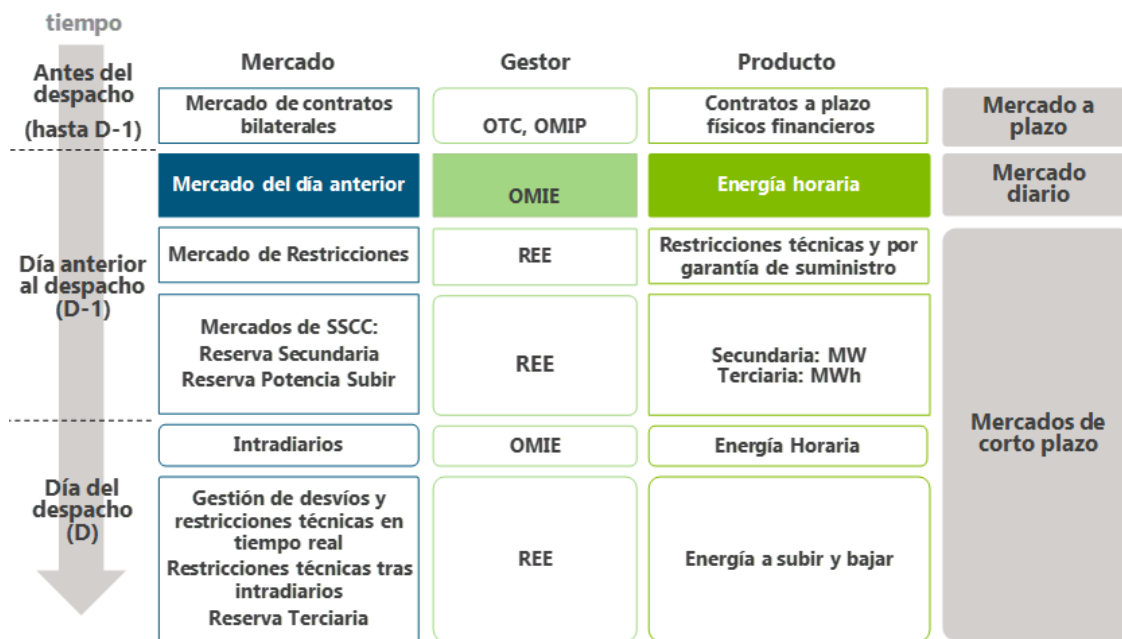


Ilustración 2. Secuencia de mercados en el mercado ibérico de electricidad.
Fuente: www.energiaysociedad.es (10)

Se pueden distinguir entre mercados organizados y mercados no organizados. Dentro de los mercados organizados (MIBEL) se encuentran: el mercado a plazos, mercado diario, mercado intradiario, mercados de gestión de restricciones técnicas, servicios complementarios y gestión de desvíos. Y como mercados no organizados están los contratos bilaterales.

Las dos formas de contratación más habituales son mediante el mercado de energía o por contratos bilaterales.

- Mercados de energía (pool): Estos tipos de mercados son gestionados por el Operador de Mercado y el Operador del Sistema. La secuencia que se sigue es la siguiente: mercado diario, solución de restricciones técnicas, mercado intradiario, servicios complementarios y gestión de desvíos. (10)
 - Mercado diario: Se trata del principal mercado de contratación de electricidad peninsular. El volumen de contratación de energía y el precio de esta se establece a partir del punto de equilibrio entre la oferta y la demanda. Las transacciones de energía eléctrica llevadas a cabo para la determinación del precio del mercado del día siguiente se realizan a través de ofertas de venta y adquisición por parte de los agentes de mercado. Los generadores de energía participan como vendedores y los comercializadores y clientes cualificados como compradores. Los agentes externos pueden actuar tanto como compradores como vendedores. Está gestionado por el OMIE. El algoritmo que utiliza MIBEL para realizar la casación es el denominado Euphemia. El mercado diario español es del tipo marginalista, ya que todos los generadores casados obtienen el mismo valor de precio por la energía que vendan. Se explica más detalladamente en el Anexo número 3.
 - Gestión de restricciones técnicas: Tras la obtención del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), el OS y OM desarrollan el Programa Diario Viable (PDV) valorando las ofertas y considerando la viabilidad de suministrar energía de forma fiable y segura a la red por parte de las unidades de producción. Esta gestión resuelve las congestiones ocasionadas en la red de transporte y distribución. El OS aplica criterios técnicos y económicos de seguridad manteniendo en todo momento el equilibrio de la generación y la demanda.



Pueden identificarse restricciones debidas a los siguientes casos:

- Incumplimiento de las condiciones de seguridad en régimen permanente.

- Insuficiencia reserva de regulación secundaria y/o terciaria.

- Insuficiencia reserva de potencia adicional para garantizar la cobertura de la demanda prevista.

- Insuficiente reserva de capacidad por el control de la tensión en la Red de Transporte.

- Insuficiencia reserva de capacidad para la reposición del servicio.

Se pueden aplicar distintos procesos de solución según el problema:

- Solución de restricciones técnicas mediante el incremento o la reducción de la energía programada en el PDBF.

- Solución de restricciones técnicas debidas a insuficiente reserva de potencia a subir o a bajar.

- Mercado intradiario: El mercado intradiario es un mercado de ajuste dividido en seis sesiones a lo largo del día. En las sesiones se lanzan ofertas de compra y venta para producir nuevas casaciones del precio de la energía. El objetivo del mercado intradiario es que cada agente tenga la posibilidad de ajustar con mayor precisión la energía negociada en el mercado diario al disponer de más información. Los compradores de energía que hay en este tipo de mercado tienen que haber participado con anterioridad en la correspondiente sesión del mercado diario o en la ejecución de un contrato bilateral físico. El mercado intradiario es gestionado por OMIE, manteniendo el sistema eléctrico en equilibrio y con un nivel de seguridad adecuado.

- Servicios complementarios: Los servicios complementarios son ofrecidos por los generadores y son gestionados por el OS. El OS trata los temas relacionados con el control de frecuencia, potencia y tensión, garantizando calidad y seguridad de suministro en todo momento. Los tres servicios complementarios básicos son los siguientes:
 - Regulación primaria:
Servicio que ofrecen de forma automática y en un corto plazo de tiempo (máximo 30 segundos) los grupos generadores, modifican su potencia generada a través de un regulador de velocidad cuando hay una variación de la frecuencia. Se trata de un servicio obligatorio que no ofrece una remuneración económica. El tiempo de mantenimiento de este servicio será de 15 minutos, dando paso a la aplicación de la regulación secundaria.
 - Regulación secundaria:
Servicio de carácter potestativo, cuyo objetivo es mantener en equilibrio la generación y el consumo. Corrige de forma automática los desvíos respecto al programa de intercambio previsto en la interconexión entre España y Francia y las desviaciones de la frecuencia del sistema. El tiempo de actuación se encuentra entre 30 segundos y 15 minutos.
El OS estima una banda de regulación diaria para la programación del día siguiente.
Las empresas generadoras presentan sus ofertas para cada unidad de programación habilitada por el OS de forma voluntaria y de todas las ofertas presentadas se seleccionan aquellas que más interesen mediante mecanismos



competitivos aplicando criterios de mínimo coste. El servicio de regulación secundario es llevado a cabo en distintas zonas de regulación constituidas por un grupo de centrales con la capacidad adecuada para prestar este servicio. Las zonas son dirigidas por el OS, denominado en este caso RCP, Regulación Compartida Peninsular.

- Regulación terciaria:

Servicio de carácter potestativo. Todas las productoras que estén capacitadas para ofrecer este servicio se ven obligadas a ofertar su energía eléctrica. El objetivo es resolver los desvíos entre generación y consumo y restituir la reserva de generación secundaria que haya sido utilizada. Las unidades de producción deben de ser capaces de variar su potencia en un tiempo máximo de 15 minutos y poder mantenerla durante dos horas. Estas unidades generadoras solo obtendrán beneficios económicos si el OS hace uso de ellas. Este mercado es desarrollado al final del día anterior. Para determinar el precio de la energía se realiza de forma marginal en función de las ofertas recibidas de las unidades generadoras, estas ofertan su máxima capacidad de variación de potencia a subir o bajar.

Suben la potencia si han ofertado al menor precio y la bajan si lo han hecho al mayor precio. Este tipo de reserva se activa manualmente.

- Gestión de desvíos: Servicio de carácter potestativo gestionado y retribuido por mecanismos de mercado que tienen por objetivo resolver los desvíos producidos entre la generación y el consumo identificados después del cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta el inicio de la siguiente sesión.

La evaluación de los desvíos se lleva a cabo antes de cada hora, en el caso de que el desvío sea mayor a 300MWh durante varias horas continuadas se convocará el correspondiente mercado de gestión de desvíos.

Las unidades generadoras presentan ofertas de incremento o reducción de generación y de consumo de bombeo, para determinar el precio del servicio se determina el precio marginal de las ofertas asignadas a cada periodo horario.

- Mercado a plazos: en los mercados a plazos se refleja el precio del mercado al contado esperado en un futuro. Los agentes intercambian contratos antes de que la energía sea generada y consumida, la antelación con la que se determina cada contrato varía en función del tipo de contrato desarrollado. Podemos distinguir dos tipos de contratos, el contrato bilateral el cual pertenece a un mercado no organizado y los mercados futuros que cuentan con una organización previa. (11)
 - Mercado no organizado de contratos bilaterales (OTC): en este tipo de mercados se negocian contratos físicos y financieros. Los acuerdos económicos son concretados y acordados libremente entre los generadores y los consumidores cualificados. Para poder ejecutar lo concretado en el contrato, se le debe comunicar al Operador del Mercado. Los agentes que participan en un mercado a plazos, renuncia a seguir haciéndolo en el mercado diario ya que el mercado a plazos precede al diario. Los agentes tienen en cuenta los precios del mercado diario para realizar los contratos del mercado a plazos.



- En el mercado físico OTC, los compradores y vendedores intercambian bilateralmente contratos en función de las necesidades de cada uno de ellos.
 - En el mercado financiero OTC, los agentes intercambian contratos en función de sus necesidades a través de intermediarios. En este tipo de mercado no se ven obligados a negociar con otros agentes que muestran aspectos distintos a los suyos.
-
- Mercado organizado de futuros eléctrico (OMIP): es gestionado por OMIP mediante contratos estandarizados. Los agentes de este mercado deben cumplir unas normas para poder participar y negociar. Este mercado se desarrolla a partir de presentar ofertas de adquisición y venta, con el objetivo de alcanzar contratos futuros.

2.2. ANÁLISIS DE LOS DATOS

2.2.1. Evolución de la generación eléctrica.

Se va a llevar a cabo el análisis de los datos extraídos de la página web de Red Eléctrica Española sobre la variación de la generación de energía eléctrica y de la influencia de las distintas fuentes renovables y no renovables.

Respecto a la cobertura de la demanda por tecnologías en la península, a continuación, se observa una gráfica de la variación porcentual de la influencia de las energías renovables y no renovables en la generación eléctrica peninsular en el periodo de tiempo del año 2007 al año 2019.

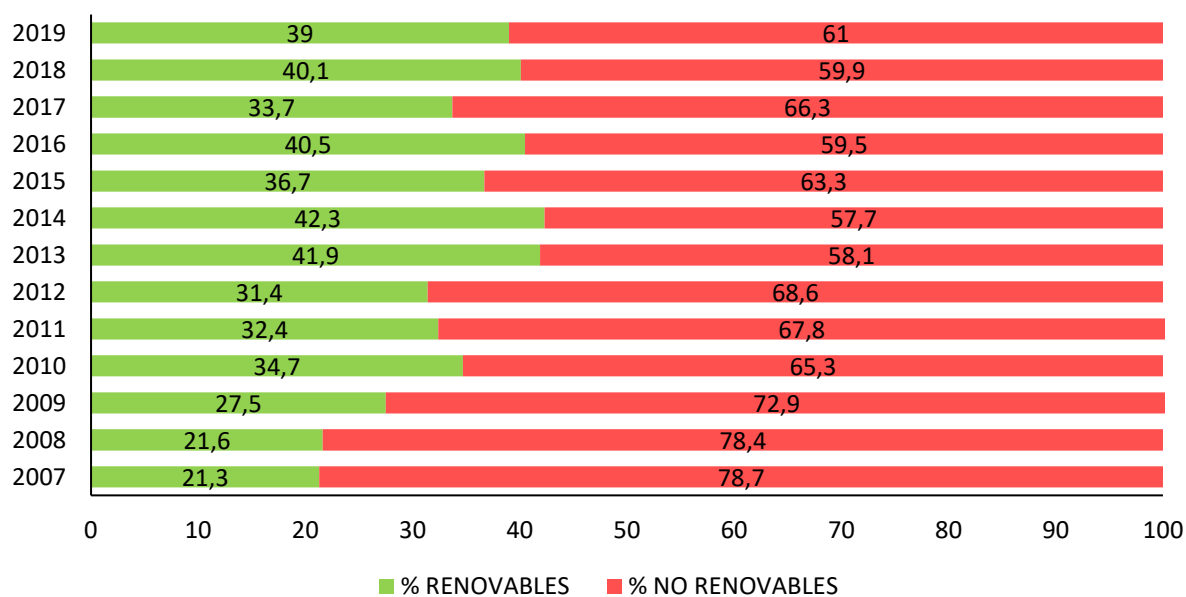


Ilustración 3. Cobertura de demanda peninsular. Variación de las energías renovables y no renovables. Fuente: Elaboración propia. Datos: REE (12)

Del año 2007 al año 2019 hay un incremento de 17 unidades en la diferencia porcentual de la cobertura de la demanda peninsular mediante fuentes renovables, alcanzando un 39% de la energía total demandada en el año 2019. Es notable el peso que han ganado las energías renovables con el paso de los años en la península.



Seguidamente se adjunta una tabla en la que quedan detallados los datos numéricos de la energía eléctrica generada por cada una de las distintas fuentes de energías en la península.

<i>GWh de fuentes de energías</i>	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Carbón	67686	43410	31623	20599	40412	51097	37091	41058	50924	35188	42593	34882	10672
Ciclo combinado	66573	89101	76379	62955	49193	37317	24127	21121	25334	25686	33855	26403	51140
Turbina bombeo	3103	2662	2656	3120	2184	3202	3290	3416	0	0	2249	2009	1642
Cogeneración	20918	24216	25994	28101	30555	32418	30810	24128	25076	25782	28134	28981	29580
Fuel + Gas	2091	2075	1790	1566	-10	-4	-2	-1	0	0	0	0	0
Nuclear	52639	56460	50549	59242	55006	58595	54211	54781	54755	56099	55609	53198	55824
Residuos no renovables	2325	2416	2559	2883	1161	1465	1500	1833	1886	3121	2459	2294	2072
Residuos renovables	679	713	729	721	609	596	439	546	0	0	728	733	739
Solar fotovoltaica	463	2406	5829	6140	7106	7830	7918	7803	7839	7567	7988	7374	8841
Solar térmica	8	15	130	692	1862	3447	4442	4959	5085	5060	5348	4424	5166
Eólica	27249	31758	37889	43208	42116	48156	54345	50637	47707	47296	47498	48946	53094
Hidráulica	27104	22934	26186	41834	30436	20652	37382	39179	30815	39168	18361	34103	24709
Resto de renovables	1710	1861	2243	2298	3705	3782	4325	3806	4615	3416	2459	3547	3607
TOT RENOVABLES (GWh)	57213	59687	73006	94893	85833	84464	108851	106928	96061	102507	82382	99127	96156
TOT NO RENOVABLES (GWh)	215334	220340	191550	178468	178501	184091	151026	146337	157975	145876	164899	147767	150930
Generación	272547	280027	264556	273361	264334	268555	259877	253265	254036	248383	248424	246894	247086

Tabla 3. Cantidad de energía generada anual por las distintas fuentes energéticas en la península [GWh]. Fuente: Elaboración propia (12)

A partir del año 2008 la tecnología generadora que más produjo fue la de ciclo combinado, seguida de la nuclear y la eólica. La generación de energía a partir del carbón bajó considerablemente su valor por la crisis económica sufrida en el país en la que el carbón aumentó su valor en el mercado conduciendo a buscar otras alternativas más económicas. (13)

La influencia de las fuentes renovables es mayor conforme pasan los años, con un aumento del 68% entre el año 2007 y el año 2019. Entre todas las fuentes renovables que dispone la península, la que más destaca es la eólica. Esta fuente energética provoca menor inversión, menor coste de mantenimiento

y mayor eficiencia y rentabilidad que otras nombradas anteriormente. Posee la ventaja de que la potencia obtenida es escalable. Por lo tanto, la eólica es la tecnología de carácter renovable por la que primero se ha apostado en el país.

En el año 2015, se produjo el cierre de la única central de Fuel- Gas del país, sin embargo; la capacidad instalada en la península aumentó un 0.5% por la construcción de una nueva central hidroeléctrica. A pesar del aumento de la capacidad hidráulica, el porcentaje de generación disminuyó por la bajada del nivel en los embalses. Se volvió a reactivar la central térmica por la ola de calor sufrida durante este año y por la necesidad de generación energética como compensación de la bajada de la eólica y la hidráulica, lo que conllevó a un aumento de las emisiones a la atmósfera. (14)

En el año 2013 se publicó un nuevo Real Decreto, ley 9/2013 (15), en el que se establecieron recortes en los ingresos de las instalaciones en funcionamiento. Debido a la crisis que se estaba superando y a los recortes comentados, se vieron obligados a implantar una nueva ley, ley 24/2013 (16), para la realización de una reforma por el desequilibrio anual entre los ingresos y costes del sistema eléctrico que conllevaban a un déficit estructural.

En el año 2016, la capacidad instalada disminuye un 0.8 % por el cierre de cinco centrales de carbón, esto provocó la obtención de la cifra más baja de los últimos diez años de emisiones de CO_2 . Debido a las condiciones hidrológicas, la generación hidroeléctrica aumentó un 25.5% respecto al año anterior. Estos factores hacen que un 41.27% de la energía generada provenga de fuentes renovables (17). En este mismo año, se firma el acuerdo en París de 2016 (6), y se establece el proyecto PNIEC 2021 - 2030 en el que se acuerdan unos objetivos a cumplir para cada uno de los países de la Unión Europea para el año 2030, estableciendo una determinada reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, de penetración de renovables y de eficiencia energética. En España se pactó el conseguir que en 2030 las energías renovables representaran al menos un 42% del consumo de la energía final, para ello, en 2022 se tendría que alcanzar un 24% y en el 2025 el 30%.



A lo largo de los siguientes años se ha seguido mejorando la penetración de las fuentes renovables con la finalidad de conseguir los objetivos europeos. Como se puede comprobar en la tabla 3, en los últimos años hay una reducción de la intensidad energética por el aumento progresivo de la eficiencia energética (producción de la misma cantidad de producto con menor uso energético).

En el año 2020 debido a la reciente crisis del COVID, se decretó en el BOE un nuevo decreto (El Real Decreto ley 23/2020 publicado en el BOE número 175 (18)), con la finalidad de seguir cumpliendo los requisitos de la Unión Europea, como el conocido Paquete clima y Energía 2020, el Marco de Energía y Clima 2020 y el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2021-2030 (19)), de que las futuras subastas tengan un triple objetivo (descarbonización de la economía, impulsar inversiones, disminución de los precios de la energía eléctrica), el favorecer la previsión y la estabilidad de los ingresos y financiación de las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable que se construyan, conseguir beneficiar a los consumidores por la bajada de precio de la energía y mantener el parque de generación equilibrada. Se hará más adelante un estudio de los posibles casos que se pueden dar en un futuro.

En la ilustración 4 se representa a través de un diagrama de barras la evolución anual de las distintas fuentes renovables.

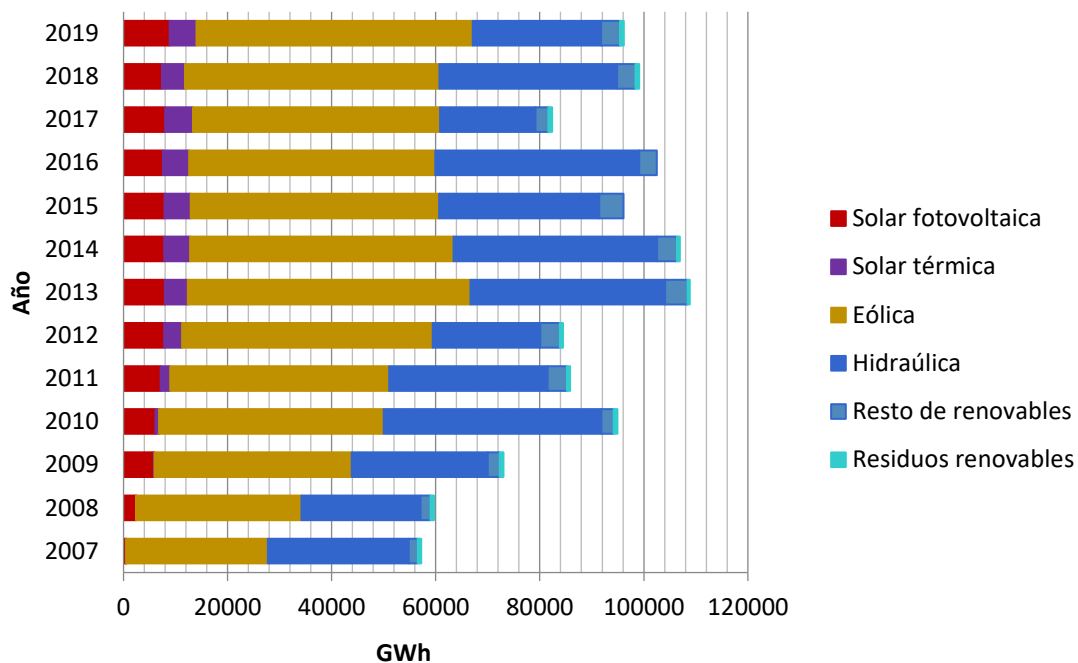


Ilustración 4. Evolución de la generación eléctrica renovable peninsular. Fuente: REE (12)

Como se ha nombrado anteriormente, cada vez se apuesta más por las fuentes renovables como medio para la obtención de la energía ya que provienen de fuentes inagotables, no emiten gases que generen efecto invernadero y hacen que se disminuya el precio de la energía. Son tecnologías que siguen en desarrollo y necesitan una alta inversión en I+D para investigar el cómo mejorar su eficiencia y su capacidad. La eólica se sigue manteniendo como la tecnología que mayor peso tiene en la península.

La demanda eléctrica va directamente relacionada con el nivel de actividad económica del país (a mayor nivel de actividad económica, mayor demanda), con los cambios climáticos (a mayor temperatura, mayor demanda), con el IRE (Índice Red Eléctrica, utilizado como indicador eléctrico que adelanta la evolución de consumo de energía eléctrica del conjunto de empresas que tienen un consumo medio/alto, así como su desglose por sectores de actividades como

servicios e industrial), y con el PIB (relacionado con la actividad , si el PIB es positivo significa que hay una recuperación de la actividad que favorece a la demanda). Factores explicados con más detalle en los próximos apartados.

En la ilustración 5 se muestra la variación anual de la generación y la demanda peninsular. Hasta el año 2016 la energía generada fue superior a la demandada, cuando esto sucede, parte de esta diferencia de energía se destina al consumo de bombeo, al enlace entre la península y las Baleares, y a la exportación a otros países obteniendo de ello unos beneficios económicos. A partir del año 2016 la demanda peninsular no era solventada con los medios que se disponían teniendo que obtener energía mediante importación de otros países, esto supone un coste adicional.

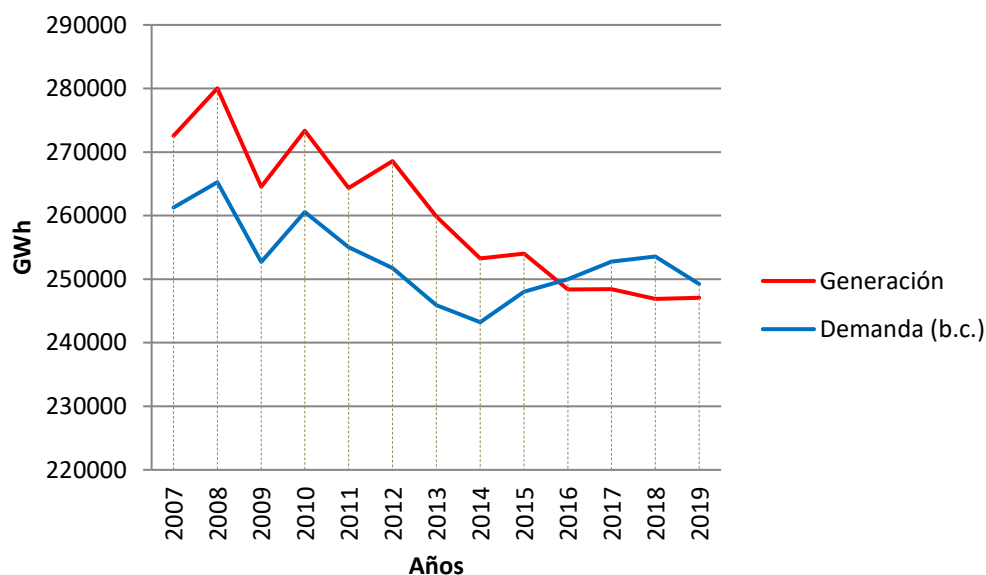


Ilustración 5. Variación anual de la generación y demanda peninsular.
Fuente: Elaboración propia. (12)

2.2.2. Evolución del precio de la energía eléctrica

Todos los factores comentados anteriormente junto con el porcentaje de intervención en el mercado mayorista de energía de las distintas fuentes energéticas influyen en la tasación y en el precio final de esta.

En la ilustración 6 se muestra la variación del precio de los distintos mercados, servicios y pagos que intervienen en el precio total de la energía a lo largo de los años y la variación anual de la energía de cierre.

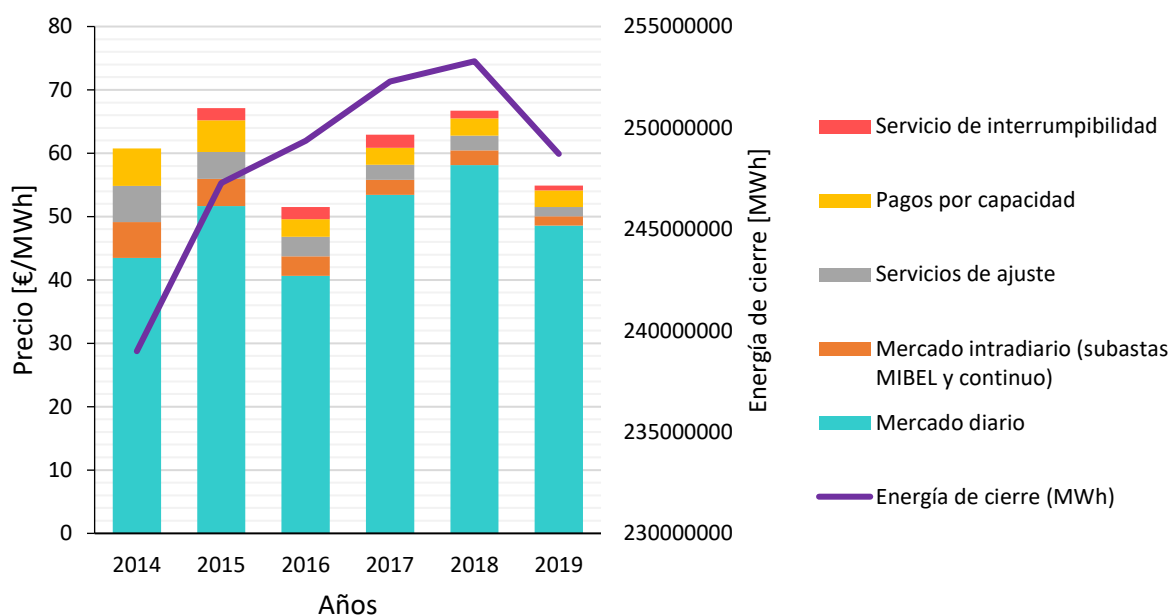


Ilustración 6. Precio y energía de cierre del sistema eléctrico peninsular.
Fuente: Elaboración propia. Datos: REE (12)

En el año 2016 hay una bajada en el precio de la energía eléctrica debido a que en los primeros meses hubo una gran intervención de hidráulica y eólica, en cambio, en los últimos meses del año aumentó el precio de tasación de la energía por la intervención del ciclo combinado y del carbón y por la importación de energía. (17)

En el 2017 el precio ascendió significativamente ya que la influencia de las fuentes no renovables fue mayor que las renovables en la mayor parte del año. El año se caracterizó por ser poco lluvioso y por lo tanto la producción de

hidráulica escasa. El precio máximo fue marcado por el ciclo combinado (en ese momento más del 70% de energía provenía de fuentes no renovables), y el precio mínimo estuvo marcado por la eólica (momento en el cual el 70% de la energía era suministrada por fuentes renovables). (20)

En el año 2018 la mayor influencia sobre el precio en el mercado diario fue la subida debido a la subasta de CO_2 , comenzando el año a 8 euros/ Tn y terminando el año a 25 euros/ Tn. El precio máximo fue marcado por las fuentes de carbón a pesar de que en ese momento la influencia de las renovables era notorio, y el precio mínimo fue marcado por la eólica y la hidráulica. (21)

En el 2019 disminuyó el precio del combustible gas y aumento el uso del ciclo combinado, siendo este la fuente de generación principal a lo largo del año. La influencia de la hidráulica en la tasación del mercado tuvo distintas variaciones, de enero a octubre estuvo por debajo de la media, en noviembre logró llegar a la media y en diciembre superó la media alcanzando el máximo histórico y haciendo que el precio en el mercado diario disminuyera notablemente tasando a 0 euros. El precio máximo marginal lo marcó el ciclo combinado y las fuentes de carbón con un 30% de renovables. (22)

2.2.3. *Análisis de los datos de la actual crisis vivida por la pandemia mundial.*

A causa de la actual pandemia mundial vivida por el COVID 19, España sufre la mayor caída del producto interior bruto de la historia, llevando el país a una crisis que a partir de este año 2020 será notoria en distintos entornos y aspectos de la sociedad.

Durante el segundo semestre del año 2020 hubo una caída trimestral del PIB del 18,5%, en relación con el del periodo de enero- marzo, y del 22,1% en comparación con el del año anterior, ocasionado por el derrumbe de la actividad económica del país. Al confinar la población y cerrar los negocios no considerados de primera necesidad, el descenso del consumo en los hogares que es de aproximadamente un 60% de la riqueza que se genera en el país al año, fue del 25.7% en relación con el trimestre anterior; esto provocó un hundimiento del 40,4% en el sector servicio. La formación bruta de capital fijo (bienes de equipos, la vivienda) bajó un 22,3%, y a su vez esto conllevó a un descenso del 24,1% en la construcción y el 18,5% en la industria. Tanto la construcción como parte de la industria no estuvo obligada a cerrar, pero se vieron afectadas por el hundimiento de la demanda interna y el comercio exterior. El comercio global se colapsó obteniendo una caída del 33.5% en las exportaciones y del 28,8% en las importaciones. (23)

En la siguiente ilustración se puede apreciar la variación del producto interior bruto a lo largo de los años con el mayor descenso en el año actual, año 2020.

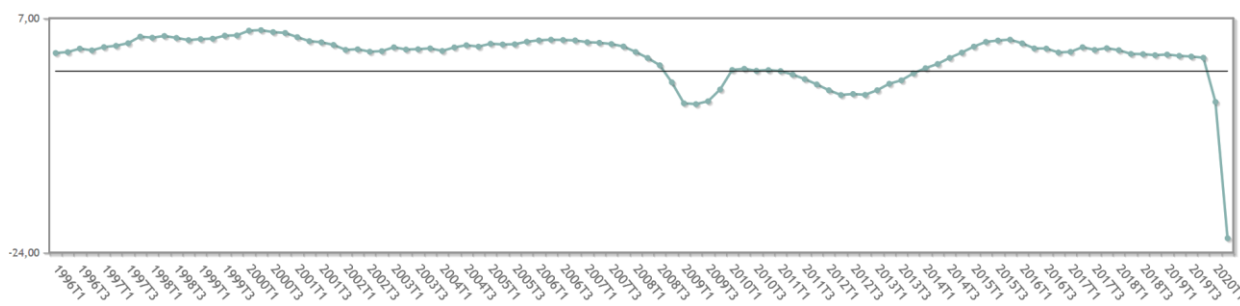


Ilustración 7. Evolución del PIB anual en España. Fuente: INE (24)



Se va a desarrollar un estudio sobre la influencia que tendrá esta crisis económica sobre el mercado mayorista de energía con la finalidad de poder predecir la demanda energética en los siguientes años en función de los datos históricos que se conocen hasta el momento y en base al estudio e información adquirida de artículos especializados en el tema (Periódico elEconomista (25), CincoDías (26), elDiario (27), blogExpansión (28)).

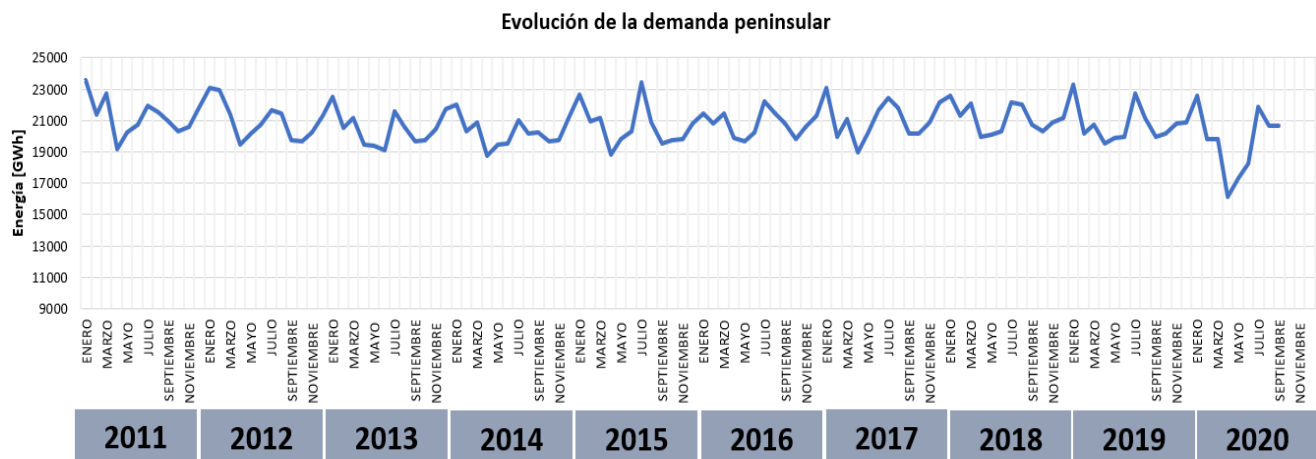
El Banco de España calcula que la tasa de paro ascenderá hasta el 20,7% (sin considerar los trabajos sometidos a ERTE) y que la economía caerá próximamente un 13,6% respecto al año 2019.

En base a los datos experimentales adquiridos de la crisis financiera sufrida en 2008 y a los distintos aspectos generales que engloba esta crisis, el profesor de finanzas Juan Fernando Robles prevé que se tardará 4 años en recuperar y 5 años en notar el resultado para lograr alcanzar los valores económicos del año 2019; considerando que se supera la pandemia.

En la ilustración número 8 se muestra la evolución de la demanda peninsular y la caída que se genera en los primeros meses del 2020 debido al confinamiento de la población en marzo y abril. La demanda sufrió una elevada caída por el cierre de parte de la industria y del sector servicio. Tras superar los dos meses de marzo y abril, la demanda energética volvió a ascender por la puesta en marcha de gran parte de las empresas que tuvieron que detener su actividad productiva. El ascenso es notorio, pero no se llega a alcanzar el valor del año previo ya que una elevada parte del país se vio altamente afectada por el confinamiento como para volver a retomar de forma inmediata su normalidad.

La Organización Mundial del Turismo (OMT) calculó que ya solo en el mes de mayo se habían perdido 272600 millones de euros en el sector turístico debido en parte a la recaída de los viajeros internacionales. El turismo es uno de los principales motores de la economía española, pudiendo llegar a sufrir unas pérdidas económicas de en torno a 83600 y 134000 millones de euros a finales de año según la WTTC (Consejo Mundial de Viajes y Turismo). Hasta que no se afiance la situación vivida de forma mundial por la pandemia, es probable

que el sector no recupere sus resultados, esto dependerá del estado del propio país y del resto del mundo.



*Ilustración 8. Evolución de la demanda energética peninsular [GWh].
Datos: REE. (12) Fuente: Elaboración Propia*



2.2.4. Evolución del PIB e IRE en relación con la demanda energética peninsular.

La demanda de energía eléctrica está altamente relacionada con parámetros como el PIB (Producto Interior Bruto) y el IRE (Índice de Red Eléctrica) entre muchos otros factores.

Cuando el producto interior bruto disminuye en un país, significa que el valor monetario de los bienes y servicios finales producidos en un periodo de tiempo determinado disminuye, y con ello su riqueza.

En el análisis realizado en este apartado está sustentado en el artículo publicado en febrero de 2019 por Red Eléctrica Española y el Centro de Predicción Económica (CEPREDE) denominado "Demanda eléctrica y actividad económica: ¿Cambio de paradigma?" (29).

A partir del año 2008 comenzó la crisis económica actuando como medio detonante internacional la quiebra Lehman- Brothers; a estas consecuencias exteriores se les unió las interiores que sufría España por el déficit bancario, la burbuja inmobiliaria y la dependencia de la construcción entre otras más que condujeron a un desequilibrio económico en el país. Esto supuso una variación del precio interés bruto (PIB), una disminución progresiva de la demanda y una disminución del IRE por el cierre de industrias. Antes de que comenzara la crisis (periodo pre- crisis, previo al año 2008) se registró el mayor índice de elasticidad, 1.3, por la recuperación de la actividad en el país. Después de la crisis cuando el país se estaba recuperando (momento post- crisis, después del 2012), el índice de elasticidad era notablemente menor, 0.3, aumentando en mayor medida el PIB que la demanda. A partir del segundo trimestre del año 2013, el IRE incrementó de manera positiva por la recuperación de la actividad industrial.

En la actual crisis económica que se está sufriendo, al igual que en la crisis financiera del año 2008, el PIB ha disminuido y por lo tanto también la demanda energética. Con la caída del 22,1% del PIB en el segundo trimestre del año 2020

respecto al año anterior, muchos negocios e industrias tuvieron que cerrar dejando de producir sus bienes y servicios y otros tantos disminuyeron la cantidad de productos finales obtenidos debido a la disminución de la demanda, por el derrumbamiento del mercado internacional y el descenso del consumo nacional.

Seguidamente se adjunta la gráfica en la que se muestra la evolución del PIB. Como se puede comprobar desde el año 1986, España no había obtenido un PIB tan bajo como el actual (PIB del año 1986, 243382 M.€. PIB del segundo trimestre de 2020, 244877 M.€).

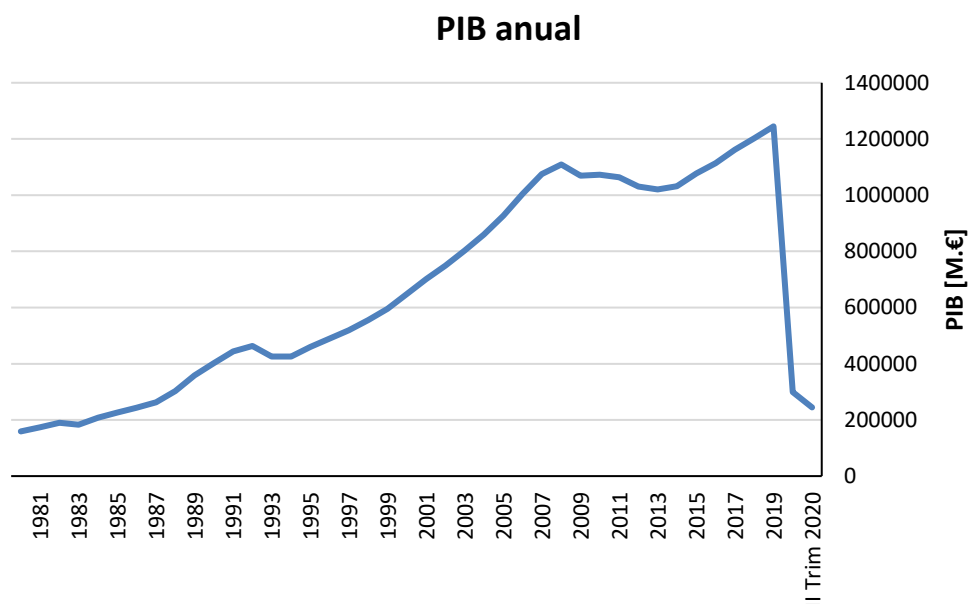
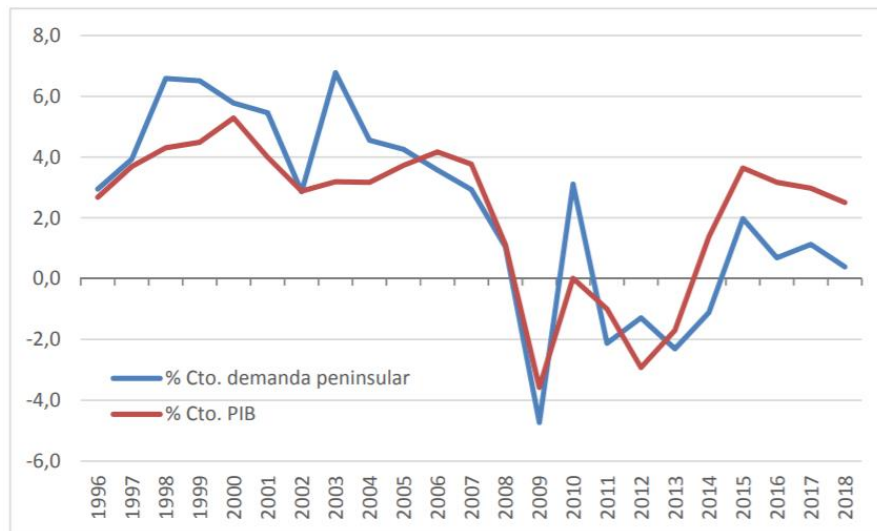


Ilustración 9. Evolución del PIB [M.€]. Fuente: Elaboración propia. Datos: REE (12).

A continuación, se adjunta una representación gráfica en la que se muestra la evolución de la variación porcentual de demanda peninsular del año 1996 al 2018 frente a la variación porcentual el PIB en el mismo periodo de tiempo. Gráfica adquirida del artículo publicado por REE y el CEPREDE.



*Ilustración 10. Variación porcentual de la demanda peninsular y el PIB.
Fuente: Artículo publicado por REE y el CEPREDE (29)*

Otra de las variables que están directamente relacionadas con la demanda energética es el índice de red eléctrica, IRE.

En la ilustración siguiente, ilustración número 5, se ha representado la variación del IRE general, industrial y de servicios corregido.

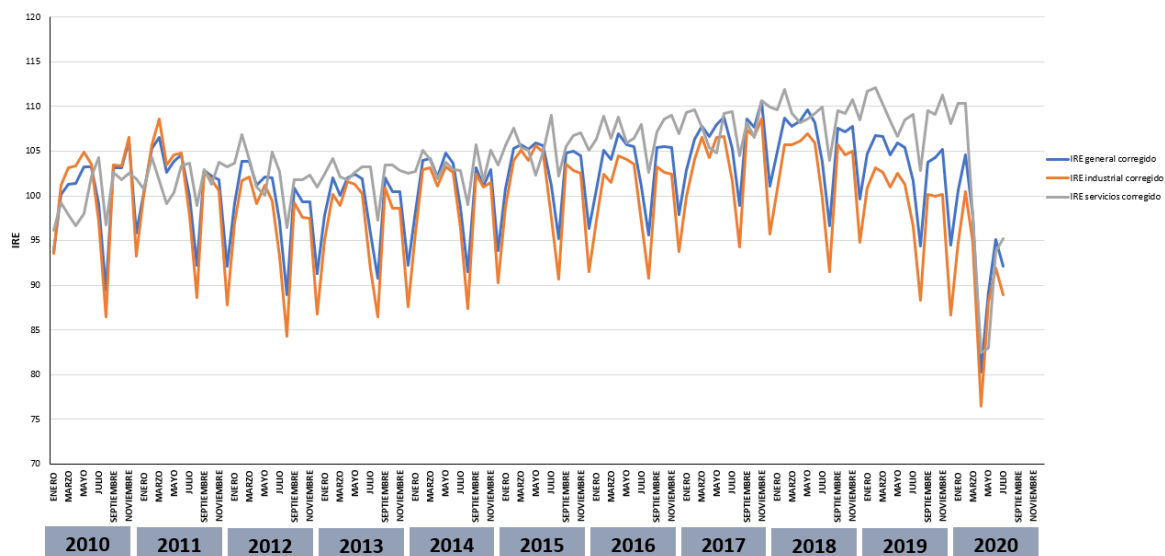
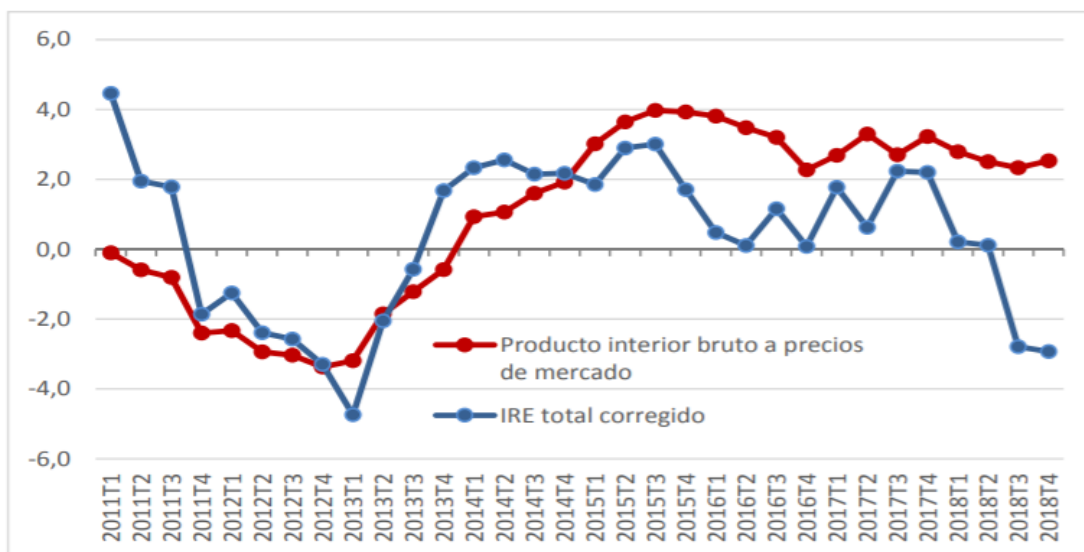


Ilustración 11. Evolución del IRE. Fuente: Elaboración propia. Datos: REE (12).

En el IRE corregido se consideran las variables de composición de calendario y la variación de la temperatura. La variación de temperatura no tiene influencia sobre el consumo de energía en el sector industrial. Para el cálculo del índice se tiene en cuenta aquellos consumidores cuya potencia contratada es superior a 450 kW, está clasificado en tres grupos: el total de consumidores medios/grandes, actividades industriales y actividades de servicios. La influencia del IRE industrial sobre el IRE general es del 63.1%, del IRE servicio sobre el IRE general de 27,2% y el restante 9.7% lo constituyen los sectores primarios, la construcción, las extractivas, la energía, el agua y los residuos. Se toma como IRE de referencia el de 2010, primer año en el que se empezó a considerar el indicador.

Como se puede comprobar en la ilustración 11, el IRE, el cual es un indicador que facilita información adelantada de la evaluación del consumo eléctrico de los consumidores nombrados anteriormente, aumenta del año 2012 al 2018 por la recuperación de la crisis financiera y disminuye notablemente en los primeros meses del año 2020 por la bajada de consumo en todos los sectores debido a la pandemia sufrida. Este indicador va directamente relacionado con la demanda energética. A menor IRE, menos demanda.

En la siguiente ilustración se muestra la variación trimestral de forma porcentual del IRE y el PIB del primer trimestre del año 2011 hasta el cuarto trimestre del año 2018. La gráfica ha sido adquirida del artículo publicado por REE y CEPREDE. Se puede comprobar como la tendencia de incremento y descenso es similar en ambas variables.



*Ilustración 12. Variación porcentual peninsular del IRE y el PIB.
Fuente: Artículo de REE y el CEPREDE (29)*

Para la realización del trabajo, basándonos en los artículos nombrados anteriormente, se va a suponer que el PIB no disminuirá más durante lo que queda de año, al igual que el IRE. La vuelta a la normalidad de parte de sus negocios y empresas conducirá a la recuperación de estos valores. Aunque no se considerará que se alcancen los mismos valores que había antes de la crisis hasta el momento que se consiga reactivar el turismo y se supere la pandemia totalmente.

2.3. REALIZACIÓN DEL ESTUDIO.

2.3.1. Estimación de posibles escenarios futuros.

A continuación, se ha realizado a partir de la herramienta Excel la regresión lineal de las variables PIB e IRE con la demanda energética. Se han calculados distintos tipos y casos de regresiones para ver cuál de ellos se ajusta mejor al estudio. El proceso desarrollado y la explicación de la elección de la regresión óptima escogida queda reflejado en el Anexo 1, en el apartado 1.2.

Como se concluye en el Anexo 1, en el apartado 1.2.1., finalmente se ha optado por la elección de una regresión lineal múltiple, esta trata de ajustar modelos lineales entre una variable dependiente y más de una variable independiente. Como resultado se ha obtenido los datos de las tablas 4 y 5.

Estadísticas de la regresión, X1-X2

Coeficiente de correlación múltiple	0,982546926
Coeficiente de determinación R^2	0,965398461
R^2 ajustado	0,956748077
Error típico	16248,26173
Observaciones	11

Tabla 4. Resultados regresión múltiple IRE- PIB -Demanda. Fuente: Elaboración propia

Coeficientes

Intercepción	149271,6905
Variable X 1	0,238783652
Variable X 2	-1608,60307

Tabla 5. Coeficientes de la regresión múltiple. Fuente: Elaboración propia

El coeficiente R^2 y el coeficiente de correlación múltiples son cercanos a la unidad, lo que significa que el modelo matemático aplicado nos da un alto porcentaje de confiabilidad.



La función que representa la correlación múltiple del PIB e IRE como valores independientes y la demanda como valor dependiente es la siguiente:

$$Y = b_0 + b_1x_1 + b_2x_2 \quad (1.1)$$

$$Y = 149271,6905 + 0,23x_1 - 1608,60307x_2 \quad (1.2)$$

En el caso de correlación múltiple el coeficiente de X_2 es negativo, esto significa que a medida aumente el valor X_2 (PIB), la demanda disminuirá notablemente. Respecto a la variable Y tiene mayor influencia X_1 que X_2 a pesar de que el coeficiente que multiplica a X_2 es mayor a X_1 , esto se debe a que el orden de magnitud de la variable X_1 es seis y el de la variable X_2 dos.

Teniendo la ecuación característica del modelo, se ha realizado la suposición de cómo será la demanda en los siguientes años. Este cálculo queda reflejado en el apartado 1.2.2. del Anexo 1.

Para el cálculo de las variables de la demanda, del PIB y del IRE en los próximos años, se ha supuesto que de la crisis actual se tardará en recuperar como mínimo 5 años dependiendo, en parte, de cuando se supere la pandemia y de cuánto tiempo se tarde en sacar la vacuna.

Existen tres escenarios posibles para recuperarse de la pandemia, en forma de V, U y W. La forma en V es la más favorable, el escenario ideal, trata de una caída brusca del PIB con un ápice breve y un repunte bastante empinado y rápido. La forma en U es la recuperación que más se adapta a los datos e hipótesis actuales, la vuelta a la normalidad económica es más lenta que en el caso de la forma en V. Por último, la forma en W es más desfavorable ya que cuesta adaptar la normalidad económica previa a la crisis mucho más tiempo ya que se dan retrocesos en la economía, como puede ser por la vuelta a otro confinamiento.

Se va a considerar que el modelo en forma de U es el que más se adapta a nuestra situación, ya que, tras el confinamiento y la precipitada caída

económica, la reapertura de los negocios en los meses próximos será creciente alcanzando valores positivos en los resultados.

Para el desarrollo del estudio se supone un escenario relativamente favorable para España, en el que se considera que la recuperación de la economía es de aproximadamente cinco años, que el PIB y el IRE ya no disminuyen más y que en un año y medio o dos años sacarán la vacuna y este hecho será el punto de partida para poder salvar la economía reanudando toda la actividad que había antes de la pandemia.

La recuperación de la demanda energética durante los cinco próximos años será la siguiente:

- En el primer año, año 2021, el incremento de la demanda es de un 5%.
- En el segundo año de un 10% respecto a la demanda del 2021.
- En el 2023 de un 20% respecto al 2022.
- En el 2024 de un 30% respecto al 2023.
- En el 2025 de un 35% respecto al año anterior.

A partir del 2025 se considera que la evolución de la demanda de energía eléctrica y con ello del PIB y del IRE seguirá una tendencia similar a la que había antes de la pandemia (se ha calculado mediante la función de tendencia del programa Excel).

El proceso seguido para el cálculo de las tres variables se detalla en el Anexo 1.

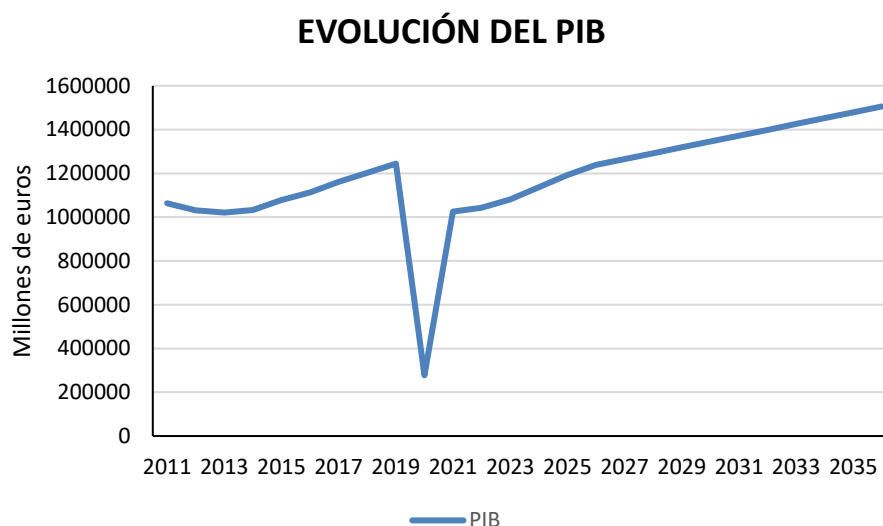


Los resultados obtenidos de PIB, IRE y de la demanda son los siguientes:

Años	Y DEMANDA	X1 PIB	X2 IRE
2011	255001,38	1063763	101,08
2012	251720,17	1031099	98,98
2013	245920,33	1020348	98,92
2014	243174,45	1032158	100,60
2015	247970,03	1077590	102,90
2016	249679,89	1113840	103,20
2017	252506,41	1161878	105,99
2018	253566,42	1202193	105,79
2019	249228,39	1244757	103,07
2020	228500,65	277203,60	94,73
2021	230564,06	1024939,44	102,32
2022	234690,87	1043528,68	102,71
2023	242944,49	1080707,17	103,47
2024	255324,93	1136474,89	104,62
2025	267705,36	1192242,62	105,77
2026	268118,04	1238791,78	106,04
2027	269768,77	1265491,78	106,79
2028	273484,24	1292191,78	107,54
2029	278416,33	1318891,78	108,29
2030	283348,41	1345591,78	109,05
2031	288280,49	1372291,78	109,80
2032	293212,58	1398991,78	110,55
2033	298144,66	1425691,78	111,30
2034	303076,75	1452391,78	112,051
2035	308008,83	1479091,78	112,80
2036	312940,92	1505791,78	113,55

Tabla 6. Evolución de la demanda, del PIB y del IRE. Fuente: Elaboración propia

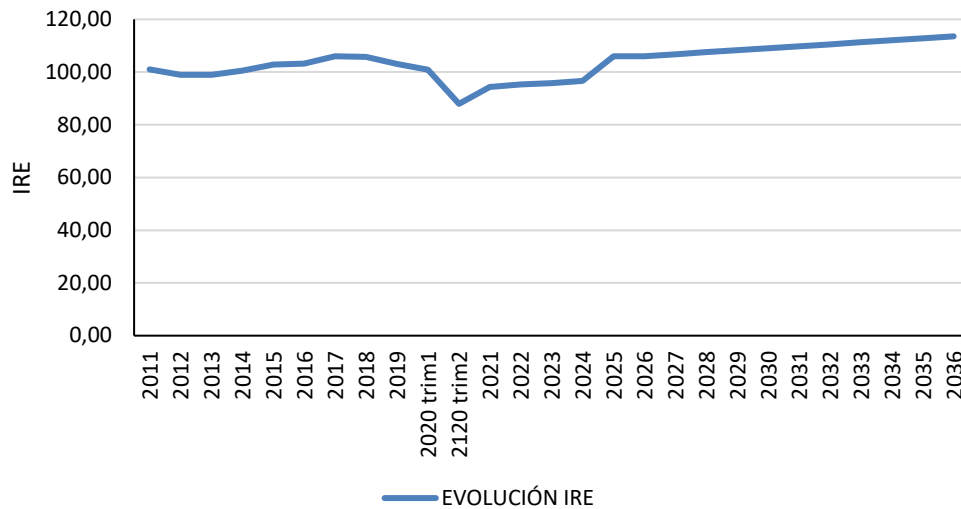
Seguidamente, para poder tener una mejor percepción de la variación de los datos se han adjuntado tres representaciones gráficas.



*Ilustración 13. Evolución del PIB tras superar la crisis del 2020.
Fuente: Elaboración propia*

Se puede comprobar que en el 2019 el PIB alcanzó su máximo valor, con 1244757 millones de euros. En el primer trimestre de 2020 descendió hasta alcanzar los 299661 millones de euros y en el segundo trimestre hasta los 244877 millones de euros, cifra mínima histórica. Durante el tercer y cuarto trimestre hubo un incremento de un 2,9% en el tercero (251977,96 millones de euros) y de un 10% en el cuarto (277203,60 millones de euros) debido a la puesta en marcha de la actividad. Del año 2021 al 2025 se empieza a recuperar la actividad, en 2021 el valor del PIB es de 1024939,44 millones de euros (dato significativo, ya que es aproximadamente un 14,6% menor al que había antes de la pandemia, porcentaje similar al de la influencia del turismo en el producto interés bruto español). En el año 2025 se logra alcanzar el mismo PIB que había a finales del 2019 y a partir de este momento las tres variables siguen con la misma tendencia de crecimiento que había antes de la pandemia.

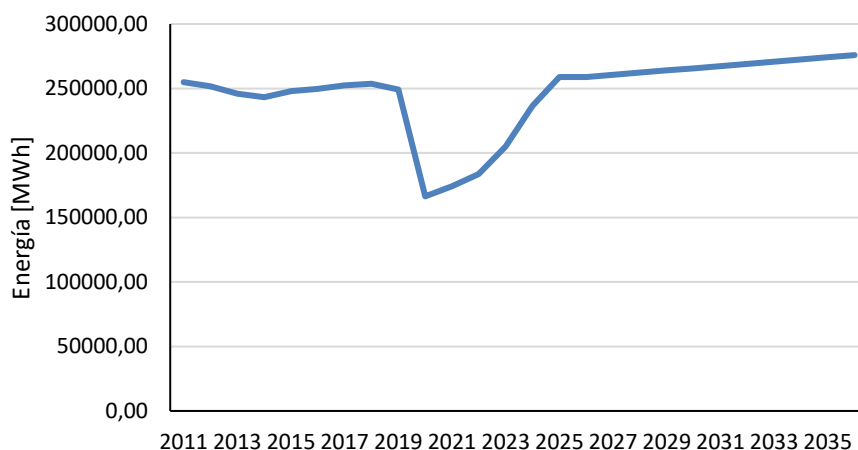
EVOLUCIÓN IRE



*Ilustración 14. Evolución del IRE tras superar la crisis del 2020.
Fuente: Elaboración propia.*

El IRE al igual que el PIB, sufre una decaída con la crisis del 2020 a un valor de 87,95 en el primer trimestre del año. En el año 2025 ya se ha logrado superar el valor de IRE que había antes de la crisis debido a la activación industrial y del servicio. Tras este año el valor del indicador es creciente, siguiendo la misma tendencia que años anteriores a la pandemia.

EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA



*Ilustración 15. Evolución de la demanda energética tras superar la crisis del 2020.
Fuente: Elaboración propia.*

En la representación de la evolución de la demanda se puede apreciar la variación de esta por los motivos indicados a lo largo del apartado.

Se quiere hacer hincapié de que la idea hipotética plasmada en este apartado es para tener una base y poder llevar a cabo el desarrollo del trabajo fin de grado respecto a unos datos de referencia. Lo supuesto no tiene por qué ser el escenario real, es algo imprevisible ya que la demanda energética no se ve influenciada únicamente por el PIB y el IRE, sino que depende de mucho otros factores, tanto contables como no contables. Esto se puede comprobar en el artículo que REE española publicó junto a CEPREDE sobre la relación existente entre las variables estudiadas.



2.3.2. Estimación del precio de la energía eléctrica en el Mercado Diario.

2.3.2.1. Red Neuronal

Se ha optado por la utilización de la red neuronal Neural Net Fitting (NNF) para realizar el estudio de predicción del precio de la energía eléctrica en el mercado diario. Se ha utilizado el programa Matlab para la generación y simulación de la red. La explicación y el desarrollo del porque se ha escogido esta red neuronal, la modelización llevada a cabo, el entrenamiento y los distintos aspectos técnicos de la red quedan comentados en el Anexo 2 ((30), (31)).

En los siguientes apartados se muestran los resultados obtenidos mediante la simulación de la red neuronal y los supuestos considerados.

2.3.2.2. Previsión de la variación porcentual de las tecnologías de generación.

Centrándonos en el planteamiento explicado en el apartado 2.3.1., en el que se ha desarrollado la hipótesis de como varía en un futuro la demanda energética peninsular, se ha realizado una previsión anual de las variaciones porcentuales de las distintas tecnologías generadoras en la península, con la finalidad de desarrollar un estudio de cómo variaría el precio en el mercado mayorista de energía en función del aumento de energía proveniente de fuentes renovables.

El objetivo propuesto es que, en el año 2036, un 77% de la energía generada en el país provenga de fuentes renovables; para ello se ha aumentado de forma progresiva la cantidad generada de energía eléctrica conforme a las ecuaciones de regresión lineal simples calculadas para cada tecnología del año 2007 al 2020. El cálculo de la regresión y los resultados están explicados en el Anexo 1, en el apartado 1.3.

En la tabla 7 se encuentran los porcentajes de energía proveniente de las distintas renovables que participan en el mercado eléctrico. Con tendencia ascendente.

	Solar fotovoltaica	Solar térmica	Eólica	Hidráulica	Térmica renovable	%Renovable
2008	0,87	0,01	11,43	8,25	0,67	21,22
2009	2,22	0,05	14,42	9,97	0,85	27,51
2010	2,26	0,25	15,90	15,39	0,85	34,65
2011	2,69	0,70	15,93	11,51	1,40	32,24
2012	2,92	1,28	17,93	7,69	1,41	31,23
2013	3,05	1,71	20,91	14,38	1,66	41,72
2014	3,08	1,96	19,99	15,47	1,50	42,00
2015	3,09	2,00	18,78	12,13	1,82	37,81
2016	3,05	2,04	19,04	15,77	1,38	41,27
2017	3,23	2,16	19,21	7,43	0,99	33,02
2018	2,99	1,79	19,82	13,81	1,44	39,85
2019	3,58	2,09	21,49	10,00	1,46	38,62
2020	7,37	2,53	21,59	11,70	1,92	45,11
2021	14,04	2,88	22,88	12,43	1,79	54,02
2022	14,58	3,09	23,55	12,52	1,85	55,59
2023	15,12	3,29	24,22	12,61	1,91	57,15
2024	15,66	3,50	24,89	12,70	1,98	58,72
2025	16,19	3,71	25,56	12,79	2,04	60,29
2026	16,73	3,91	26,23	12,88	2,11	61,86
2027	17,27	4,12	26,90	12,96	2,17	63,43
2028	17,81	4,33	27,57	13,05	2,24	64,99
2029	18,34	4,54	28,24	13,14	2,30	66,56
2030	18,88	4,74	28,91	13,23	2,37	68,13
2031	19,42	4,95	29,58	13,32	2,43	69,70
2032	19,96	5,16	30,25	13,41	2,50	71,27
2033	20,49	5,36	30,92	13,50	2,56	72,83
2034	21,03	5,57	31,59	13,59	2,62	74,40
2035	21,57	5,78	32,26	13,68	2,69	75,97
2036	22,11	5,99	32,93	13,76	2,75	77,54

*Tabla 7. Porcentaje de las tecnologías generadoras de energía renovable
(Año 2008-2021). Fuente: Elaboración propia*

En la tabla 8 se muestra el porcentaje de energía proveniente de las tecnologías generadoras de energía eléctrica no renovables para cada uno de los años. Todas tecnologías no renovables tienden a disminuir su porcentaje de participación en el mercado de energía, en algunos casos como lo que sucede

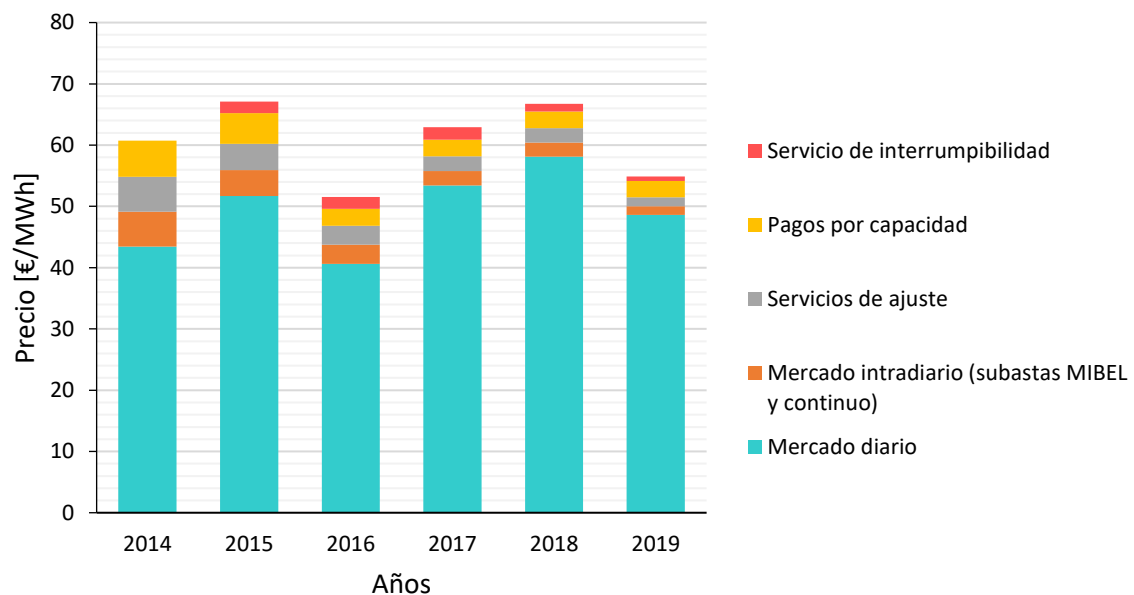
con el carbón, la generación en el año 2036 es prácticamente nula, de un 1%. En el ciclo combinado y cogeneración también baja notablemente su influencia, mientras que la nuclear al tratarse de una tecnología de generación con un régimen de funcionamiento rígido, con unos costes fijos elevados y unos costes variables bajos, hace que la tendencia a disminuir su producción sea menor que en el resto de las tecnologías.

	Carbón	Ciclo combinado	Cogeneración	Nuclear	%No Renovable
2008	15,62	32,06	8,71	20,31	79,69
2009	12,03	29,07	9,89	19,24	80,76
2010	7,58	23,16	10,34	21,80	78,20
2011	15,29	18,61	11,56	20,81	79,19
2012	19,03	13,90	12,07	21,82	78,18
2013	14,27	9,28	11,86	20,86	79,14
2014	16,21	8,34	9,53	21,63	78,37
2015	20,05	9,97	9,87	21,55	78,45
2016	14,17	10,34	10,38	22,59	77,41
2017	17,22	13,69	11,38	22,49	77,51
2018	14,13	10,69	11,74	21,55	78,45
2019	4,32	20,70	11,97	22,59	77,41
2020	1,88	18,09	11,50	23,42	76,58
2021	1,59	13,37	9,17	21,77	78,23
2022	1,50	12,99	8,54	21,61	78,39
2023	1,31	12,45	7,96	21,01	78,99
2024	1,22	12,01	7,22	20,60	79,40
2025	1,01	11,62	7,01	20,00	80,00
2026	0,98	10,43	6,71	20,00	80,00
2027	0,97	9,61	6,02	19,96	80,04
2028	0,97	9,01	5,12	19,90	80,10
2029	0,90	8,49	4,15	19,90	80,10
2030	0,86	7,65	3,46	19,90	80,10
2031	0,81	6,98	2,61	19,88	80,12
2032	0,72	5,98	2,20	19,83	80,17
2033	0,39	5,02	1,89	19,85	80,15
2034	0,20	4,00	1,44	19,81	80,19
2035	0,09	3,14	1,22	19,58	80,42
2036	0,01	2,09	0,92	19,40	80,60

Tabla 8. Porcentaje de las tecnologías generadoras de energía no renovable (Año 2022-2036) Fuente: Elaboración propia

2.3.2.1. Previsión del precio de la energía eléctrica

Los datos considerados para realizar la previsión del precio de la energía eléctrica en los próximos años han sido los datos horarios del precio en el mercado diario. La justificación del porque se han elegido únicamente los datos del precio del mercado diario para simplificar el problema son porque la influencia del precio del mercado diario respecto al precio del sistema eléctrico peninsular es mucho mayor que la influencia del resto de servicios y mercados, siendo esta de entre un 80 y un 90% del total. Se muestra a continuación la influencia de los distintos mercados y servicios en el precio del sistema eléctrico peninsular.



*Ilustración 16. Representación del precio del sistema eléctrico peninsular.
Fuente: Elaboración Propia. Datos: REE*

Se ha utilizado la red neuronal previamente creada para poder desarrollar el estudio del precio energético. Se han tomado como referencia los datos horarios del año 2019 (datos más próximos a la actualidad) para establecer una comparación entre la generación del 2019 y la generación de los años futuros.

El desarrollo del proceso para obtener los datos horarios a introducir para cada uno de los años futuros se explica en el Anexo 2, en el apartado 2.11.

Se introducen los datos horarios para cada uno de los años en formato matriz en la red neuronal NNF de 400 neuronas del programa Matlab y obtenemos los precios de la energía como variable de salida. Para poder hacer una comparativa entre los distintos años se ha calculado el precio medio anual.

m19	47.5753
m20	32.8515
m21	27.0160
m22	26.3190
m23	26.0383
m24	24.0810
m25	20.3325
m26	15.0179
m27	5.0903
m28	-9.9049
m29	-28.6076
m30	-45.9387
m31	-65.6798
m32	-78.8874
m33	-90.0037
m34	-102.4832
m35	-110.5500
m36	-118.3588

Ilustración 17. Precio medio anual. Fuente: Matlab, elaboración propia

Se puede comprobar que conforme pasan los años y más aumenta la cantidad de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables, más descende el precio.

En la siguiente gráfica se ha representado la evolución del precio con el aumento del porcentaje de renovables en el mercado diario:

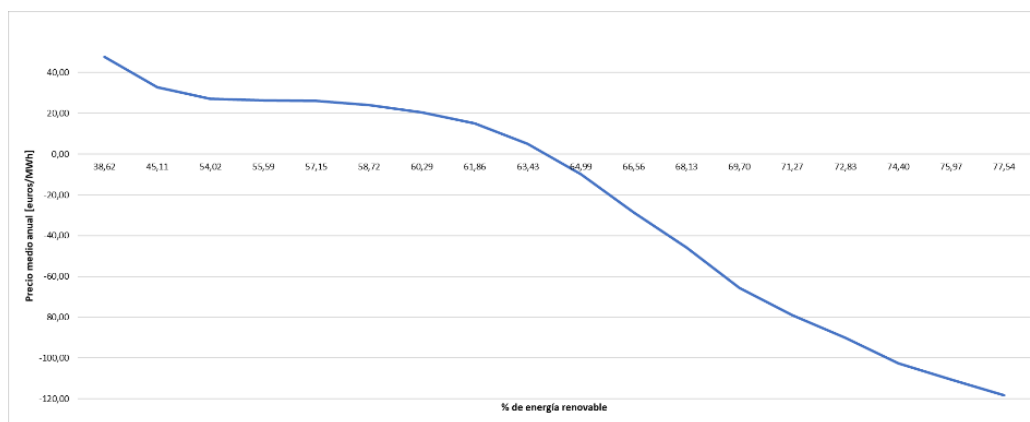


Ilustración 18. precio energético - % de renovables. Fuente: Elaboración propia

En la realidad el precio de la energía nunca será negativo. La obtención de precios negativos es debido a que Matlab resuelve el problema mediante una resolución matemática. Matlab utiliza una serie de algoritmos en función del aprendizaje desarrollado durante el entrenamiento con unos datos de entrada determinados dados previamente, sin considerar que el precio de la energía no puede ser menor a cero euros y sin tener en cuenta otra serie de variables como la forma de ofertar por parte de los generadores de energía. Para considerar el cómo ofertan los generadores sería necesario realizar un análisis de la estrategia de oferta que siguen y la evolución de esta estrategia a lo largo de los años para así poder aplicarlo a situaciones futuras. Además, la red se tendría que estar entrenando constantemente para poder actualizar sus valores y así adaptarse a las variaciones producidas en el mercado diario.

La red utilizada en el trabajo fue entrenada con los datos más próximos a la actualidad, los datos del 2019 y los de los primeros meses del año 2020, por lo tanto, predice los precios de la energía eléctrica en función de las instalaciones participantes generadoras con las que contaba en ese momento y con la forma de ofertar de los generadores energéticos. Estas dos variables junto a otras variables características influyentes en el mercado diario son la razón por la que los datos monetarios obtenidos en la simulación son válidos únicamente para los años más próximos al 2019, en los cuales el precio medio anual está como mínimo en torno a 26 y 27 euros el megavatio hora.

Por debajo de este precio a las empresas generadoras ya no les sale rentable el vender la energía producida, ya que, si la energía se vende a precios muy bajos, las empresas no ganan lo suficiente como para cubrir los gastos de producción, de impuestos a pagar y carburantes (en algunos casos) entre otros pagos a realizar. Para que esto no suceda, conforme aumente el porcentaje de participación de fuentes de energías renovables frente a las no renovables, estas empresas se verán obligados ya simplemente por beneficio propio a ofertar más alto, a un mayor precio de euros/MWh.

Actualmente, las renovables ofertan a precios muy bajos teniendo por seguro la entrada al mercado diario y permitiéndoles participar en sus subastas.

Al ofertar a precios muy bajos el beneficio que obtienen al vender su energía es mayor, esto es debido al elevado número de generadoras de energía eléctrica no renovables que participan en el mercado diario hoy en día. Estas últimas, por lo general, ofertan a un precio mucho mayor debido a los altos costes que tienen que pagar en comparación con las empresas generadoras renovables para llevar a cabo la producción energética.

En un futuro, si hay mayor penetración de renovables en la red eléctrica ($\% \text{ de renovables} > \% \text{ de no renovables}$), estas se verán obligadas a ofertar su energía a un precio superior para poder cubrir sus gastos y alcanzar una cierta rentabilidad económica. Por lo tanto, el precio de la energía eléctrica en el mercado diario será de unas pocas unidades de euros inferior o aproximadamente el mismo precio que el actual.

También se puede dar el caso que al descender el precio de la energía y al cubrir la mayor parte de la demanda por las fuentes renovables, muchas empresas generadoras no renovables se vean forzadas al cierre o a buscar alternativas de venta en otros mercados, haciendo contratos bilaterales, realizando ventas al extranjero, etc. Al contar con un elevado número de empresas generadoras de carácter renovable, esto provoca una cierta incertidumbre ya que son de generación variable y poco previsibles. Por lo tanto, en el momento en el que haga falta compensar la diferencia energética existente entre la energía eléctrica generada y la demandada debido a una falta de generación, será necesario contar con el apoyo de otras empresas alternativas que ofrezcan su energía en estos determinados momentos. En este caso, estas empresas suelen estar bajo la condición de precio mínimo, las cuales exigen una cuantía mínima por su servicio y el uso de su energía producida.

En la ilustración 19 se representa la variación del precio obtenido mediante la red neuronal en unas determinadas horas de los años 2021, 2022 y 2023. Se puede comprobar como la tendencia ascendente o descendente es la misma en los tres casos variando la magnitud, debido a las variaciones de los factores influyentes para cada año.

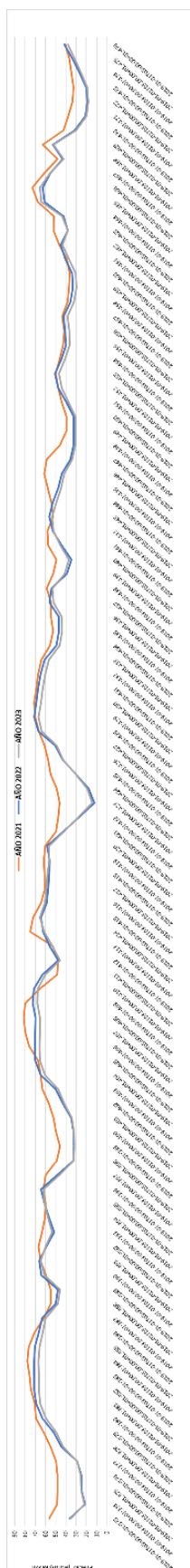


Ilustración 19. Variación horaria del precio energético de los años 2021, 2022, 2023. Fuente: Elaboración propia

3. CONCLUSIONES

De los supuestos estudiados mediante la red neuronal sobre la influencia del aumento de las renovables en el mercado diario respecto al precio de compra y venta de la energía eléctrica en dicho mercado, se llega a la conclusión que a mayor penetración de renovables en el sistema eléctrico se disminuye el precio de la energía de forma significativa. Teniendo en cuenta los resultados obtenidos con la red neuronal, considerando que la forma de tasación en el mercado diario es igual a la actual y la manera de ofertar por parte de las empresas generadoras no varía respecto al año 2019, se puede considerar como válido el resultado alcanzado cuando hay como máximo un 57% de la energía eléctrica proveniente de fuentes renovables, con este valor porcentual se consigue disminuir el valor del precio medio anual eléctrico 21,57 euros respecto al año 2019 en el que el porcentaje de renovables era de un 45%. Actualmente, las renovables no tienen problemas de competitividad en precios, ya que los precios a los que son capaces de competir están muy por debajo de los precios medios del mercado mayorista, como se ha podido comprobar en las últimas subastas. Los problemas a los que se enfrentan para poder llevar a cabo la transición energética vienen por la financiación, ya que actualmente no se dispone de un mercado que de una señal de precio a largo plazo y que de alguna forma permita financiar esos proyectos con una cierta certeza de cuáles serán sus ingresos. Las nuevas políticas energéticas van a implicar más renovables en el mercado que conlleve a la descarbonización de la generación eléctrica.

La introducción de un mayor número de renovables al considerado anteriormente (más de un 57%) hace que la incertidumbre de los precios que van a percibir las propias renovables a instalar en el sistema aumente y con ello la incertidumbre del cómo variará el sistema eléctrico español y el precio de la energía eléctrica. Este cambio provocará variaciones en los mercados eléctricos (tasaciones, estructuras, agentes participantes, forma de ofertar por las empresas generadoras de energía eléctrica, etc.), en el sistema eléctrico peninsular (interconexiones, distribución, transporte), en las financiaciones, en

la desaparición de tecnologías generadoras, en la pérdidas de empleo e impacto social y en el desarrollo de nuevos dispositivos y tecnologías usadas (desarrollo de sistemas de almacenaje, inversiones I+D, etc.).

Como proyectos futuros a desarrollar, en los cuales España está interviniendo para llevar a cabo la transición energética, son los siguientes:

España participa en el acuerdo de París junto al resto de países europeos, el cual se elaboró con la finalidad de evitar el incremento de la temperatura del planeta mediante la disminución de emisiones atmosféricas por la descarbonización por parte de la generación eléctrica en los distintos países. Se acordó una serie de objetivos a cumplir por cada país para disminuir las emisiones de CO_2 mediante la implantación de un mayor número de fuentes renovables para alcanzar un porcentaje determinado de generación eléctrica proveniente de estas en el año 2030. Los objetivos por alcanzar en el año 2030 en España quedan reflejados en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (Proyecto PNIEC, (19)).

Para poder llevar a cabo la transición energética se requiere de una red robusta, flexible y fiable que permita la incorporación de la generación renovable y se pueda realizar su transporte de forma segura. El trabajo llevado a cabo por el Operador del Sistema será más complejo por el control de un mayor número de plantas de generación, siendo muchas de ellas de menor tamaño a las actuales y más difíciles de gestionar conjuntamente, podría conllevar un cambio de la normativa y del criterio de observabilidad y controlabilidad de la generación. Con el aumento de renovables, muchas de las centrales térmicas se verán obligadas a cerrar, este proceso de cambio tendrá que llevarse a cabo de forma simultánea con la instalación de nuevas plantas renovables para que esto no genere un riesgo en el suministro eléctrico peninsular. Para garantizar la seguridad de suministro y la integración eficiente de las energías renovables hay que desarrollar y mejorar el almacenamiento energético y las interconexiones. Actualmente, España es uno de los países que menos interconectado está con el entorno, punto a mejorar con la transacción

energética para alcanzar el 15% pactado en el acuerdo europeo. Respecto al modelo de mercado eléctrico español, hay que corregir las carencias con las que cuenta para recuperar las inversiones en generación y asegurar que se consigue alcanzar la potencia de renovables prevista contando a la vez con reservas estratégicas de potencia. Se deberá optar por realizar inversiones en la red para conseguir obtener una red inteligente en la que puedan participar nuevos agentes, dotar al consumidor de información suficiente como para poder gestionar su demanda y hacerle partícipe, dotarla con las características necesarias para poder ser monitorizada y controlar la generación distribuida. Con la transición energética será necesario que se modifiquen las redes de transporte y distribución para que ofrezcan una garantía y calidad de suministro adecuada de acuerdo con los nuevos cambios eléctricos sufridos durante la transición. (32)

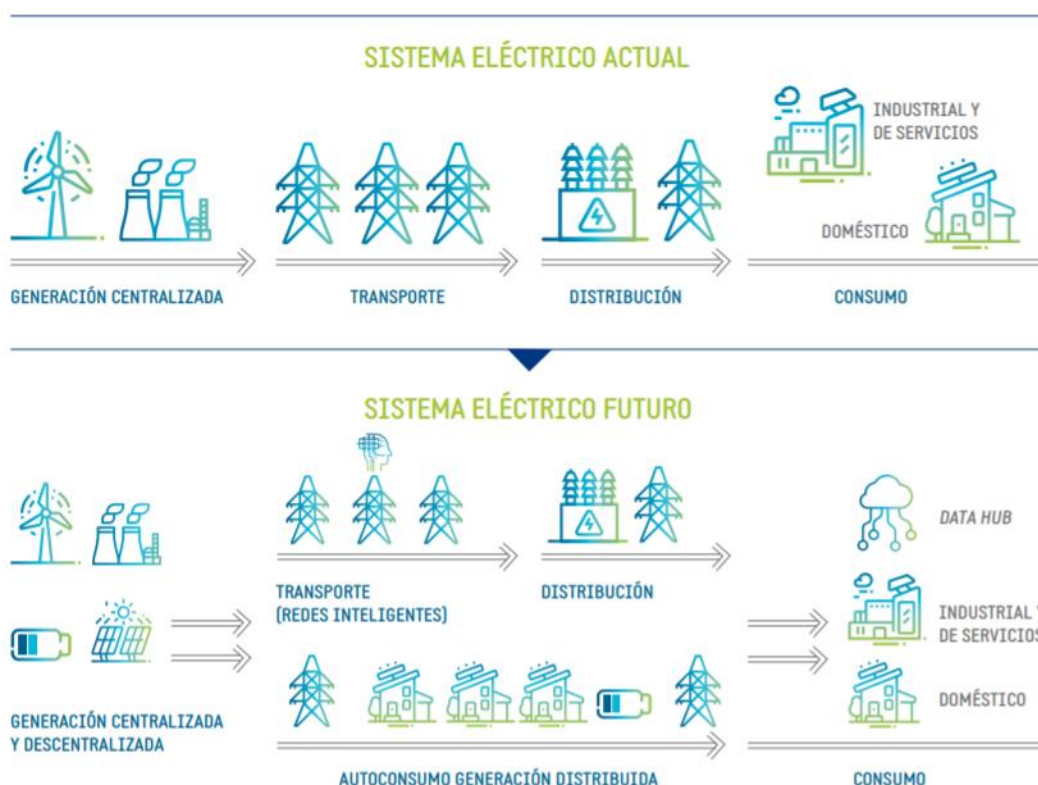


Ilustración 20. Sistema eléctrico tradicional Vs. sistema eléctrico del futuro.
Fuente: www.energiaysociedad.es

Se prevé que uno de los instrumentos necesarios como para llegar a obtener la potencia de renovables necesaria de aquí a unos años será mediante la realización de contratos conocidos como PPAs, Power Purchase Agreement. Los PPAs serán parte del futuro de financiación de proyectos del sector energético. Se trata de contratos a largo plazo (entre 5 y 15 años) que vienen a resolver la carencia que hay ahora en el mercado de conocer a largo plazo los precios de la energía eléctrica. Se desarrollan mediante un acuerdo entre un desarrollador y un cliente final que firman una fórmula de contratación a largo plazo de precios fijos energéticos. Los PPAs tendrán cabida en el mercado español tras modificar algunas de las carencias reguladoras que posee hoy en día, estando orientados principalmente hacia grandes consumidores los cuales no busquen solamente el PPA como una forma de compra energética eficiente sino también como una palanca social corporativa. (33)

El sistema eléctrico actual se tendrá que ver modificado como se ha comentado anteriormente por el desarrollo energético, la incorporación de renovables, la digitalización, el crecimiento de la generación distribuida y la intervención participativa del consumidor. La CE, Clean Energy for all Europeans, apuesta por la inversión en el sector energético para aumentar la integración de los mercados, aumentando el grado de participación y conocimiento de los consumidores y la solidaridad entre los Estados miembro.

Se podrá conocer con mayor certeza el precio de la energía eléctrica en un futuro al considerar todos estos cambios planteados, adaptándose a las nuevas características de la red eléctrica del momento. También se tendrá que considerar que respecto al precio no solo intervienen los factores comentados, sino que también influye el estado político del país (los impuestos a pagar y las cargas). En la actualidad, el alto porcentaje de impuestos que hay que pagar por el consumo de energía eléctrica en España hace que el precio de la electricidad esté por encima de la media europea, siendo que el precio de la energía antes de impuestos se encuentre en la media. Tras aplicar al precio antes de impuestos los impuestos y los cargos, el precio de la eléctrica es 2.28 c€/kWh más que la media europea. (34)

4. BIBLIOGRAFÍA

1. Energía y sociedad. *Tecnología y coste de la generación eléctrica*. [En línea] Las claves del sector energético. <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/3-1-tecnologias-y-costes-de-la-generacion-electrica/>.
2. Seisa Energía. [En línea] Que es la cogeneración. <https://seisaenergia.com/blog/>.
3. Agroarenas. [En línea] Tipos de generación de energía eléctrica. <https://agroarenas.com/blog/tipos-de-generacion-de-energia-electrica/#:~:text=Los%20tipos%20de%20fuente%20energ%C3%A9tica,energ%C3%ADa%20el%C3%A9ctrica%20seg%C3%BAn%20su%20generaci%C3%B3n.>
4. Espacio Abalar. [En línea] Tipos de centrales eléctricas. https://www.edu.xunta.gal/espazoAbalar/sites/espazoAbalar/files/datos/1464947843/contido/131_tipos_de_centrales_elctricas.html.
5. Voltio energía. [En línea] Tipos de centrales eléctricas existentes. <https://voltioenergia.es/centrales-electricas-existen/>.
6. Europa.eu. [En línea] Acuerdo de París 2016. https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_es.
7. Energía y sociedad. [En línea] Actividades reguladas y actividades en libre competencia. <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/2-3-actividades-reguladas-y-actividades-en-libre-competencia/>.
8. Energía y sociedad. [En línea] El proceso de liberalización y separación de actividades reguladas. <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/4-1-el-proceso-de-liberalizacion-y-separacion-de-actividades-reguladas/>.
9. Barcelona Energía. [En línea] Los agentes implicados en el sector eléctrico español. <https://www.barcelonaenergia.cat/es/el-sector-electrico-espanol-los-agentes-implicados-2/>.
10. Energía y sociedad. [En línea] Formación de precios en el mercado mayorista diario de electricidad. <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/6-1-formacion-de-precios-en-el-mercado-mayorista-diario-de-electricidad/>.
11. Energía y Sociedad. [En línea] Formación de precios en los mercados mayoristas a plazo de electricidad. <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/6-1-formacion-de-precios-en-el-mercado-mayorista-diario-de-electricidad/>.
12. REE. [En línea] Red Eléctrica Española. <https://www.ree.es/es>.

13. Informe del Sistema Eléctrico español 2008. *REE*. [En línea] <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/informe-del-sistema-electrico-espanol-2008>.
14. Informe del Sistema Eléctrico español 2015. *REE*. [En línea] <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/informe-del-sistema-electrico-espanol-2015>.
15. Recortes en las instalaciones existentes en funcionamiento. *RD ley 9/2013*. [En línea] <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2013-7705>.
16. Reforma por el desequilibrio anual entre ingresos y costes del sistema eléctrico. *ley 24/2013*. [En línea] <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13645>.
17. Informe del Sistema Eléctrico Español 2016. [En línea] *REE*. <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/avance-del-informe-del-sistema-electrico-espanol-2016>.
18. *RD- ley 23/2020*. [En línea] Real Decreto ley 23 de junio. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-6621>.
19. IDAE. [En línea] PNIEC 2021-2030. <https://www.idae.es/informacion-y-publicaciones/plan-nacional-integrado-de-energia-y-clima-pniec-2021-2030>.
20. Informe del Sistema Eléctrico Español 2017. [En línea] *REE*. <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/informe-del-sistema-electrico-espanol-2017>.
21. Informe del Sistema Eléctrico Español 2018. [En línea] *REE*. <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/informe-del-sistema-electrico-espanol-2018>.
22. Informe del Sistema Eléctrico Español 2019. [En línea] *REE*. <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/informe-del-sistema-electrico-espanol-2019>.
23. Puente, Paco. El País. [En línea] La crisis del Coronavirus. <https://elpais.com/economia/2020-05-01/el-gobierno-cree-que-la-economia-espanola-se-desplomara-un-92-este-ano.html>.
24. Instituto Nacional de Estadística. [En línea] *INE*. https://www.ine.es/prensa/pib_prensa.htm.
25. Faes, Ignacio. Recuperación del PIB. [En línea] *elEconomista*. <https://www.eleconomista.es/economia/noticias/10531900/05/20/El-PIB-tardara-en-recuperarse-hasta-finales-de-2023-y-el-rescate-llegara-en-un-ano.html>.



26. Cunto tiempo nos costará recuperar de esta crisis. [En línea] Cinco Días. https://cincodias.elpais.com/cincodias/2020/05/01/_256823.html.
27. Plaza, Anália. La otra curva. [En línea] El Diario. https://www.eldiario.es/economia/espana-preparada-tesis-economica_1_1022837.html.
28. Clariana, Enrique Quemada. ¿ Cuánto durará esta crisis? [En línea] Blogs Expansion. <https://www.expansion.com/blogs/quemada/2020/05/08/cuanto-durara-esta-tesis.html>.
29. Demanda eléctrica y actividad económica ¿Cambio de paradigma? [En línea] REE y CEPREDE. https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/demanda-electrica-actividad-economica_0.pdf.
30. RedesNeuronalesMatlab, NNF. [En línea] MathWorks. <https://www.mathworks.com/discovery/neural-network.html>.
31. Red Neuronal. [En línea] Ecuared. https://www.ecured.cu/Red_neuronal.
32. Red eléctrica y la integración de renovables. [En línea] REE. https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/Transicion_Energética.pdf.
33. Barrero, Óscar. Las renovables y los problemas financieros. [En línea] Energía y Sociedad. <http://www.energiaysociedad.es/oscar-barrero-las-renovables-ya-no-tienen-problemas-de-competitividad-en-precios-sino-problemas-de-financiacion/>.
34. Porcentaje de impuestos y cargos de la electricidad. [En línea] Energía y Sociedad. <http://www.energiaysociedad.es/el-alto-porcentaje-de-impuestos-y-cargos-al-que-esta-sometida-la-electricidad-en-espana-la-convierte-en-una-de-las-mas-caras-de-europa/>.



Escuela de
Ingeniería y Arquitectura
Universidad Zaragoza

**ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
(ZARAGOZA)**

ANEXOS

**Efecto de las tecnologías de generación en el precio
del mercado mayorista de la energía eléctrica**

Autor: Sonia Martín Redón

Director: José Luis Bernal Agustín

Fecha: Noviembre de 2020

INDICE DE CONTENIDO

1. Regresión lineal	1
1.1. Definición	1
1.2. Cálculo de la previsión de la demanda.....	2
1.2.1. Procedimiento	2
1.2.2. Desarrollo del proyecto	7
1.3. Cálculo de la variación porcentual de las tecnologías generadoras renovables ..	10
1.3.1. Procedimiento	10
2. Red neuronal.....	12
2.1. Definición de red neuronal.....	12
2.2. Elección de la red neuronal.....	14
2.3. Preparación de los datos de trabajo	15
2.4. Creación de la red neuronal artificial	16
2.5. Configuración de las entradas y las salidas de la red	17
2.6. Ajuste de los parámetros de la red para mejorar su rendimiento	18
2.7. Entrenar la red.....	18
2.8. Validar los resultados obtenidos por la red neuronal	21
2.9. Función de la red neuronal NFF400.....	24
2.10. Integración de la red neuronal en el proyecto	26
2.11. Adaptación de los datos de entrada para el desarrollo del trabajo	28
3. Mercado diario	31

INDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Análisis de datos, regresión.....	3
Ilustración 2. Regresión lineal.	4
Ilustración 3. Comparativa de la demanda de las distintas regresiones	6
Ilustración 4. Regresión lineal de la evolución de las fuentes renovables.....	10
Ilustración 5. Arquitectura de una red neuronal típica.....	12
Ilustración 6. Composición de una neurona y conexiones.	13
Ilustración 7. Matrices introducidas en Matlab	16
Ilustración 8. Esquema de la red neuronal NNF.....	16
Ilustración 9. Selección de datos	17
Ilustración 10. Porcentaje de los datos a entrenar, validar y probar	17
Ilustración 11. Estructura de la red neuronal con 400 neuronas.....	18
Ilustración 12. Resultados obtenidos con 400 neuronas	18
Ilustración 13. Nntraintool	21
Ilustración 14. Desarrollo de la validación de la red.....	22
Ilustración 15. Histograma del error.....	22
Ilustración 16. Valores del parámetro R.	23
Ilustración 17. Comprobación de los datos obtenidos en 2019 y los reales.	26
Ilustración 18. Comprobación de los datos obtenidos en 2020 y los reales.	26
Ilustración 19. Comprobación de los datos obtenidos de octubre 2020 y los reales.	27
Ilustración 20. Matrices de entrada anuales en Matlab.....	30
Ilustración 21. Curvas de ofertas y demanda horario de la tasación del mercado diario	33
Ilustración 22. Desplazamiento de la curva de oferta por el aumento de la participación de renovables.....	33



INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Datos PIB, IRE, demanda..	3
Tabla 2. Resultado de las regresiones lineales realizadas.	4
Tabla 3. Variables características de las regresiones lineales realizadas.	5
Tabla 4. PIB, IRE, demanda en el tercer y cuarto trimestre del 2020.	8
Tabla 5. Valor del PIB, IRE y demanda anual.	8
Tabla 6. Variación del PIB, IRE y demanda anual.	9
Tabla 7. Porcentaje de las tecnologías generadoras de energía renovables (Año 2008-2021).	11
Tabla 8. Porcentaje de las tecnologías generadoras de energía renovables (Año 2022-2036)	11
Tabla 9. Elección de la red neuronal óptima en función del número de neuronal.	20
Tabla 10. Datos medios reales y de la simulación.	26
Tabla 11. Variación porcentual de la generación energética peninsular (año 2008 - 2021).	28
Tabla 12. Variación porcentual de la generación energética peninsular (año 2022 - 2036)..	29
Tabla 13. Resultado del cálculo de los MWh horarios del año 2021.	30

1. REGRESIÓN LINEAL

1.1. DEFINICIÓN

La regresión lineal se trata de una técnica estadística que es utilizada para estudiar la relación existente entre variables. Las expresiones que se muestran a continuación son la estructura que sigue el modelo de regresión lineal simple y el modelo de regresión lineal múltiple.

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X + \varepsilon$$

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \varepsilon$$

La variable Y depende de tres factores: la variable independiente β_0 , la variable independiente β_1 que va acompañada de una variable explicativa y la variable ε , que hace referencia a la perturbación o error aleatorio el cual incluye un conjunto amplio de factores no controlados. En el caso de la regresión lineal múltiple, la variable Y depende de una cuarta variable, la variable independiente β_2 la cual va acompañada de una variable explicativa. El valor de ε , hace que la dependencia entre la variable dependiente y las independientes no sea perfecta, sino que esté sujeta a una cierta incertidumbre.

Las condiciones que se han de cumplir en este tipo de regresiones son:

- La media de los errores aleatorios tiene que ser igual a cero.

$$E[Y/X = x] = E[\varepsilon] = 0 \rightarrow Y = \beta_0 + \beta_1 X + 0$$

- La varianza de ε es constante para cualquier valor de x .

$$Var(\varepsilon/X = x) = \sigma^2$$

- La distribución de ε es normal, de media 0 y desviación σ .
- Los errores asociados a los valores Y son independientes unos de otros.

Regresión lineal

El coeficiente de correlación lineal y el coeficiente de determinación sirven para establecer si el ajuste de la recta de regresión con los datos es aceptable y para cuantificar el grado de asociación lineal que hay entre las distintas variables. Cuanto mejor sea el ajuste, mejor serán las predicciones obtenidas.

- Coeficiente de correlación lineal, R .
Toma valores entre -1 y 1. Si su valor es próximo a 0 indica que hay poca relación lineal. Cuanto más se acerque al valor absoluto 1 mayor será el grado de asociación lineal.
- Coeficiente de determinación, R^2 .
Si el coeficiente toma el valor 1 o -1, significa que la dependencia lineal es exacta.

1.2. CÁLCULO DE LA PREVISIÓN DE LA DEMANDA

1.2.1. Procedimiento

El objetivo es hacer una predicción de la demanda futura, para ello se ha hecho referencia a dos de las variables que tienen influencia sobre esta, el Producto Interior Bruto del país y el Índice Red Eléctrica. Los datos considerados para ello se han obtenido de la página web de Red Eléctrica de España (Demanda e IRE) y del Instituto Nacional de Estadística (PIB).

Los datos proporcionados por ambas páginas son desde el año 2011 hasta el segundo trimestre del año 2020. Con estos datos se han realizado una serie de regresiones comprobando si se ajustaba mejor a la regresión simple de ambas variables IRE y PIB por separado, o a la regresión múltiples.

Para la realización de las regresiones se ha utilizado la herramienta Excel y la opción de análisis de datos dada por el programa.

Regresión lineal

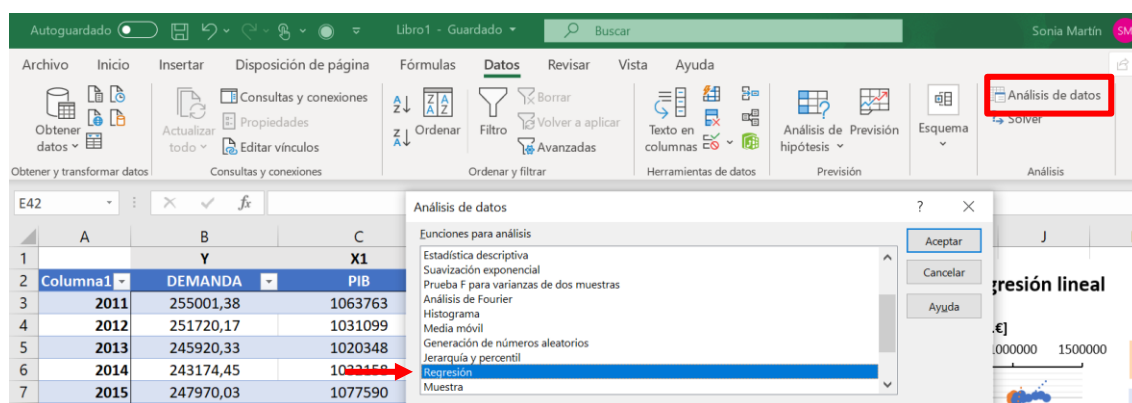


Ilustración 1. Análisis de datos, regresión. Fuente: Excel.

A continuación, se adjuntas los resultados y comprobaciones llevadas a cabo en este proceso:

X1: Variable del PIB, indica la correlación simple de X1 con la demanda.

X2: Variable del IRE, indica la correlación simple de X2 con la demanda.

X1-X2: Correlación múltiple del PIB y el IRE con la demanda.

Y: Variable dependiente, demanda.

Se han realizado distintos tipos de regresiones lineales para luego poder elegir cuál de ellas se ajusta mejor a nuestros datos.

Primero, se ha calculado las regresiones lineales simples de las variables PIB e IRE por separado respecto a la demanda eléctrica con los siguientes datos.

	DEMANDA	PIB	IRE
2011	255001,38	1063763	101,08
2012	251720,17	1031099	98,98
2013	245920,33	1020348	98,92
2014	243174,45	1032158	100,60
2015	247970,03	1077590	102,90
2016	249679,89	1113840	103,20
2017	252506,41	1161878	105,99
2018	253566,42	1202193	105,79
2019	249228,39	1244757	103,07
2020 trim1	62208,35	299.661	100,93
2020 trim2	51780,64	244877	87,95

Tabla 1. Datos PIB, IRE, demanda. Fuente: Elaboración propia. Datos: REE, INE.

Regresión lineal

En la siguiente ilustración se muestra la representación gráfica de ambas regresiones con el valor del coeficiente de correlación para ambos casos y las ecuaciones características.

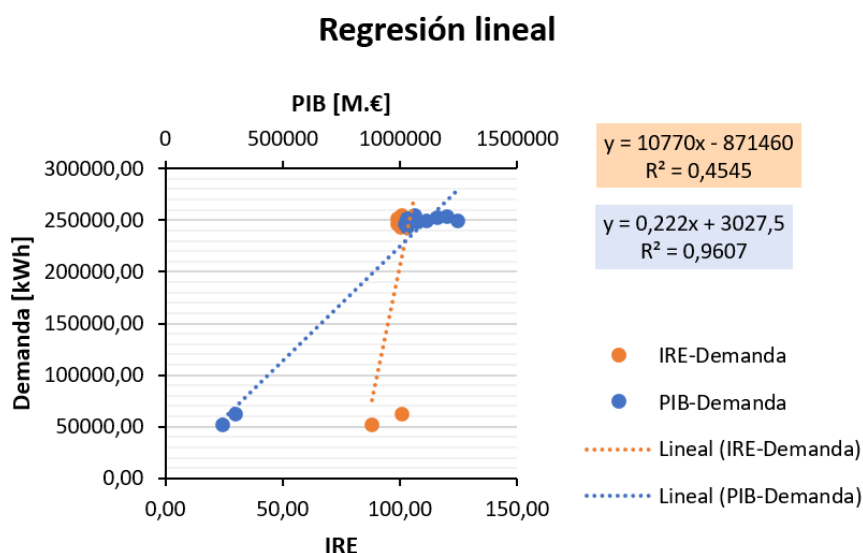


Ilustración 2. Regresión lineal. Fuente: Elaboración propia.

La regresión lineal en el caso del IRE no se ajusta tan bien como en el caso del PIB. Se puede comprobar que el coeficiente de correlación es mejor en el segundo caso, con un 96,07% de confiabilidad frente a un 45,45% en el caso del IRE respecto a la demanda; en este último caso la regresión lineal se ajusta peor dando un mayor error y valor de la varianza de los resultados respecto a los datos conocidos, esto es debido a que el dato del IRE en el primer trimestre de 2020 produce un desajuste.

A continuación, se muestra dos tablas en las cuales quedan reflejados los resultados obtenidos en las dos regresiones lineales simples realizadas y en la regresión lineal múltiple.

	X1-X2	X1	X2
Coeficiente de correlación múltiple	0,982546926	0,98017224	0,67419701
Coeficiente de determinación R^2	0,965398461	0,96073763	0,45454161
R^2 ajustado	0,956748077	0,95637514	0,39393512
Error típico	16248,26173	16318,161	60822,428
Observaciones	11	11	11

Tabla 2. Resultado de las regresiones lineales realizadas. Fuente: Elaboración propia

Regresión lineal

	X1-X2			X1		X2	
	Intercepción	Variable X1	Variable X2	Intercepción	Variable X1	Intercepción	Variable X2
Coefficientes	149271,69	0,24	-1608,60	3027,51	0,22	-871460,14	10770,49
Error típico	141679,50	0,02	1549,60	15094,45	0,01	397071,46	3932,86
Estadístico t	1,05	10,87	-1,04	0,20	14,84	-2,19	2,74
Probabilidad	0,32	0,00	0,33	0,85	0,00	0,06	0,02
Inferior 95%	-177441,82	0,19	-5181,99	-31118,51	0,19	-1769698,18	1873,75
Superior 95%	475985,20	0,29	1964,78	37173,52	0,26	26777,91	19667,23
Inferior 95,0%	-177441,82	0,19	-5181,99	-31118,51	0,19	-1769698,18	1873,75
Superior 95,0%	475985,20	0,29	1964,78	37173,52	0,26	26777,91	19667,23

Tabla 3. Variables características de las regresiones lineales realizadas.
Fuente: Elaboración propia

En las correlaciones lineales por separado (columnas X1 y X2), el R^2 de la variable X1 es mayor que la de X2, esto significa que hay una mayor relación entre la variable X1 y la Y. En cambio, como se puede comprobar, el coeficiente de correlación al cuadrado es superior en el caso de la correlación múltiple que en el de las correlaciones de X1 y X2 por separado, pero similar al de X1 ya que la influencia de X2 respecto a la demanda energética es menor. El hecho de fijarnos es el coeficiente de correlación al cuadrado ajustado y no en el no ajustado es porque el R^2 de determinación en el caso de la regresión múltiple aumenta conforme más valores se introducen, por lo tanto, no nos suministra una información relevante. El coeficiente R^2 y el coeficiente de correlación múltiples son cercanos a la unidad, lo que significa que el modelo matemático aplicado nos da un alto porcentaje de confiabilidad.

La regresión lineal que más se ajusta es la múltiple, con un valor del parámetro R^2 más próximo a la unidad que en los otros dos casos. Con el índice IRE se obtiene un peor ajuste, debido a la variación de la relación de la demanda y el IRE producida en el primer cuatrimestre del año 2020. Antes del año 2020 se puede visualizar en la tabla 1 la dependencia existente entre ambas variables; con el crecimiento del IRE se aprecia un crecimiento de la demanda, al igual que ocurre entre el PIB y la demanda.

Regresión lineal

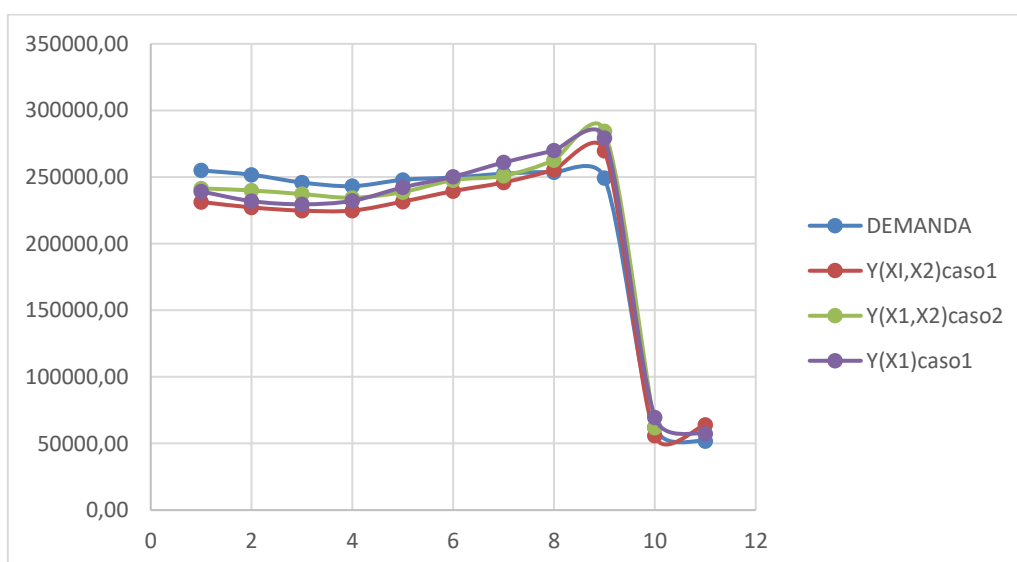
En la gráfica adjunta a continuación, ilustración 3, se muestra la representación de la variación de la demanda real a lo largo de los años con las representaciones de los valores obtenidos mediante las distintas correlaciones estudiadas.

Cuando se habla de caso 1 se hace referencia a las regresiones con los datos obtenidos del año 2010 al 2019 y el primer y segundo trimestre de 2020. Y en el caso 2, las regresiones están hechas con los datos de los años 2010 al 2019 y el segundo trimestre de 2020. Los datos del primer trimestre del año 2020 no se han tenido en cuenta en las regresiones del caso 2 para ver lo que varían los resultados de la regresión respecto a las del caso 1, ya que los datos del IRE dados para esas fechas producen un desajustan al ser muy distinto al resto de datos proporcionados.

Y (X1, X2) caso1: demanda calculada a partir de la regresión lineal múltiple.

Y (X1, X2) caso2: demanda calculada a partir de la regresión lineal múltiple en el que se ha obviado los datos del primer trimestre de 2020.

Y (X1) caso1: demanda calculada a partir de la regresión lineal simple en función del PIB en el caso 1.



*Ilustración 3. Comparativa de la demanda al ser obtenida por las distintas regresiones.
Fuente: Elaboración propia*

Regresión lineal

Se puede observar que las tendencias de las curvas simuladas son similares a la de la demanda real. A priori se aprecia que la curva que más se asemeja a la demanda real es la gris (Y (X1, X2) caso2), los valores son más similares a los reales excepto en el punto 9 que es más distante.

Sin embargo, según el parámetro R^2 , la que más se ajusta a la demanda real es la curva naranja (Y (X1, X2) caso1). Los valores obtenidos en esta regresión son más distintos a los reales, aunque en el punto 9 la diferencia es menor que en los otros casos y compensa a los anteriores; por lo que la predicción desarrollada en el trabajo se realiza con esta opción.

1.2.2. Desarrollo del proyecto

Tras la elección del caso 1, regresión lineal múltiple de las variables PIB-IRE-demanda con los datos del 2010 al segundo trimestre del 2020, se realiza el desarrollo del problema con el cual se estima la evolución de la demanda en los años futuros.

Para el cálculo de los tres valores del tercer y cuarto trimestre del año 2020 se ha hecho lo siguiente:

Se conocen los valores del IRE de los meses de julio y agosto, con la tendencia llevada hasta el momento en el año 2020 se calcula la del mes de septiembre y con ella el IRE del tercer trimestre. La demanda eléctrica del tercer trimestre también se conoce, y con la correlación calculada anteriormente se obtiene el valor del PIB. Del segundo trimestre al tercer trimestre tanto el PIB como el IRE aumentan aproximadamente un 2%.

Del cuarto trimestre se conoce la demanda del mes de septiembre y parte de la de octubre, con la tendencia llevada hasta al momento en los últimos meses del año 2020 se calcula lo que será la demanda trimestral del cuarto trimestre. Como resultado se obtiene que el PIB y el IRE sufren un crecimiento de aproximadamente el 10%.

Regresión lineal

Fórmula utilizada:

$$Y = 149271,6905 + 0,23X_1 - 1608,60307X_2$$

	PIB (X1)	IRE (X2)	Demanda (Y)
2020 trim3	251977,96	90,50	61648,04
2020 trim4	277203,60	99,56	52875,99

Tabla 4. PIB, IRE, demanda en el tercer y cuarto trimestre del 2020.
Fuente: Elaboración propia

Suponiendo una recuperación de la demanda en un periodo de tiempo de cinco años, se calcula los siguientes parámetros:

Se tiene en cuenta la cantidad de energía eléctrica a alcanzar en los cinco años, esto es igual a la diferencia de la disminución energética producida por la demanda durante el periodo de crisis en los meses más fuertes de la pandemia. Este valor que hay que conseguir incrementarlo en los cinco años posteriores, por lo tanto, es repartido de forma porcentualmente entre ellos. En el primer año, año 2021, el incremento de la demanda es de un 5%, en el segundo año de un 10% respecto a la demanda del 2021, en el 2023 de un 20% respecto al 2022, en el 2024 de un 30% respecto al 2023 y en el 2025 de un 35% respecto al año anterior. El PIB y el IRE se calculan con las regresiones calculadas a partir de los datos de la demanda.

	PIB (X1)	IRE (X2)	Demanda (Y)
2020	277203,60	94,73	228500,65
2021	1024939,44	102,32	230564,05
2022	1043528,68	102,70	234690,87
2023	1080707,17	103,47	242944,49
2024	1136474,89	104,62	255324,93
2025	1192242,62	105,77	267705,36

Tabla 5. Valor del PIB, IRE y demanda anual. Fuente: Elaboración propia

A partir del año 2025 se ha considerado que la tendencia de crecimiento en las tres variables sigue siendo la misma que había antes de la pandemia.

Regresión lineal

Se ha calculado la ecuación de la tendencia para el PIB y el IRE a partir de la herramienta Excel, de la función TENDENCIA y con estos datos la demanda hasta el año 2036 a través de la ecuación de regresión múltiple anterior.

	PIB (X1)	IRE (X2)	Demanda (Y)
2026	1238791,778	106,04	268118,042
2027	1265491,778	106,79	269768,767
2028	1292191,778	107,54	273484,24
2029	1318891,778	108,29	278416,325
2030	1345591,778	109,04	283348,41
2031	1372291,778	109,80	288280,495
2032	1398991,778	110,55	293212,58
2033	1425691,778	111,30	298144,664
2034	1452391,778	112,05	303076,749
2035	1479091,778	112,80	308008,834
2036	1505791,778	113,55	312940,919

Tabla 6. Variación del PIB, IRE y demanda anual. Fuente: Elaboración propia

Es impredecible saber a priori el cómo variará los valores en un futuro, hay muchas variables contables e incontables que intervienen en ello.

La tendencia no siempre será creciente como se ha supuesto en el estudio, esta puede variar. La tendencia puede disminuir o quedarse estancada por muchos motivos, por ejemplo: por un equilibrio en la economía, por un desarrollo de las tecnologías hacia modelos más eficientes que necesiten de menor energía para su funcionamiento, por el suceso de otra crisis, por el cambio en la estructura del mercado y por el cambio en la generación.

1.3. CÁLCULO DE LA PREVISIÓN DE LA VARIACIÓN PORCENTUAL DE LAS TECNOLOGÍAS GENERADORAS RENOVABLES

1.3.1. Procedimiento

El objetivo propuesto es que, en el año 2036, un 77% de la energía generada en el país provenga de fuentes renovables; para ello se ha aumentado de forma progresiva la cantidad generada de energía eléctrica conforme a las ecuaciones de regresión lineal simples calculadas para cada tecnología del año 2007 al 2020. La herramienta utilizada ha sido el programa de cálculo Excel, en el que se ha representado un gráfico de dos dimensiones en el que se muestra la evolución de las distintas tecnologías de generación de forma individual desde el año 2007 al año 2020. Los valores porcentuales conocidos han sido calculados a partir de los datos obtenidos de la página web de Red Eléctrica Española.

En la gráfica adjunta a continuación, se muestra el valor del parámetro R^2 y las ecuaciones características de las distintas regresiones lineales simples.

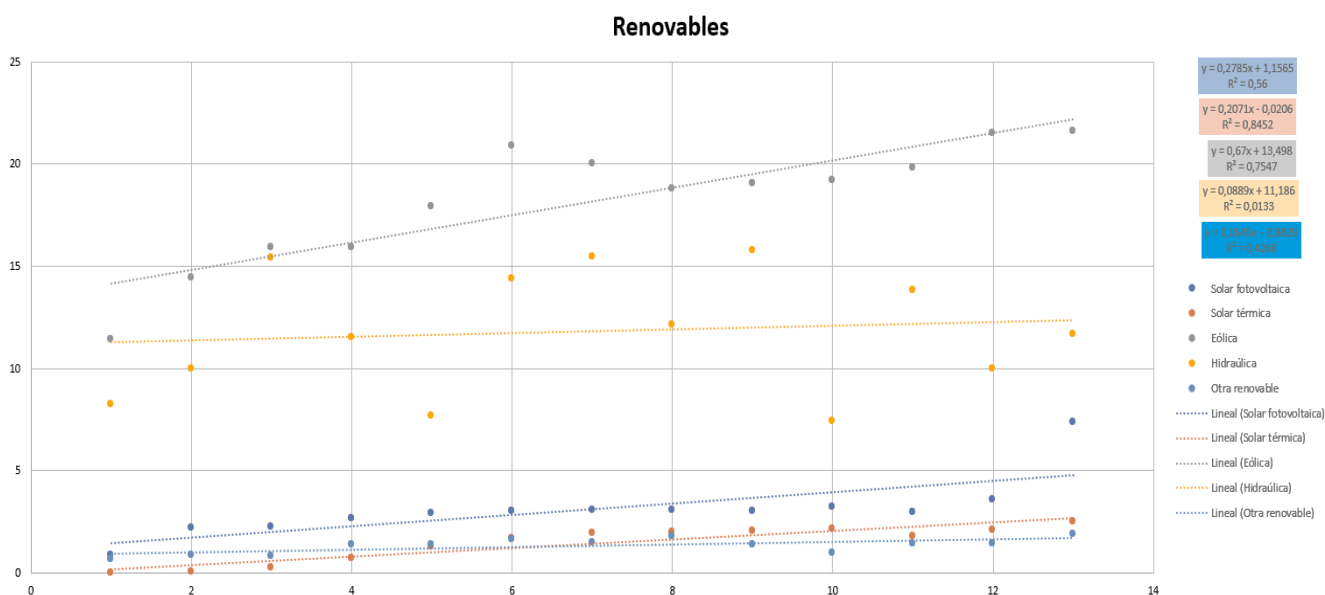


Ilustración 4. Regresión lineal de la evolución porcentual de las fuentes renovables.
Fuente: Elaboración propia

Regresión lineal

En la siguiente tabla se puede percibir las variaciones porcentuales de las distintas tecnologías que participan en el mercado eléctrico a lo largo de los años. Las tecnologías generadoras cuya fuente es renovable siguen una tendencia ascendente, mientras que las tecnologías generadoras no renovables la tendencia es descendente.

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
% Solar fotovoltaica	0,87	2,22	2,26	2,69	2,92	3,05	3,08	3,09	3,05	3,23	2,99	3,58	7,37	14,04
% Solar térmica	0,01	0,05	0,25	0,70	1,28	1,71	1,96	2,00	2,04	2,16	1,79	2,09	2,53	2,88
% Eólica	11,43	14,42	15,90	15,93	17,93	20,91	19,99	18,78	19,04	19,21	19,82	21,49	21,59	22,88
% Hidráulica	8,25	9,97	15,39	11,51	7,69	14,38	15,47	12,13	15,77	7,43	13,81	10,00	11,70	12,43
% Otra renovable	0,67	0,85	0,85	1,40	1,41	1,66	1,50	1,82	1,38	0,99	1,44	1,46	1,92	1,79
%Renovables	21,22	27,51	34,65	32,24	31,23	41,72	42,00	37,81	41,27	33,02	39,85	38,62	45,11	54,02

Tabla 7. Porcentaje de las tecnologías generadoras de energía renovables (Año 2008-2021). Fuente: Elaboración propia

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
% Solar fotovoltaica	14,58	15,12	15,66	16,19	16,73	17,27	17,81	18,34	18,88	19,42	19,96	20,49	21,03	21,57	22,11
% Solar térmica	3,09	3,29	3,50	3,71	3,91	4,12	4,33	4,54	4,74	4,95	5,16	5,36	5,57	5,78	5,99
% Eólica	23,55	24,22	24,89	25,56	26,23	26,90	27,57	28,24	28,91	29,58	30,25	30,92	31,59	32,26	32,93
% Hidráulica	12,52	12,61	12,70	12,79	12,88	12,96	13,05	13,14	13,23	13,32	13,41	13,50	13,59	13,68	13,76
% Otra renovable	1,85	1,91	1,98	2,04	2,11	2,17	2,24	2,30	2,37	2,43	2,50	2,56	2,62	2,69	2,75
%Renovables	55,59	57,15	58,72	60,29	61,86	63,43	64,99	66,56	68,13	69,70	71,27	72,83	74,40	75,97	77,54

Tabla 8. Porcentaje de las tecnologías generadoras de energía renovables (Año 2022-2036) Fuente: Elaboración propia

2. RED NEURONAL

2.1. DEFINICIÓN DE RED NEURONAL

Las redes neuronales artificiales (RNA o ANN) son una técnica de análisis multivariante. Constituyen un paradigma de aprendizaje y procesamiento automático inspirado en el funcionamiento del sistema nervioso. Están basadas en una aproximación de la aplicación de la estadística convencional y modelos matemáticos. Su aplicación es realizada por simulación computacional con el objetivo de recibir una respuesta ante una entrada mediante la activación de las interconexiones existentes entre las neuronas que la componen procesando información por medio de su estado dinámico. Las neuronas son elementos simples y operan en paralelo, se organizan formando capas, dependiendo de la RNA utilizada habrá un número distinto de capas de procesamiento.

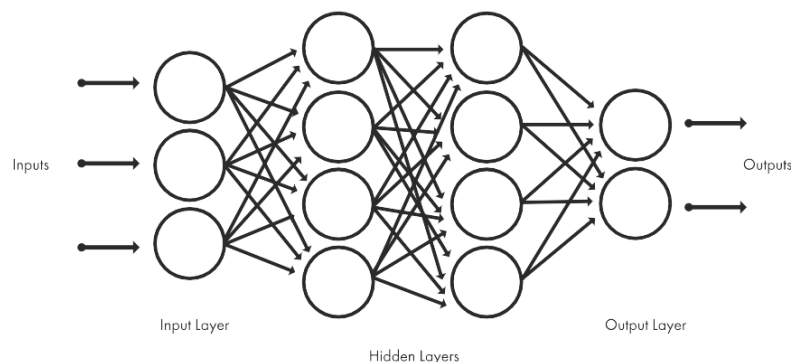


Ilustración 5. Arquitectura de una red neuronal típica. Fuente: MathWorks

Las neuronas reciben una serie de entradas y emiten una salida, la salida viene dada por tres funciones:

- Función de propagación: sumatorio de cada entrada multiplicada por el peso de su interconexión. Dependiendo de si el peso es un valor positivo o negativo se dice que la conexión es excitatoria o inhibitoria respectivamente.

Red neuronal

- Función de activación: No siempre hay función de activación. Cuando hay función de activación, esta varía el valor de salida de la función de propagación. Cuando no existe función de actividad la salida es la misma que en la función de propagación.
- Función de transferencia: sirve para acotar las salidas de las neuronas de la función de activación.

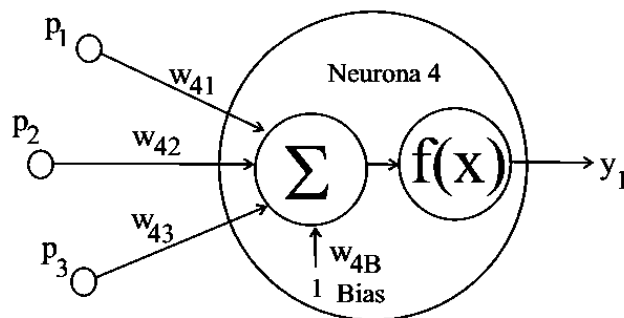


Ilustración 6. Composición de una neurona y conexiones. Fuente: www.nexton.azc.uam

Las técnicas utilizadas de aprendizaje automático para diseñar una red neuronal artificial cuentan con un aprendizaje supervisado y no supervisado, la clasificación, regresión, reconocimiento de patrones y la agrupación.

- Aprendizaje supervisado: este tipo de redes están capacitadas para ajustar los pesos tras introducirle un conjunto de datos conocidos de entrada y salida. Los tipos de redes que tienen aprendizaje supervisado son la feedforward, la radial, la de cuantificación de vectores de aprendizaje y la red dinámica.
La clasificación se realiza mediante un algoritmo con el que tras la entrada de nuevos datos es capaz de clasificarlos con lo aprendido previamente.
- Aprendizaje no supervisado: las redes con aprendizaje no supervisado se entrenan permitiendo que la red se ajuste continuamente a nuevas entradas.

Red neuronal

- Aprendizaje reforzado: es un aprendizaje entre el supervisado y el no supervisado. La información proporcionada a la red es mínima y la red se limita a establecer si la salida es correcta o no.

Flujo de trabajo para el diseño de una red:

1. Acceso y preparación de los datos de trabajo.
2. Crear la red neuronal artificial.
3. Configuración de las entradas y las salidas de la red.
4. Ajuste de los parámetros de la red para mejorar su rendimiento (los pesos y sesgo).
5. Entrenar la red.
6. Validar los resultados obtenido por la red.
7. Integrar la red en el proyecto.

2.2. ELECCIÓN DE LA RED NEURONAL

La red neuronal por la que se ha optado es la Neural Net Fitting, se trata de una red de alimentación directa hacia adelante, de dos capas. La red Fitting es capaz de mapear entre un conjunto de valores de entrada con los targets correspondientes a esas entradas. Los targets adquieren valores continuos.

La primera capa, denominada Hidden Layer, está constituida por un conjunto de neuronas ocultas y por una función de transferencia sigmoideal. La segunda capa, denomina Outpu Layer, tiene una función de transferencia lineal. La red se entrena con el algoritmo de retro propagación Levenberg -Marquardt.

La red Neural Net Fitting sirve para realizar problemas de ajuste funcional, con un número suficiente de datos conocidos de entrada y salida, puede adaptarse a cualquier dato con precisión arbitraria.

Resulta útil para resolver problemas no lineales.

2.3. PREPARACIÓN DE LOS DATOS DE TRABAJO

La obtención y preparación de los datos ha sido el paso al que más tiempo se le ha dedicado en el trabajo. Los datos se han obtenido de la página web de Red Eléctrica Española y de ESIOS.

Se han tomado como datos de entrada la cantidad de energía eléctrica generada por cada una de las tecnologías generadoras peninsulares participantes en el mercado diario, en cada hora durante todo el año 2019 y los primeros nueve meses del 2020. Se ha introducido en Matlab una matriz denominada Inputs de dimensiones 9x15335.

Las nueve tecnologías de generación eléctrica escogidas son: la hidráulica, la eólica, la solar térmica, la solar fotovoltaica, la térmica renovable, la nuclear, la de cogeneración, La de ciclo combinado y la de carbón.

Las variables de salidas definidas hacen referencia al precio de la energía en el mercado diario durante el mismo periodo de tiempo, la matriz introducida se le ha denominado Target y tiene unas dimensiones de 1x15335.

Con las matrices Inputs y Targets será con las que se entrene la red neuronal.

Para poder comprobar que los resultados obtenidos con la red son válidos respecto a los valores reales introducidos, se han creado dos Workspace con los datos de salida (precio) del año 2019 y de los meses de enero a septiembre del año 2020.

Para realizar la prueba a la red, se ha introducido una matriz denominada Datos2020oct, en los quedan recogidos todos los datos de generación energética del mes de octubre del año 2020 (datos no utilizados para el entrenamiento de la red). La matriz Salida2020oct, son los datos que se conocen del precio de la energía en el mes de octubre del año 2020; estos únicamente se utilizan para poder compararlos con los resultados obtenidos para este mes en la red neuronal.

Red neuronal

Se generan en la ventana de Wokspace las matrices de la siguiente ilustración:

Workspace	
Name ^	Value
Datos2019	9x8760 double
Datos2020	9x6575 double
Datos2020oct	9x362 double
Inputs	9x15335 dou...
Salida2019	1x8760 double
Salida2020	1x6575 double
Salida2020oct	1x362 double
Targets	1x15335 dou...

Ilustración 7. Matrices introducidas en Matlab. Fuente: Elaboración propia

2.4. CREACIÓN DE LA RED NEURONAL ARTIFICIAL

Tras la selección de datos hay que definir la arquitectura de la red y posteriormente entrenar, validar y probar la red.

El objetivo es crear una red que sea capaz de estimar el precio de la energía eléctrica en función de la cantidad de energía eléctrica aportada por las distintas tecnologías de generación.

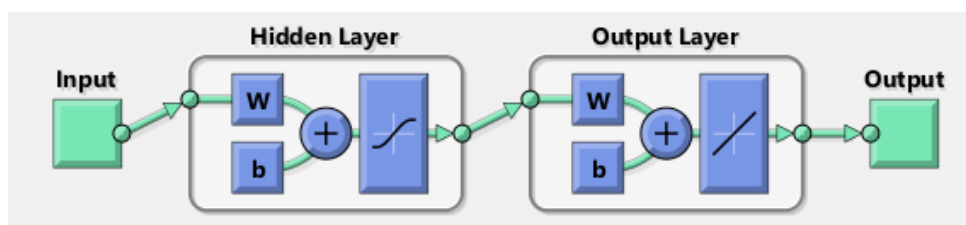


Ilustración 8. Esquema de la red neuronal NNF

Cada vez que se ejecute la red, los resultados obtenidos serán ligeramente distintos por la aleatoriedad inicial de los pesos dados por el programa.

La red seleccionada para llevar a cabo la simulación se encuentra en el Toolbox del software Matlab (Neural Net Fitting). Su estructura cuenta con la combinación de las RNA's Feedforward y Backpropation, haciéndola idónea para mapear entre dos conjuntos de datos.

2.5. CONFIGURACIÓN DE LAS ENTRAS Y LAS SALIDAS DE LA RED

Una vez seleccionado el toolbox de Matlab, Neural Net Fitting, se comienza a configurar la red.

Se introducen los datos de entrada definidos anteriormente en las ventanas destinadas para ello y se orientan en columnas.

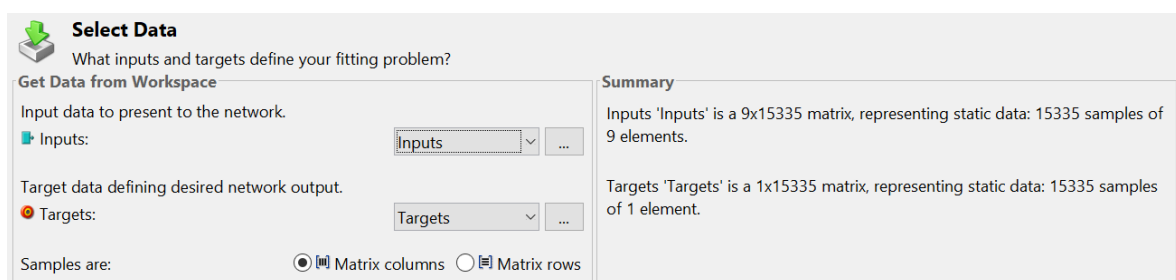


Ilustración 9. Selección de datos. Fuente: Matlab.

Para el entrenamiento, la validación y la realización de la prueba a la red se marcan unos porcentajes, los cuales dividen las variables conocidas de entrada en tres grupos de forma aleatoria. De 15335 datos introducidos conocidos el 70% de estos (10735 valores) serán empleados para realizar el entrenamiento de la red, un 15% (2300 valores) para la validación de la red y el 15% restante (2300 datos) para realizar la prueba a la red.

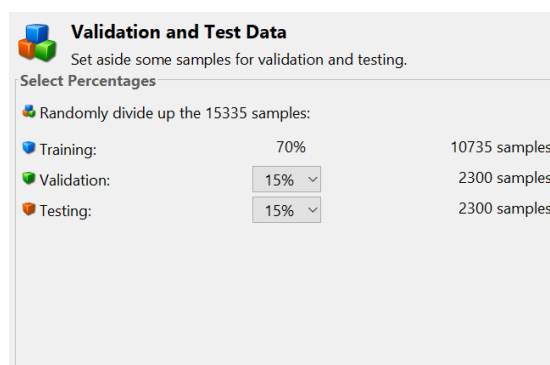


Ilustración 10. Porcentaje de los datos a entrenar, validar y probar. Fuente: Matlab.

2.6. AJUSTE DE LOS PARÁMETROS DE LA RED PARA MEJORAR SU RENDIMIENTO

La opción elegida como número de neuronas óptimas en la capa oculta es de 400.

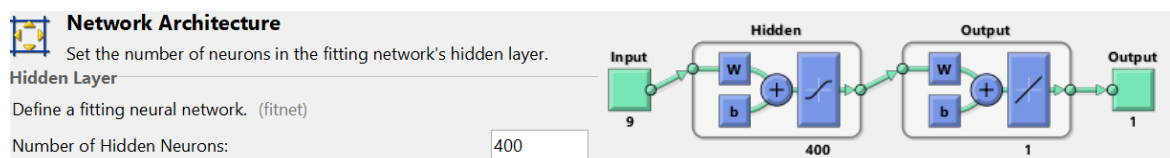


Ilustración 11. Estructura de la red neuronal con 400 neuronas. Fuente: Matlab.

El algoritmo de entrenamiento seleccionado entre las opciones que da a elegir el programa ha sido el Levenberg-Marquadt. Este algoritmo alcanza los resultados de forma rápida, aunque es necesario el disponer de una amplia memoria. En el momento que el error cuadrático deja de mejorar y tiende a un aumento sobre las muestras de validación de la red, el entrenamiento se detiene de forma automática.

2.7. ENTRENAR LA RED

Los resultados obtenidos tras entrenar, validar y evaluar la red neuronal NNF con 400 neuronas son los siguientes:







	 Samples	 MSE	 R
 Training:	10735	5.38334e-0	9.84733e-1
 Validation:	2300	9.36612e-0	9.73406e-1
 Testing:	2300	9.80964e-0	9.72514e-1

Ilustración 12. Resultados obtenidos con 400 neuronas

Tras entrenar la red, se evalúa el rendimiento de la red a través de los valores proporcionados de error cuadrático y en el análisis de regresión.

Red neuronal

MSE hace referencia al error cuadrático medio, este se calcula como la diferencia cuadrática promedio entre los resultados y los datos reales del problema. Cuanto más se aproxime su valor a cero, el resultado será mejor. Si MSE es igual a cero significa que no hay error.

R es el parámetro de regresión, y mide la correlación entre los valores de salida predichos y los valores de salida reales introducidos a la red. Cuando el parámetro R es próximo a la unidad significa que existe una buena correlación.

A continuación, se justifica el hecho de la elección del número óptimo de neuronas en la red neuronal. Realizando comprobaciones con el toolbox se ha llegado a la conclusión que a partir de 100 neuronas los resultados obtenidos se pueden considerar como válidos, sin sufrir variaciones significativas en los parámetros de regresión (entre 0,97 y 0,985) y en los errores cuadráticos (entre 4,5 y 11). En cambio, al calcular los precios medios de la energía para los distintos casos, los valores obtenidos varían unos respecto a los otros y también respecto a los reales.

Para el caso de los datos del 2019 y primeros 9 meses del 2020, datos utilizados para el entrenamiento de la red, las diferencias entre los datos reales y los predichos son del rango de 0,0027 a 0,465 unidades. En el caso de introducir datos nuevos, como los del mes de octubre de 2020, la diferencia entre la media del precio de la energía eléctrica predicha y la real tienen mayor magnitud, datos entre 2,93 y 10,5 unidades.

Se han realizado numerosos ensayos con distintas redes neuronales variando el número de neuronas de la capa oculta. A la vez, los ensayos han sido repetidos varias veces para el mismo número de neuronas ya que los datos obtenidos son distintos por la aleatoriedad establecida inicialmente de los pesos de los ensayos.

Los resultados se han recogido en una tabla. En la tabla se representan los datos medios del precio para cada una de las redes neuronales consideradas como válidas y se han establecido para cada uno de los casos (2019, 2020 y octubre de 2020) unos pesos (peso menor, valor 1, para la mayor diferencia

Red neuronal

entre el dato medio real y el predicho, y peso mayor, valor 15, para la menor diferencia). Tras la suma de los tres pesos de cada red neuronal, se ha seleccionado como red óptima la de mayor valor obtenido en el sumatorio (columna: Sumatorios Pesos). Ver datos y proceso en la tabla 9.

Neuronas	2019 real	2019 red	Dif. 1	Pesos1	2020 real	2020 red	Dif. 2	Pesos2	20 oct real	20 oct red	Dif. 3	Pesos3	Sumatorio Pesos
120	47,68	47,5063	0,1737	7	31,88	32,07	-0,19	9	39,68	29,83	9,85	4	20
200	47,68	47,5641	0,1159	12	31,88	32,1129	-0,2329	5	39,68	29,0922	10,5878	1	18
250	47,68	47,4992	0,1808	6	31,88	32,1267	-0,2467	4	39,68	36,7406	2,9394	15	25
260	47,68	47,5849	0,0951	14	31,88	32,0203	-0,1403	11	39,68	29,6584	10,0216	3	28
280	47,68	47,48	0,205	5	31,88	31,8773	0,0027	15	39,68	31,7669	7,9131	11	31
300(1)	47,68	47,64	0,0432	15	31,88	32,1349	-0,2549	3	39,68	29,2908	10,3892	2	20
300(2)	47,68	47,53	0,1494	8	31,88	32,077	-0,197	7	39,68	31,5337	8,1463	10	25
340	47,68	47,45	0,229	4	31,88	32,0368	-0,1568	10	39,68	31,3179	8,3621	9	23
350	47,68	47,53	0,1451	9	31,88	32,0986	-0,2186	6	39,68	30,9323	8,7477	8	23
380	47,68	47,5558	0,1242	11	31,88	32,0716	-0,1916	8	39,68	30,8626	8,8174	7	26
400(1)	47,68	47,57	0,11	13	31,88	32,0143	-0,1343	12	39,68	33,8462	5,8338	14	39
400(2)	47,68	47,38	0,3	1	31,88	31,859	0,021	14	39,68	33,0154	6,6646	13	28
400(3)	47,68	47,54	0,1428	10	31,88	31,9821	-0,1021	13	39,68	32,9789	6,7011	12	35
450	47,68	47,38	0,2966	2	31,88	32,3427	-0,4627	1	39,68	30,8246	8,8554	6	9
500	47,68	47,3834	0,2966	2	31,88	32,34	-0,46	2	39,68	30,82	8,86	5	9

Tabla 9. Elección de la red neuronal óptima en función del número de neuronal.
Fuente: Elaboración propia

2.8. VALIDAR LOS RESULTADOS OBTENIDOS POR LA RED NEURONAL

Para lograr llegar a los resultados comentados anteriormente en el entrenamiento, se han realizado 23 interacciones durante un tiempo de 4 minutos y 51 segundos. El valor MSE alcanzado es de $3,77\text{e}+04$, y el valor del gradiente final de $1.23\text{e}+05$. El proceso de entrenamiento se ha detenido al alcanzarse las seis comprobaciones de validación, esto evita el problema de sobre ajuste y la pérdida de generalidad.

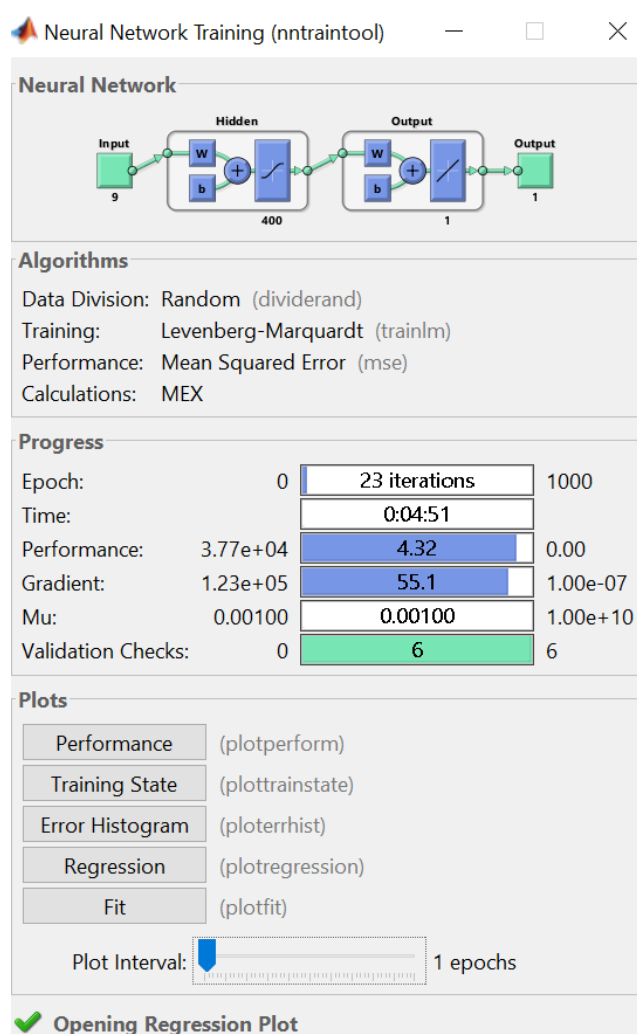


Ilustración 13. Nntraintool. Fuente: Matlab.

Red neuronal

En la ilustración número 14 se representa el error cuadrático frente al número de interacciones. El error sufre una disminución notable conforme se va entrenando la red, siendo el valor del error de validación más bajo en la interacción número 17 con un valor de 9,3661. A partir de la interacción 17 el MSE permanece constante.

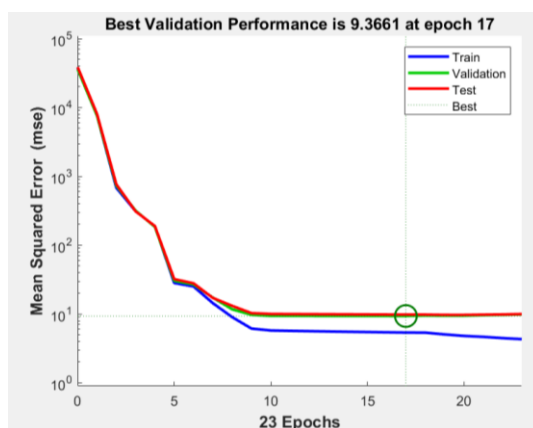


Ilustración 14. Desarrollo de la validación de la red. Fuente: Matlab.

En la representación del histograma del error, se aprecia que es prácticamente simétrico teniendo el mayor número de los resultados obtenidos con error muy próximo a cero. El error máximo cometido es de aproximadamente 10 unidades dándose en un número de resultados del entrenamiento muy bajo. La previsión de la red neuronal creada da unos resultados con un valor de error relativamente bajo.

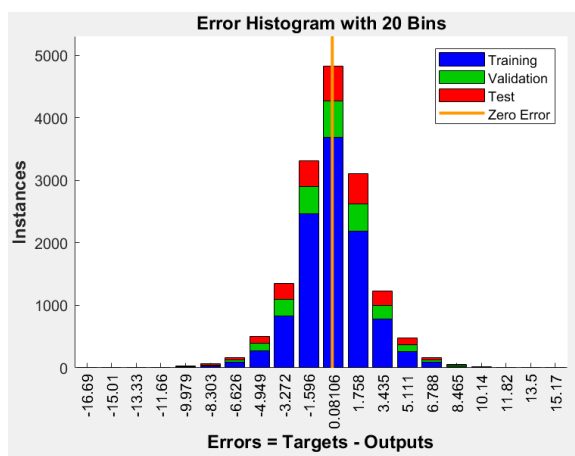


Ilustración 15. Histograma del error. Fuente: Matlab.

Red neuronal

En la siguiente ilustración se observa las gráficas de regresión del entrenamiento, la validación, la prueba y la conjunta de todas ellas. El valor del parámetro R en todos los casos está entorno a 0,97 y 0,98 (valor próximo a la unidad), lo que significa que la correlación de la red entre los precios y la generación es muy buena y se estiman los valores con poco margen de error.

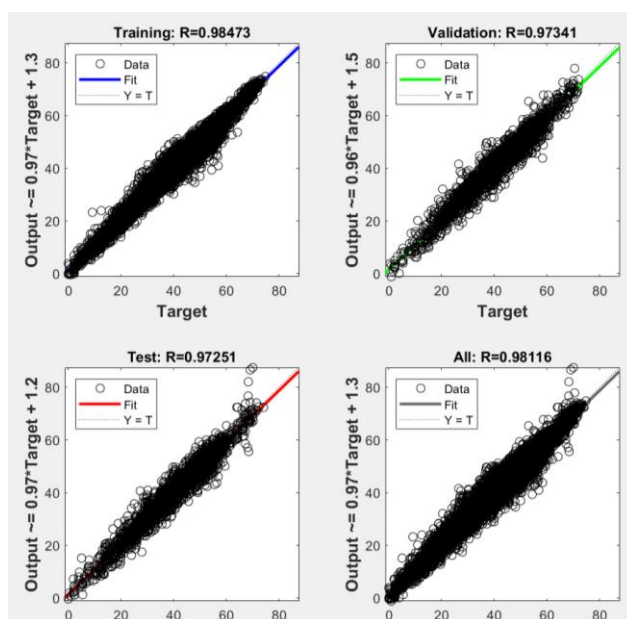


Ilustración 16. Valores del parámetro R. Fuente: Elaboración propia, Matlab.



2.9. FUNCIÓN DE LA RED NEURONAL NFF400

```
% Solve an Input-Output Fitting problem with a Neural Network
% Script generated by Neural Fitting app
% Created 16-Oct-2020 11:03:17
%
% This script assumes these variables are defined:
%
% Inputs - input data.
% Targets - target data.

x = Inputs;
t = Targets;

% Choose a Training Function
% For a list of all training functions type: help nntrain
% 'trainlm' is usually fastest.
% 'trainbr' takes longer but may be better for challenging problems.
% 'trainscg' uses less memory. Suitable in low memory situations.
trainFcn = 'trainlm'; % Levenberg-Marquardt backpropagation.

% Create a Fitting Network
hiddenLayerSize = 400;
net = fitnet(hiddenLayerSize,trainFcn);

% Setup Division of Data for Training, Validation, Testing
net.divideParam.trainRatio = 70/100;
net.divideParam.valRatio = 15/100;
net.divideParam.testRatio = 15/100;

% Train the Network
[net,tr] = train(net,x,t);
```



Red neuronal

```
% Test the Network
```

```
y = net(x);
```

```
e = gsubtract(t,y);
```

```
performance = perform(net,t,y)
```

```
% View the Network
```

```
view(net)
```

```
% Plots
```

```
% Uncomment these lines to enable various plots.
```

```
%figure, plotperform(tr)
```

```
%figure, plottrainstate(tr)
```

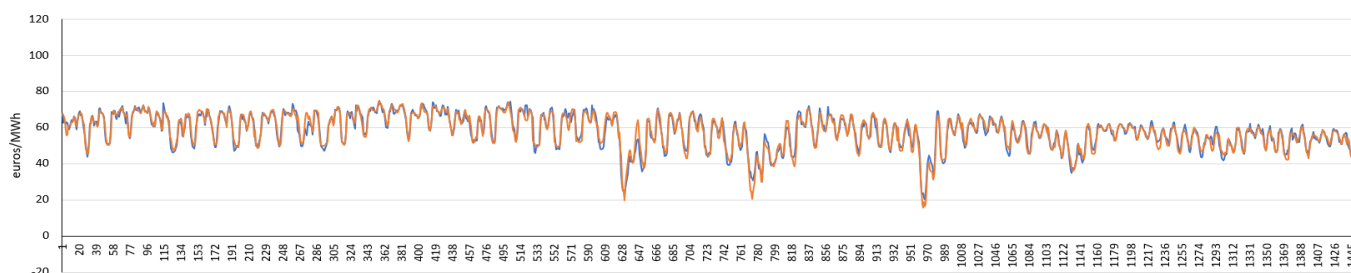
```
%figure, ploterrhist(e)
```

```
%figure, plotregression(t,y)
```

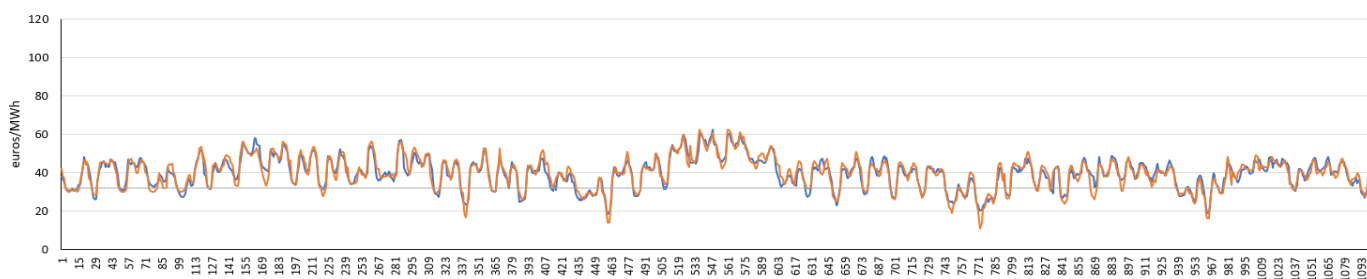
```
%figure, plotfit(net,x,t)
```

2.10. INTEGRACIÓN DE LA RED NEURONAL EN EL PROYECTO

A continuación, se va a comprobar el funcionamiento de la red introduciendo los datos de generación del año 2019 y de los primeros meses del 2020 como variables de entrada para compararlos con los datos reales.



*Ilustración 17. Comprobación de los datos obtenidos para el año 2019 y los reales.
Fuente: Elaboración propia.*



*Ilustración 18. Comprobación de los datos obtenidos para el año 2020 y los reales.
Fuente: Elaboración propia.*

Como se puede ver en ambas representaciones tanto los datos predichos como los reales siguen la misma tendencia. También se ha realizado la media de todos los datos horarios del precio del año 2019 y los de los primeros meses del año 2020, tanto en la simulación como en los datos reales. En ambos casos el error cometido con la red neuronal es inferior a 15 céntimos por MWh de energía eléctrica.

[euros/MWh]	2019	2020
Valor medio del precio real	47,6813	31,8834
Valor medio del precio predicho	47,57	32,0143
Diferencia	0,11	0,12

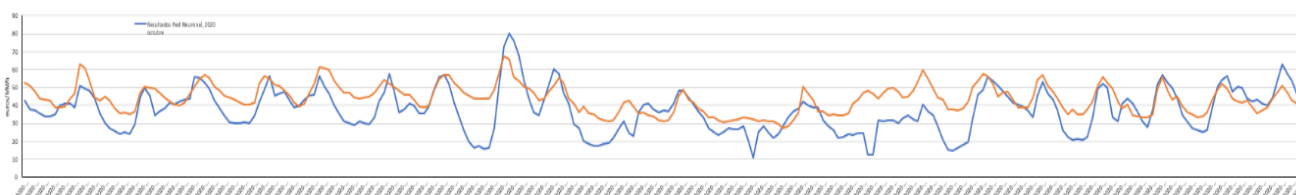
Tabla 10. Datos medios reales y de la simulación. Fuente: Elaboración propia.

Red neuronal

Las comparaciones anteriores se han hecho con los datos con los que se ha creado la red neuronal (datos de entrenamiento, validación y prueba).

Para realizar la comprobación, se van a introducir los datos horarios de generación eléctrica de las distintas tecnologías de generación que tuvieron lugar durante el mes de octubre. Al tratarse de unos datos distintos a los introducidos para el aprendizaje de la red, el error cometido en la predicción es mayor que en el de los casos anteriores, como ya se ha comentado en la tabla 9 del apartado 2.7 del anexo.

Seguidamente se adjunta una imagen en la que se muestra la representación horaria del precio de la electricidad del mercado diario real y el predicho por la red. Se puede comprobar que la representación no se ajusta tan bien como en el caso de la ilustración 17 y 18, pero la tendencia creciente y decreciente de ambas representaciones es similar.



*Ilustración 19. Comprobación de los datos obtenidos para octubre 2020 y los reales.
Fuente: Elaboración propia.*

2.11. ADAPTACIÓN DE LOS DATOS DE ENTRADA PARA EL DESARROLLO DEL TRABAJO

Tras los datos obtenidos de variación porcentual de las distintas tecnologías generadoras en el Anexo 1, en el apartado 1.3.1., se calcula la demanda anual de cada una de ellas en función de la demanda anual predicha en apartados anteriores.

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
% Solar fotovoltaica	0,87	2,22	2,26	2,69	2,92	3,05	3,08	3,09	3,05	3,23	2,99	3,58	7,37	14,04
% Solar térmica	0,01	0,05	0,25	0,70	1,28	1,71	1,96	2,00	2,04	2,16	1,79	2,09	2,53	2,88
% Eólica	11,43	14,42	15,90	15,93	17,93	20,91	19,99	18,78	19,04	19,21	19,82	21,49	21,59	22,88
% Hidráulica	8,25	9,97	15,39	11,51	7,69	14,38	15,47	12,13	15,77	7,43	13,81	10,00	11,70	12,43
% Otra renovable	0,67	0,85	0,85	1,40	1,41	1,66	1,50	1,82	1,38	0,99	1,44	1,46	1,92	1,79
% Carbón	15,62	12,03	7,58	15,29	19,03	14,27	16,21	20,05	14,17	17,22	14,13	4,32	1,88	1,59
% Ciclo combinado	32,06	29,07	23,16	18,61	13,90	9,28	8,34	9,97	10,34	13,69	10,69	20,70	18,09	13,37
%Cogeneración	8,71	9,89	10,34	11,56	12,07	11,86	9,53	9,87	10,38	11,38	11,74	11,97	11,50	9,17
%Nuclear	20,31	19,24	21,80	20,81	21,82	20,86	21,63	21,55	22,59	22,49	21,55	22,59	23,42	21,77
%Renovables	21,22	27,51	34,65	32,24	31,23	41,72	42,00	37,81	41,27	33,02	39,85	38,62	45,11	54,02
%No Renovables	78,78	72,49	65,35	67,76	68,77	58,28	58,00	62,19	58,73	66,98	60,15	61,38	54,89	45,98

Tabla 11. Variación porcentual de la generación energética peninsular (año 2008 - 2021).
Fuente: Elaboración propia.

Red neuronal

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
% Solar fotovoltaica	14,58	15,12	15,66	16,19	16,73	17,27	17,81	18,34	18,88	19,42	19,96	20,49	21,03	21,57	22,11
% Solar térmica	3,09	3,29	3,50	3,71	3,91	4,12	4,33	4,54	4,74	4,95	5,16	5,36	5,57	5,78	5,99
% Eólica	23,55	24,22	24,89	25,56	26,23	26,90	27,57	28,24	28,91	29,58	30,25	30,92	31,59	32,26	32,93
% Hidráulica	12,52	12,61	12,70	12,79	12,88	12,96	13,05	13,14	13,23	13,32	13,41	13,50	13,59	13,68	13,76
% Otra renovable	1,85	1,91	1,98	2,04	2,11	2,17	2,24	2,30	2,37	2,43	2,50	2,56	2,62	2,69	2,75
% Carbón	1,50	1,31	1,22	1,01	0,98	0,97	0,97	0,90	0,86	0,81	0,72	0,39	0,20	0,09	0,01
% Ciclo combinado	12,99	12,45	12,01	11,62	10,43	9,61	9,01	8,49	7,65	6,98	5,98	5,02	4,00	3,14	2,09
% Cogeneración	8,54	7,96	7,22	7,01	6,71	6,02	5,12	4,15	3,46	2,61	2,20	1,89	1,44	1,22	0,92
% Nuclear	21,61	21,01	20,60	20,00	20,00	19,96	19,90	19,90	19,90	19,88	19,83	19,85	19,81	19,58	19,40
% Renovables	55,59	57,15	58,72	60,29	61,86	63,43	64,99	66,56	68,13	69,70	71,27	72,83	74,40	75,97	77,54
% No Renovables	44,41	42,85	41,28	39,71	38,14	36,57	35,01	33,44	31,87	30,30	28,73	27,17	25,60	24,03	22,46

Tabla 12. Variación porcentual de la generación energética peninsular (año 2022 - 2036).
Fuente: Elaboración propia.

Con los porcentajes establecidos (Tabla 11 y 12) y la demanda predicha (apartado 2.3.1. de la memoria), se halla la cantidad de energía generada por cada tecnología en el total del año [MWh/ año]. Para pasar este dato energético anual a horas, se calcula la diferencia porcentual entre estos datos anuales (2020 – 2036) y los datos totales de las distintas tecnologías del año 2019. Se supone que el porcentaje de variación calculado respecto a los datos totales de 2019 influye de la misma forma en cada una de las horas, obteniendo unos resultados energéticos horarios para los futuros años. Al multiplicar los valores porcentuales por las distintas tecnologías a largo de todas las horas del año obtenemos las variables de entrada para la red neuronal.

Red neuronal

A continuación, se muestra como ejemplo el procedimiento a seguir para la obtención de la variación porcentual de energía de las distintas tecnologías generadoras para el año 2021.

	2021		2019	Variación Porcentual
	%	MWh	MWh	%
Carbón	1,59454856	3676,45584	10672	0,34449549
Ciclo combinado	13,3710746	30828,8919	51140	0,60283324
Cogeneración	9,17290835	21149,4295	29580	0,71499086
Nuclear	21,7665298	50185,7939	55824	0,89900032
Solar fotovoltaica	14,0446788	32381,9811	8841	3,6627057
Solar térmica	2,8788	6637,47804	5166	1,28483895
Eólica	22,878	52748,4447	53094	0,99349163
Hidráulica	12,4306	28660,4955	24709	1,15992131
Otra renovable	1,7858	4117,41291	3607	0,94215379
Total:	100%	230564,05	249228	0,92511295

Tabla 13. Resultado del cálculo de los MWh horarios del año 2021.
Fuente: Elaboración propia

Las variables de entrada son introducidas a la red neuronal creada en forma de matriz de dimensiones 9x 8760. Introduciendo una por una las matrices a la red neuronal nos devuelven la matriz de salida de dimensiones 1x 8760 (matriz del precio de la energía eléctrica).

Workspace	
Name ^	Value
d19	9x8760 double
d20	9x8760 double
d21	9x8760 double
d22	9x8760 double
d23	9x8760 double
d24	9x8760 double
d25	9x8760 double
d26	9x8760 double
d27	9x8760 double
d28	9x8760 double
d29	9x8760 double
d30	9x8760 double
d31	9x8760 double
d32	9x8760 double
d33	9x8760 double
d34	9x8760 double
d35	9x8760 double
d36	9x8760 double

Ilustración 20. Matrices de entrada anuales en Matlab. Fuente: Matlab.

3. MERCADO DIARIO

En el mercado diario ofertan aquellas unidades productoras de energía eléctrica las cuales no están afectadas por los contratos bilaterales, también pueden ofertar los agentes comerciales no residentes que estén autorizados para ello.

Las ofertas de compra y venta se realizan al mismo tiempo en los tramos que hay en cada hora, esta subdivisión horaria puede estar compuesta desde 1 tramo hasta 25 tramos. El precio para las ventas es creciente y para las compras decreciente para cada tramo. El precio resultante de la casación es el pagado a todas las tecnologías por las ofertas aceptadas y se obtiene gráficamente como el punto en el cual se cruzan las dos curvas, la curva de demanda y la curva de oferta para cada una de las horas.

Los generadores de energía eléctrica presentan sus ofertas de venta al operador de mercado, estas ofertas son simples cuando se tratan de ofertas económicas de venta para cada uno de los periodos horarios y unidad de producción expresados en precio y cantidad de energía, o también pueden ser ofertas las cuales incorporen condiciones complejas cuando además de las características de las ofertas simples se exige el cumplimiento de una serie de condiciones técnicas adicionales como puede ser ingresos mínimos, gradiente de carga, condición de indivisibilidad, condición de parada programada, etc.

La casación de las ofertas económicas de compra y venta de energía eléctrica son realizadas por el operador del mercado, el cual desarrolla el denominado Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) antes de las 14:00 horas cuando ya conoce la información necesaria de otros tipos de mercados y contratos no participantes en la tasación del mercado diario. La CNMC, Comisión Nacional de los Mercados y Competencias, se encarga de supervisar que todos los participantes en el mercado diario actúen conforme a los principios de libre competencia.

Mercado diario

En la siguiente imagen se muestra las curvas de oferta y demanda de energía. Se especifica bajo la curva de oferta las centrales generadoras que tienden a ofertar su energía a los distintos precios influyentes en la tasación del mercado diario. Las centrales nucleares, eólicas e hidráulicas fluyentes son las que ofertan su energía a precios más bajos, seguidas de las centrales de carbón y las centrales de ciclo combinado más competitivas. Las siguientes centrales cuya oferta de venta de energía es más baja son las hidráulicas regulables, las de carbón y las centrales de ciclo combinado menos competitivas entre otras. Por último, aquellas centrales cuya oferta de venta de energía eléctrica es mayor son aquellas consideradas como centrales de punta, las hidráulicas regulables y las de fuelóleo (actualmente la península no cuenta con ninguna de este tipo).

La diferencia del precio de tasación entre las hidráulicas fluyentes y las hidráulicas regulables es que el coste de oportunidad es mayor en el caso de las regulables. El coste de oportunidad hace referencia a los costes que la empresa generadora evita incurrir por no producir y los ingresos a los que renuncia por el hecho de producir. Al contrario de lo que sucede con las hidráulicas fluyentes, en las hidráulicas regulables se puede mantener agua almacenada un cierto tiempo para producir energía en aquellas horas futuras en el que el precio de la energía eléctrica sea mayor, adquiriendo un mayor beneficio por su venta eléctrica, esto es lo que se conoce por coste de oportunidad alto.

Para realizar las ofertas de compra, muchos de los comercializadores suelen ofertar al precio máximo permitido de 180€/MWh con la finalidad de asegurar que los consumidores van a estar abastecidos. Con el resto de las ofertas de compra de comercializadores se completa la curva de demanda con trayectoria descendente.

Mercado diario

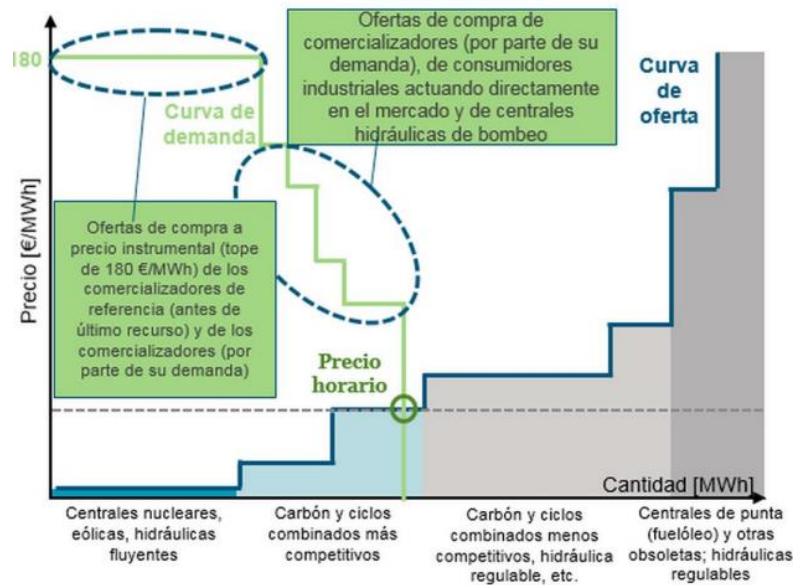


Ilustración 21. Curvas de ofertas y demanda horario de la tasación del mercado diario.
Fuente: www.energiasociedad.es

Por el aumento de energía renovable, la curva de oferta se desplaza hacia la derecha haciendo que el punto de cruce de la curva de demanda y oferta de un valor de precio inferior.

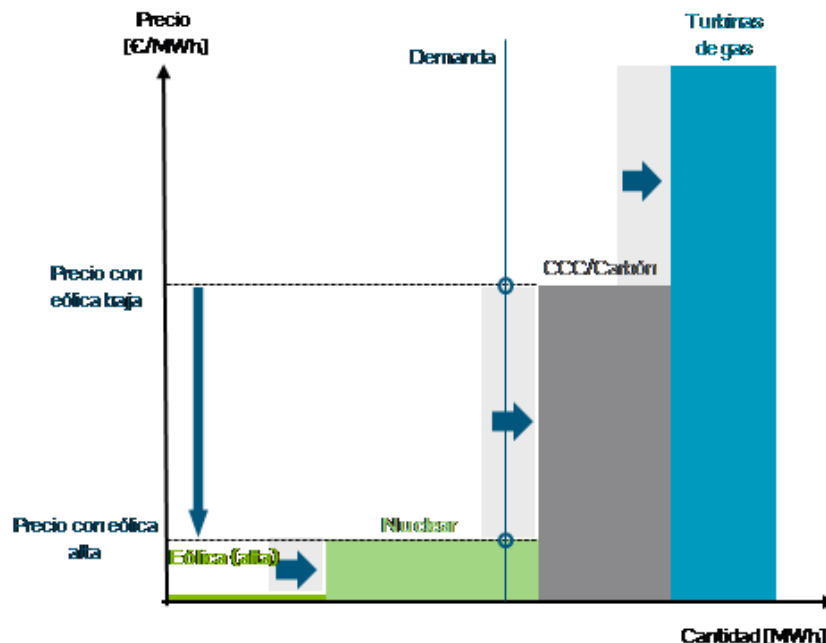


Ilustración 22. Desplazamiento de la curva de oferta por el aumento de la participación de renovables. Fuente: www.energiasociedad.es