Universidad de Alcalá

Escuela Politécnica Superior

Grado en Ingeniería en Electrónica y Automática Industrial

Trabajo Fin de Grado

Análisis de la participación en el mercado eléctrico español de las Centrales de Ciclo Combinado

ESCUELA POLITECNICA SUPERIOR

Autor: Sara Tallada Blanco

Tutor: Pablo Díaz Villar

2022

UNIVERSIDAD DE ALCALÁ

Escuela Politécnica Superior

Grado en Ingeniería en Electrónica y Automática Industrial

Trabajo Fin de Grado

Análisis de la participación en el mercado eléctrico español de las Centrales de Ciclo Combinado

Autor: Sara Tallada Blanco

Tutor: Pablo Díaz Villar

TRIBUNAL:

Presidente: Rafael Peña Capilla

Vocal 1º: José Mª Villafranca Continente

Vocal 2º: Pablo Díaz Villar

FECHA: 17 de febrero de 2022

“Espero que tus senderos sean tortuosos, sinuosos,
solitarios, peligrosos,
que te conduzcan a la vista más asombrosa.
Que tus montañas, se eleven por encima de las nubes”
Edward Abbey

“Los objetivos están para cumplirlos”
Papá y Mamá

Agradecimientos

Este proyecto es el final de una etapa de mi vida.

Estos años los comparo con un camino largo, cuyo fin es la cima de una montaña, una de tantas que me quedan por vivir.

Empecé el camino con una mochila vacía que fui llenando con conocimientos y aprendizajes, tanto académicos como vitales que hoy, forman parte de mí.

Como en todo camino hay etapas que son más duras que otras, y en esos momentos es donde conocemos realmente de lo que somos capaces, de que las ganas de alcanzar el objetivo son más fuertes que cualquier miedo o desesperación, porque si algo he aprendido es que, a un paso de abandonar, está la cima.

Después de muchos kilómetros recorridos, la montaña comienza a verse, y cada vez más cerca. Y comienzas a subir, repitiéndote en cada paso, que estás a punto de conseguir ser Ingeniera. Y lo logras, y desde la cima ves todo el camino que has recorrido y todo lo que ha supuesto para ti.

No hay camino sin mapa, ni rumbo sin brújula.

Mamá, Papá, vosotros siempre sois mi brújula, los que me habéis enseñado que los objetivos están para cumplirlos y que tengo que creer en mí, esforzarme y ser constante. Gracias.

El mapa que elegí para no perderme, lo forman varias personas.

Álvaro, mi mejor apoyo, mi empujón constante. Gracias por acompañarme, creer en mí y ser rumbo. Gracias.

Mis amigas, con las que he crecido, vivido y disfrutado, las que siempre están ahí. Gracias.

Este camino me ha llevado a una de las cimas más deseadas y complicadas, y siempre lo voy a llevar conmigo. Gracias a él, he conocido de lo que soy capaz, y aprendido a gestionar mis emociones para que afecten en su justa medida, y no difuminen el objetivo.

El final de una etapa es el comienzo de otra.

Ya tengo la mochila preparada.

Índice de contenidos

Capítulo 1 – Introducción 2
1.1 Motivación 2
1.2 Planteamiento 3
1.3 Objetivos del proyecto 6
Capítulo 2 – Estudio teórico 8
2.1 Conceptos teóricos de las Centrales de Ciclo Combinado 8
2.1.1 Ciclo termodinámico de Brayton 9
2.1.2 Ciclo termodinámico de Rankine 13
2.1.3 Unión Ciclo de Brayton y Ciclo de Rankine. Ciclo Combinado. 15
2.1.4 Transporte y distribución de la energía eléctrica 21
2.1.5 Características técnicas de las CCC. Comportamiento en el Sistema Eléctrico 21
2.1.6 Evolución del Ciclo Combinado a lo largo de la historia 25
2.2 Conceptos teóricos sobre el funcionamiento del Mercado Eléctrico Español 30
2.2.1 Organismos de gestión del mercado de la electricidad. Operadores OMIE y REE. 30
2.2.2 Agentes del mercado 31
2.2.3 Funcionamiento del mercado 36
2.3 Herramientas 45
2.3.1 Macro 1 47
2.3.2 Macro 2 49
Capítulo 3 – Descripción experimental 52
3.1 Etapas iniciales: presentación de datos 53
3.1.1 Producción energética mensual asignada en el Mercado Diario en el año 2019 53
3.1.2 Unidades de producción de Ciclo Combinado 56
3.1.3 Unidades de producción de Ciclo Combinado. Casación mensual en el Mercado Diario 2019 57
3.1.4 Demanda y precio del gas natural en España 62
3.2 Etapas de desarrollo: análisis de datos 71
3.2.1 Influencia de las energías renovables en la casación energética del Ciclo Combinado 72
3.2.2 Participación de las unidades de producción de Ciclo Combinado en el Mercado Diario 74
3.2.3 Influencia del Ciclo Combinado en el precio de la electricidad 79

3.3 Planificación temporal 90
3.4 Resultado final: conclusiones 91
Capítulo 4 – Presupuesto del proyecto 94
Anexo 1: Información general sobre las unidades de producción de Ciclo Combinado 96
Anexo 2: Código Macro 1 100
Anexo 3: Código Macro 2 104
Anexo 4: Participación de las unidades de producción de CC según su potencia máxima instalada y su factor de participación en el Mercado Diario 106
Anexo 5: Sumatorio de horas mensuales de participación para cada unidad de producción 108
Anexo 6: Demanda mensual de gas 2019 110
Anexo 7: Sumatorio mensual de MWh casados por cada unidad de producción 112
Bibliografía 114

Índice de Figuras

Figura 1- Diagrama elementos del Ciclo de Brayton abierto 9
Figura 2 - Elementos y acciones de la etapa fría y caliente del Ciclo de Brayton [9] 10
Figura 3 - Diagrama del Ciclo cerrado de Brayton 10
Figura 4 - Rangos de temperatura y presión del ciclo de Brayton en cada fase [8] 11
Figura 5 – Diagrama elementos y estados del fluido del Ciclo de Rankine básico 13
Figura 6 - Fases del Ciclo de Rankine [7] 14
Figura 7 - Esquema de una central Ciclo Combinado. Elementos y proceso de generación. 16
Figura 8 - Proceso de inyección de aire y gas natural [10] 16
Figura 9 - Partes de un generador: estator y rotor [10] 17
Figura 10 - Elementos y proceso de la generación de energía eléctrica [9] [10] 17
Figura 11 - Gases de escape de la turbina de gas y la caldera de recuperación de vapor [10]18
Figura 12 - Cuerpos de la turbina de vapor: alta, media y baja presión [10] 18
Figura 13 – Flujo del agua en una CCC [10] 19
Figura 14 - Proceso de recalentamiento del vapor [10] 19
Figura 15 - Proceso aprovechamiento calor residual del vapor [10] 20
Figura 16 - Proceso enfriamiento del vapor en el condensador donde cambia a estado líquido [10] 20
Figura 17 - Flujograma para reducir costes de transporte y distribución [13] 21
Figura 18 - Emisiones de gases contaminantes por tipo de instalación (g/KWh) [14] 24
Figura 19 - Evolución de la estructura de potencia eléctrica instalada [14] 26
Figura 20 - Emisiones y factor de emisión de CO2 [14] 26
Figura 21 - Coeficiente de utilización de las centrales térmicas peninsulares [14] 28
Figura 22 - Estructura de generación peninsular en el 2018 y 2019 (%) [14] 28
Figura 23 - Flujo económico entre los agentes del mercado y flujo físico de la electricidad 33
Figura 24 – Componentes del precio medio final del mercado eléctrico 2019 37
Figura 25 - Curva de oferta: generación de menor a mayor precio de venta 39
Figura 26 - Curva de demanda: comercialización de mayor a menor precio de compra 40
Figura 27 - Punto de equilibrio o casación 40
Figura 28 – Cuirva real agregada de oferta y demanda 41

Figura 29 – Ejemplo datos de los archivos diarios de OMIE 45
Figura 30 - Ficheros OMIE de la carpeta “Archivos OMIE” 47
Figura 31 - Datos entrada Macro 1 47
Figura 32 – Hoja “Resultados_Macro_1”. Dirección completa de cada archivo diario (ejemplo mes de enero) 48
Figura 33 - Hoja “Resultados_Macro_1”. Dirección completa de cada archivo diario con extensión “.txt” (ejemplo mes de enero) 49
Figura 34 - Archivo maestro “Resultados brutos – Participación de las CCC en el mercado diario 2019 v1.0.xlsx” 49
Figura 35 - Conversión de unidades de potencia (MW) a unidades de energía (MWh) 52
Figura 36 - Generación MWh de Ciclo Combinado en el PBF y en Tiempo Real 52
Figura 37 - Gráfica PBF año 2019. Cantidad de MWh casados en cada mes [28] 53
Figura 38 - Porcentaje de generación mediante CCC frente al total mensual 55
Figura 39- Ubicación geográfica de las Centrales de Ciclo Combinado en España [38] 56
Figura 40 - Unidades de producción que casaron en enero 57
Figura 41 - Unidades de producción que casaron en febrero 58
Figura 42 - Unidades de producción que casaron en marzo 58
Figura 43 - Unidades de producción que casaron en abril 58
Figura 44 - Unidades de producción que casaron en mayo 59
Figura 45 - Unidades de producción que casaron en junio 59
Figura 46 - Unidades de producción que casaron en julio 60
Figura 47 - Unidades de producción que casaron en agosto 60
Figura 48 - Unidades de producción que casaron en septiembre 60
Figura 49 - Unidades de producción que casaron en octubre 61
Figura 50 - Unidades de producción que casaron en noviembre 61
Figura 51 - Unidades de producción que casaron en diciembre 62
Figura 52 - Demanda mensual de gas natural 2019 (GWh/mes) 62
Figura 53 – Precio ponderado mensual del gas año 2019 64
Figura 54 – Precio mensual del gas natural ruso 2019 (€/millones de BTU) 65
Figura 55 – Comparación precio mensual del gas natural ruso 2019, 2020 y 2021 66
Figura 56 – Importaciones mayoritarias de gas natural en el 2020 [] 67
Figura 57 - Proporción del tipo de gas consumido en España 2020 frente a 2021 [25] 67
Figura 58 - Tasas emisiones CO2. € por tonelada de CO2 emitida [41] 68
Figura 59 – Mapa de infraestructuras de Enagás [26] 69

Figura 60 - Transporte del gas natural España [43] 70
Figura 61 – Porcentaje mensual de MWh casados de renovables y CCC..... 72
Figura 62 - Precipitación media mensual de 2019 en España. Fuente AEMET 73
Figura 63 - Participación de las unidades de producción de CC. Potencia máxima instalada75
Figura 64 - Cálculo factor de participación en el MD de cada unidad de producción..... 75
Figura 65 - Cálculo potencia generada (MWh) 76
Figura 66 - MWh de Ciclo Combinado producidos en el Mercado Diario 2019 80
Figura 67 - MWh casados CC por rango de precio de venta..... 80
Figura 68 - Precios de la electricidad 2019 81
Figura 69 - Cálculo precio ponderado para una unidad de producción 83
Figura 70 – Energía diaria por tecnologias ofertadas/casadas igual o superior al 95% marginal 84
Figura 71 - Nº de veces que el CC fijó el precio de la electricidad 85
Figura 72 - Rango de precios de venta mensual ALG3 88
Figura 73 - Rango de precios de venta mensual ARCOS3 88
Figura 74 - Rango de precios de venta mensual ECT3..... 89
Figura 75 - Rango de precios de venta mensual AMBIETA..... 89
Figura 76 - Configuración CCC monoeje 97
Figura 77 - Configuración CCC 2x1..... 97

Índice de Tablas

Tabla 1 - Precio al que venden el MWh cada una de las cinco centrales generadoras 41
Tabla 2 - Tecnologías ordenadas en función de sus precios de oferta y la cantidad casada de GW para esa hora 42
Tabla 3 - Suma total mensual de MWh global y de CCC 54
Tabla 4 – Tabla resumen de las etapas de desarrollo: cuestión, factor y datos utilizados 71
Tabla 5 - Estrategia de participación C.T. de Aceca 76
Tabla 6 - Estrategia de participación C.T. de Castejón 1 y 2 77
Tabla 7 - Estrategia de participación C.T. de Arcos 77
Tabla 8 - Estrategia de participación C.T. de Arrubal 77
Tabla 9 - Estrategia de participación C.T. de Castellón 78
Tabla 10 - Estrategia de participación C.T. Energía Cartagena 78
Tabla 11 - Estrategia de participación C.T. Puerto de Barcelona 78
Tabla 12 - Estrategia de participación C.T de Palos 78
Tabla 13 - Estrategia de participación de la C.T. Plana de Vent 78
Tabla 14 - Estrategia de participación de la C.T. de Sagunto 79
Tabla 15 - Número de veces que el Ciclo Combinado fijó el precio de la electricidad en el Mercado Diario 85
Tabla 16 – Costes directos del proyecto 94

Resumen

El presente Trabajo de Fin de Grado, se redacta con el objetivo de analizar la participación en el mercado eléctrico español de las Centrales de Ciclo Combinado en el año 2019, y justificar el papel fundamental que desempeñan en la red para lograr un funcionamiento correcto de esta.

Se ha desarrollado un código VBA que permite el procesamiento automatizado de los ficheros de datos presentes en las webs de OMIE y REE, facilitando la extracción de los datos necesarios para estudiar y justificar los factores que repercuten en la participación del Ciclo Combinado en el Mercado.

Palabras clave: Ciclo Combinado, VBA, mercado, análisis de datos.

Abstract

The aim of this Degree Final Project is the analysis of Combined Cycle Power plants share in the Spanish electricity market. Moreover, the fundamental role these power plants play in the electrical grid operation will be justified.

A VBA script has been developed to automatically process data files from the OMIE and REE websites. Key data regarding Combined Cycle Power Plant market share is easily extracted and production facilities are compared.

Keywords: Combined Cycle Power Plant, VBA, market share, big data.

Resumen extendido

El trabajo consiste en la realización de un estudio analítico sobre la participación en el mercado eléctrico español de las Centrales de Ciclo Combinado.

El estudio se ha realizado para el año 2019, debido a la situación excepcional que se dio en el 2020 causada por la pandemia mundial COVID-19.

En este periodo, la potencia total instalada nacional fue de 110.376 MW, de los cuales 26.284 MW (un 23.8% del total) fueron de Ciclo Combinado, siendo esta tecnología de producción la que más potencia instalada presentó de todas las fuentes de energía vigentes, seguida por la eólica, con 25.799 MW (23.4%).

Las Centrales de Ciclo Combinado pertenecen al grupo energético de las centrales térmicas, ya que transforman la energía térmica obtenida de la combustión del gas natural en electricidad, siendo este combustible el más limpio de todos debido a su composición química.

Son centrales que destacan por su rapidez de respuesta y alta flexibilidad a la hora de producir energía, garantizando el suministro eléctrico cuando las fuentes de energía renovables no se encuentran disponibles.

El Ciclo Combinado juega un papel fundamental en la transición energética hacia la descarbonización. España, ha fijado en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) el objetivo de conseguir que el 74% de la generación eléctrica proceda de energías renovables. Esto requiere mantener los actuales 26.612 MW de potencia instalada de Ciclo Combinado, para dotar a la red de adaptación y respaldo en los momentos donde las renovables no tengan capacidad de cubrir la demanda.

La tecnología de Ciclo Combinado consiste en la unión de dos ciclos termodinámicos individuales, que trabajan a distintas temperaturas y con distintos fluidos de trabajo. Estos son, el Ciclo de Brayton y el Ciclo de Rankine.

Esta unión, reduce las dificultades para conseguir un único ciclo termodinámico que trabaje de forma óptima en todas las temperaturas.

El funcionamiento básico de cada uno de los ciclos es el siguiente:

- Ciclo de Brayton

  El gas natural se mezcla con aire previamente filtrado y comprimido y se quema en la cámara de combustión, generando gas caliente que se expande e impulsa por la turbina de gas generando energía mecánica. Esta energía es transformada en energía eléctrica mediante un generador conectado al eje de la turbina.

- Ciclo de Rankine

  Los gases de escape de la turbina de gas son conducidos a la caldera de recuperación de vapor, y son la fuente de calor para transformar el agua en vapor. El vapor acciona la turbina de vapor generando energía mecánica, transformándose en energía eléctrica mediante un generador. Finalmente, el vapor sale hacia un condensador donde se enfría y vuelve a su estado líquido, comenzando un nuevo ciclo.

En marzo de 2002, se conectó a la red eléctrica nacional la primera central de generación eléctrica de Ciclo Combinado, propiedad de Gas Natural. Se situó en San Roque (Cádiz), y contó con una capacidad de producción de 400MW.

Actualmente, en España hay treinta centrales de Ciclo Combinado, cada una de ellas integrada por una o varias unidades de producción o grupos, sumando un total de cincuenta distribuidos por toda la península.

En este estudio, se han dividido las unidades de producción en dos grandes grupos según la potencia instalada máxima que tienen para facilitar el análisis: valores de potencia entre los 780 MW y 860 MW, y valores de potencia entre los 370 MW y 440 MW.

Las fuentes de datos utilizadas para el desarrollo experimental son las páginas web de Red Eléctrica España y OMIE (Operador del Mercado Ibérico de la Electricidad).

El análisis se realiza del Mercado Diario, ya que es donde se negocia la mayor parte de la energía total, para cada una de las horas del día siguiente, y es el mercado con mayor influencia en la formación del precio de generación.

Los datos base (extraídos de OMIE) con los que se trabaja, son los referidos a los “Ficheros mensuales con curvas agregadas de oferta y demanda del mercado diario incluyendo unidades de oferta”. Estos ficheros proporcionan datos horarios para cada día del año: el código de la unidad de producción, el tipo de oferta, la cantidad de

energía y el precio compra o venta, así como si ese valor de energía es ofertado o casado.

Los ficheros contienen mucha información, pero de manera poco intuitiva y visual por lo que se ha desarrollado una macro en lenguaje VBA que permite el procesamiento automatizado de los datos y facilita su uso.

Como la información publicada por OMIE está estructurada en un fichero diario, la función principal de la macro es obtener todos los datos de estos ficheros y agruparlos en una única tabla que permitirá trabajar los datos de manera conjunta.

Además, esta extracción de datos se realiza aplicando algunos filtros automáticos, para obtener únicamente los datos de interés de estudio, que, en el caso de este trabajo, residen en las ofertas casadas de las Centrales de Ciclo Combinado.

Para el desarrollo de la descripción experimental, en primer lugar, se presentan los datos base en las denominadas etapas iniciales y a continuación, se trabaja con esos datos para realizar el análisis en las etapas de desarrollo.

Los datos presentados en las etapas iniciales permiten conocer la producción de Ciclo Combinado en el Mercado Diario en el 2019 a nivel general. Para ello, se trabaja con el Programa Base de Funcionamiento (PBF), donde se desglosan de manera horaria, las diferentes tecnologías de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular.

En las etapas iniciales también se aporta información acerca de la participación individual de las distintas unidades de producción de Ciclo Combinado. Para ello, se analiza mensualmente, para cada unidad, la potencia máxima instalada y el denominado “factor de participación en el Mercado Diario”.

En las etapas de desarrollo se realiza el análisis datos. En cada etapa se plantea una cuestión a resolver y un factor que permite justificarla. Cada etapa finaliza con una conclusión, y el objetivo del estudio es relacionar todas las conclusiones entre sí para obtener el resultado del análisis.

El análisis comienza estudiando la influencia que tienen las energías renovables en la casación energética mensual del Ciclo Combinado, analizando como los factores meteorológicos afectan a la producción de esta tecnología.

Dicho estudio, establece el punto de inicio para conocer la influencia que tiene el Ciclo Combinado en el precio de la electricidad, y el precio al que las productoras de esta tecnología venden su energía, que dependerá, a su vez, del precio de venta del gas.

Con la redacción de este proyecto se conoce la importancia que tienen las Centrales de Ciclo Combinado en el sistema eléctrico español, los factores que repercuten en su producción eléctrica y la influencia que presentan en el precio de la electricidad.

A su vez, el código VBA generado, permite extraer los datos publicados por OMIE sobre la producción energética de cada unidad de producción de Ciclo Combinado, y su posterior utilización para el desarrollo del análisis.

Con el análisis realizado se conoce la cantidad de energía generada por cada unidad, así como el precio al que vendió esa energía, y demostrar que no todas las unidades de producción de Ciclo Combinado trabajan de la misma manera.

Abreviaturas

REE	Red Eléctrica Española
OMIE	Operador del Mercado Ibérico de Electricidad
VBA	Visual Basic for Application
CCC	Centrales de Ciclo Combinado
CNMC	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
PBF	Programa Base de Funcionamiento
GNL	Gas Natural Licuado
MD	Mercado Diario
MIBEL	Mercado Ibérico de la Electricidad

Capítulo 1 – Introducción

1.1 Motivación

Los motivos por los cuales se ha elegido el Ciclo Combinado como protagonista del presente Trabajo de Fin de Grado han sido:

- El crecimiento de energías renovables, como la eólica, ha supuesto al Ciclo Combinado pasar a ser una tecnología de respaldo para garantizar el suministro eléctrico cuando las fuentes de energía renovables no se encuentran disponibles, así como una tecnología de cobertura de picos de demanda del sistema eléctrico. Dichos roles son posibles debido a la alta flexibilidad y a la rapidez de respuesta que presentan este tipo de centrales.
- La transición energética hacia la descarbonización es el principal objetivo medioambiental al que se enfrenta la sociedad.

  España, ha fijado en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) el objetivo de conseguir que el 74% de la generación eléctrica proceda de energías renovables. Esto requiere mantener los actuales 26.612 MW de potencia instalada de Ciclo Combinado, para dotar a la red de adaptación y respaldo en los momentos donde las renovables no tengan capacidad para cubrir la demanda y, por el previsible aumento de la demanda eléctrica y la reducción de centrales de carbón y algunas centrales nucleares.
- Las CCC presentan un mayor rendimiento respecto a las centrales térmicas convencionales (60% frente a 37% aproximadamente), esto se debe a que gran parte de la energía suministrada se convierte en energía eléctrica. Esto provoca una reducción en el consumo de combustible por KWh producido, disminuyendo las emisiones de gases efecto invernadero a la atmósfera.
- El suministro externo de gas se realiza tanto por gaseoducto como por barco (GNL), mientras que el suministro interno se realiza únicamente por gaseoducto. Los gaseoductos son capaces de movilizar un millón de litros por hora, mientras que un camión de transporte únicamente puede transportar

30.000 litros. Esto sumado al coste de personal y viajes hace que sean hasta quince veces más baratos.

Es un sistema de transporte lento pero constante, por lo que pueden funcionar las 24 horas del día durante todo el año, garantizando el suministro seguro.

1.2 Planteamiento

El proyecto consta de dos bloques principales, definidos como “Capítulo 2: Estudio teórico” y “Capítulo 3: Descripción experimental”.

El Capítulo 2 está dividido, a su vez, en dos partes.

En la primera parte se explican conceptos generales que permiten contextualizar y aportar información teórica y significativa sobre las Centrales de Ciclo Combinado.

En primer lugar, se desarrollan brevemente los conceptos teóricos que explican los ciclos termodinámicos en los que se fundamenta esta tecnología: ciclos termodinámicos de Brayton y Rankine; permitiendo posteriormente, comprender cómo se produce la electricidad a partir de la materia prima mediante la combinación de ambos ciclos.

A continuación, se detallan las características técnicas que definen el comportamiento de las Centrales de Ciclo Combinado en el sistema eléctrico, las ventajas que las diferencian del resto de tecnologías de producción, y el papel que han desempeñado en el sistema eléctrico español, desde que se implantaron hasta la actualidad, obteniendo un análisis de la evolución que ha experimentado, así como las causas que definen dicha evolución a lo largo del tiempo.

En la segunda parte de este bloque, se explica el funcionamiento del Mercado Eléctrico para entender el contexto sobre el que se va a trabajar, así como los agentes del mercado que participan en él.

Las fuentes de datos utilizadas para el desarrollo experimental son las páginas web de Red Eléctrica España y OMIE (Operador del Mercado Ibérico de la Electricidad).

El análisis de datos se ha realizado sobre la producción de energía en el Mercado Diario. El motivo de centrar el estudio en este mercado no es por ser el mercado donde hubo mayor generación con Ciclo Combinado, sino por la influencia que tiene esta tecnología en él a la hora de fijar el precio de la electricidad.

Los datos base (extraídos de OMIE) con los que se trabaja, son los referidos a los "Ficheros mensuales con curvas agregadas de oferta y demanda del mercado diario incluyendo unidades de oferta", ficheros que aportan mucha información, pero de manera poco intuitiva y visual por lo que se ha desarrollado un código en lenguaje VBA que permite el procesamiento automatizado de los datos y facilita su uso.

Estos ficheros proporcionan datos horarios para cada día del año, es decir, para cada día del año hay un fichero donde se detalla por horas: el código de la unidad de producción, el tipo de oferta, la cantidad de energía y el precio compra o venta, así como si ese valor de energía es ofertado o casado.

El desarrollo del código se detalla en el apartado 2.3 "Herramientas".

En el segundo bloque, Capítulo 3: "Descripción experimental", se desarrolla el objetivo principal del proyecto: analizar la participación en el Mercado Eléctrico de las Centrales de Ciclo Combinado en España, en el año 2019.

Este bloque está dividido en cuatro partes:

- Etapas iniciales donde se presentan los datos con los que se va a trabajar
- Etapas de desarrollo donde se realiza el análisis de los datos
- La planificación temporal llevada a cabo
- El resultado final donde se describen las conclusiones del análisis.

Las etapas iniciales se han definido para presentar los datos base y la información que se va a emplear en las posteriores etapas de desarrollo analítico, así como para describir cómo fue la demanda y el precio del gas natural en España en el 2019, y en el 2021.

El motivo de mencionar en el estudio el año 2021, es debido a la situación anómala que generó la pandemia mundial COVID-19 en el 2020, y las importantes consecuencias que causó en el precio de la electricidad del año 2021, que merecen ser mencionadas en este proyecto debido a la estrecha relación que mantienen con el precio del gas y, por tanto, con la generación de energía eléctrica mediante las Centrales de Ciclo Combinado.

A continuación, se presentan las etapas de desarrollo donde se realiza el análisis de datos. El análisis que se va a desarrollar consta de varias etapas en las que se plantea una cuestión a resolver y un factor que permite justificarla. Cada etapa finaliza con una

conclusión, y el objetivo del estudio es relacionar todas las conclusiones entre sí para obtener el resultado final del análisis.

Las cuestiones que se plantean son:

- La influencia de las energías renovables en la producción energética mediante Ciclo Combinado. Para conocer la influencia que tuvieron las energías renovables en la producción energética mediante Ciclo Combinado, se ha empleado el Programa Base de Funcionamiento, proporcionado por REE.
- La participación de cada una de las diferentes unidades de producción, su factor de participación en el MD, y la influencia que tiene el Ciclo Combinado en el precio de la electricidad, utilizando los datos extraídos mediante el código VBA.
- La influencia que tiene el Ciclo Combinado en el precio de la electricidad. Para ello, se ha utilizado el desarrollo teórico de la etapa inicial "Demanda y precio del gas natural en el 2019", y se ha analizado la cantidad de energía que produjeron las centrales de gas, así como el precio a que vendieron esta producción.

La planificación temporal llevada a cabo se detalla a través de un Diagrama de Gantt, donde se muestran todas las tareas realizadas en el Capítulo 3: "Desarrollo experimental", así como los tiempos invertidos en cada una de ellas.

Por último, se presenta el resultado final y las conclusiones del análisis.

Se ha tratado de relacionar, mes a mes, los distintos factores influyentes en el análisis de cada etapa, con el objetivo de asignar patrones estacionales que definan la participación del Ciclo Combinado en el mercado en cada época del año.

1.3 Objetivos del proyecto

Los objetivos principales del proyecto son:

- Conocer las cincuenta unidades de producción de Ciclo Combinado, recogiendo los datos que especifiquen las características técnicas más importantes de cada una de ellas.

- Automatizar la lectura de los ficheros y la extracción de los datos: los ficheros de datos proporcionados por REE y OMIE en sus páginas web son de carácter general y es complicado acceder a la información que se necesita para la elaboración del trabajo debido a que son poco intuitivos.
  Por ello, es preciso automatizar la lectura de los archivos y poder así extraer los datos necesarios para el estudio.

- Analizar la participación de las CCC en el Mercado Diario: desarrollar un estudio, haciendo uso de los datos extraídos, sobre cómo intervienen cada una de las unidades de producción en el Mercado Diario.

- Extraer conclusiones a nivel general y particular sobre la participación e influencia de las Centrales de Ciclo Combinado en el mercado eléctrico.

Capítulo 2 – Estudio teórico

2.1 Conceptos teóricos de las Centrales de Ciclo Combinado

Las centrales de Ciclo Combinado pertenecen al grupo energético de las centrales térmicas ya que transforman la energía térmica del combustible (gas natural) en energía eléctrica. La tecnología de las centrales de gas consiste en la unión de dos ciclos termodinámicos individuales, uno operando a altas temperaturas y otro a bajas.

Las Centrales de Ciclo Combinado pertenecen al grupo energético de las centrales térmicas, ya que transforman la energía térmica obtenida de la combustión del gas natural en electricidad, siendo este combustible el más limpio de todos debido a su composición química.

La tecnología de Ciclo Combinado consiste en la unión de dos ciclos termodinámicos individuales, que trabajan a distintas temperaturas y con distintos fluidos de trabajo. Estos son, el Ciclo de Brayton y el Ciclo de Rankine.

El gas natural se mezcla con aire previamente filtrado y comprimido y se quema en la cámara de combustión del Ciclo de Brayton, generando gas caliente que se expande e impulsa por la turbina de gas generando energía mecánica. Esta energía es transformada en energía eléctrica mediante un generador conectado al eje de la turbina de gas.

Los gases de escape de la turbina de gas son conducidos a la caldera de recuperación de vapor del Ciclo de Rankine, y son la fuente de calor para transformar el agua en vapor. El vapor acciona la turbina de vapor generando energía mecánica, transformándose en energía eléctrica mediante un generador. Finalmente, el vapor sale hacia un condensador donde se enfría y vuelve a su estado líquido, comenzando un nuevo ciclo.

Tener un ciclo especializado en la producción de trabajo con alta eficiencia para altos valores de temperatura y otro, para temperaturas medias y bajas, evita posibles dificultades para conseguir un único ciclo termodinámico que trabaje de forma óptima para todas las temperaturas.

El rendimiento o eficiencia es un parámetro que indica la cantidad de energía térmica del combustible que se transforma en energía eléctrica, y el valor de rendimiento global obtenido en las centrales de Ciclo Combinado, es superior a los rendimientos de los ciclos individuales que lo componen, alcanzando valores en torno al 60%.

Para entender cómo se produce la electricidad a partir del gas natural, es necesario describir los aspectos teóricos más importantes de los ciclos termodinámicos en los que se fundamenta la tecnología de Ciclo Combinado: Ciclo de Brayton y Ciclo de Rankine.

2.1.1 Ciclo termodinámico de Brayton

El ciclo de Brayton, también conocido como Ciclo de Joule, define el funcionamiento del motor de una turbina de gas. Su objetivo principal es convertir energía en forma de calor en trabajo.

Técnicamente se trata de un ciclo abierto ya que ni la cantidad, ni los valores de presión y temperatura de los gases de salida de la turbina son los mismos que los del aire que entra al compresor.

2.1.1.1 Elementos del Ciclo de Brayton

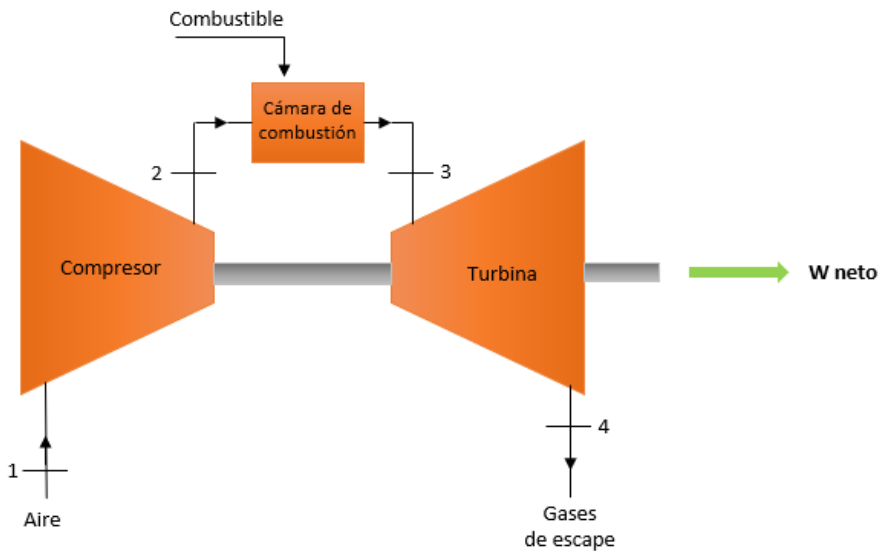


Figura 1- Diagrama elementos del Ciclo de Brayton abierto

Los elementos que componen el ciclo de Brayton son:

- Compresor: elemento que eleva la presión del aire por encima de la presión atmosférica y disminuye su volumen. El eje del compresor está acoplado al eje de la turbina.
- Cámara de combustión: cámara donde se quema el combustible (gas natural) para elevar la temperatura del aire comprimido manteniendo su presión constante.
- Turbina: elemento que disminuye la presión y la temperatura produciendo la rotación del eje. El trabajo de este eje es mover el compresor y otros dispositivos como generadores eléctricos que pueden estar acoplados al eje de la turbina.

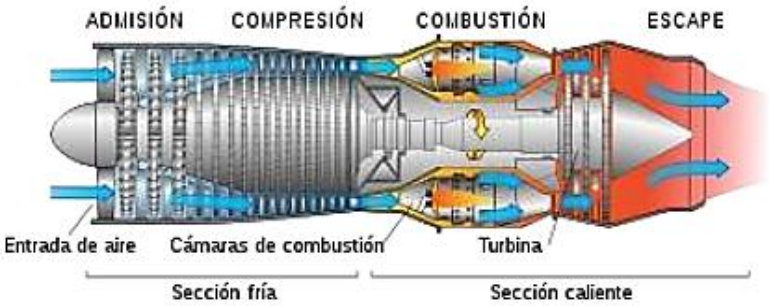


Figura 2 - Elementos y acciones de la etapa fría y caliente del Ciclo de Brayton [9]

Si se considera como fluido de trabajo el aire (comportándose como gas ideal), se puede suponer una "recirculación" tratándose como un ciclo cerrado. Se utilizará esta suposición para realizar el análisis termodinámico y simplificarlo.

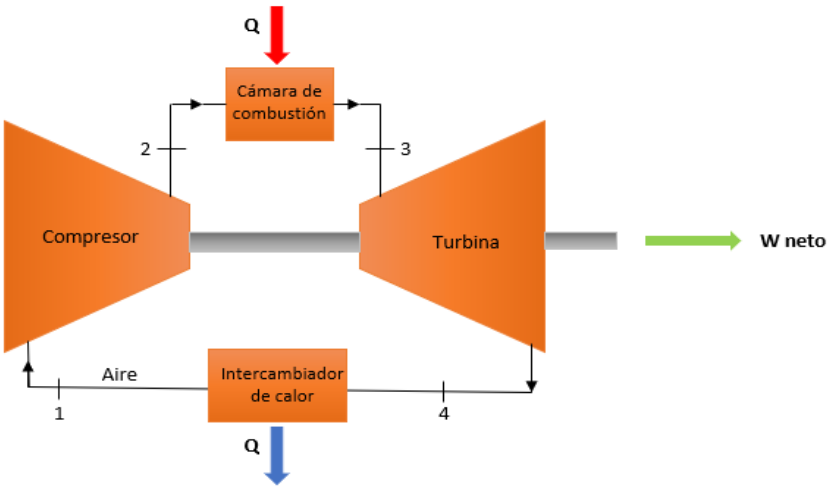


Figura 3 - Diagrama del Ciclo cerrado de Brayton

Como se puede observar, la única diferencia entre las Figuras 1 y 3, ciclo abierto y cerrado respectivamente, es la presencia de un intercambiador de calor, donde tienen lugar las pérdidas del calor del ciclo.

2.1.1.2 Fases del Ciclo de Brayton

El ciclo termodinámico de Brayton ideal está compuesto por cuatro fases con un elemento principal en cada una de ellas. Estas fases son las mostradas en el diagrama de la Figura 4 (ciclo cerrado) numeradas del 1 al 4.

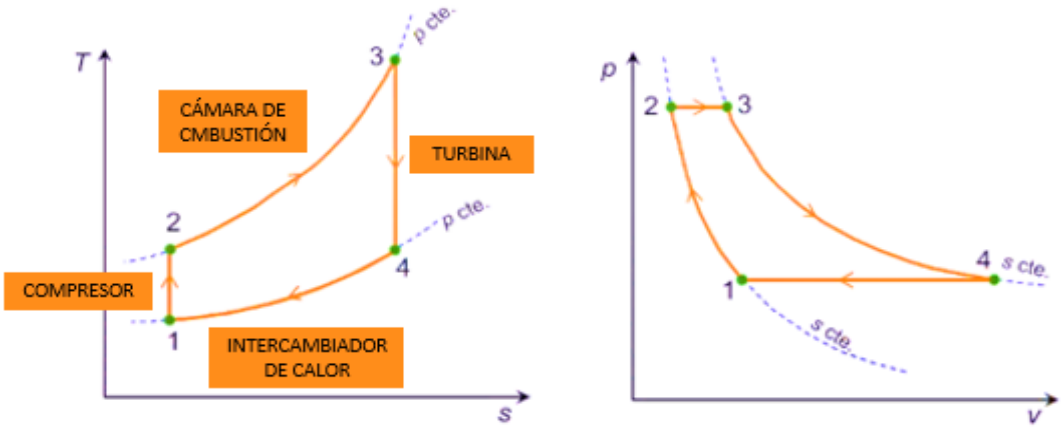


Figura 4 - Rangos de temperatura y presión del ciclo de Brayton en cada fase [8]

- Fase 1. Compresión isoentrópica 1-2 → un determinado flujo de aire en condiciones ambientales entra al compresor, previamente filtrado para eliminar las partículas en suspensión y evitar el desgaste rápido de los alabes del compresor, donde presuriza, elevando la presión a 15-25 bares.

  Es deseable que el proceso sea lo más isoentrópico posible, es decir, que la transferencia de calor con el exterior sea mínima. El rendimiento de los compresores reales es de un 80-90%.
- Fase 2. Calentamiento isobárico 2-3 → el aire comprimido atraviesa una cámara de combustión donde se quema gas natural, generando una mezcla de gases (gases de escape) que alcanzan temperaturas por encima de los 1.000ºC. En el caso ideal, se mantiene la presión constante.
- Fase 3. Expansión isoentrópica 3-4 → el aire calentado y presurizado se expande, disminuyendo la presión y la temperatura en la turbina de gas generando trabajo mecánico.

Al igual que en ocurría en la etapa de compresión isoentrópica, se desea que el proceso sea lo más isoentrópico posible, trabajando con rendimientos de 80-90%.

- Fase 4. Rechazo del calor isobárico 4-1 → se refrigeran los gases de escape a presión constante mediante un intercambiador de calor para obtener las mismas condiciones que tiene el aire que entra al compresor.

  En los diseños reales, se trabaja con ciclos abiertos, por lo que los gases de escape son expulsados al exterior.

2.1.2 Ciclo termodinámico de Rankine

El ciclo termodinámico de Rankine es la aplicación tecnológica del ciclo de Carnot, para el caso donde se producen cambios de fase en el fluido de trabajo. El fluido empleado suele ser agua desmineralizada, fundamentalmente por su facilidad de manejo, reposición y abundancia.

Trabajar con fluidos conlleva riesgo de humedad. Las turbinas de vapor modernas admiten un rango del 16% al 18% de humedad sin que el deterioro de los álabes sea importante. Un gran deterioro afecta negativamente al rendimiento del ciclo. Para reducir la humedad, la solución adoptada en las centrales térmicas convencionales consiste en el recalentamiento del vapor una vez que se ha realizado una expansión parcial en la turbina. Con el recalentamiento, es decir, con el aumento de la temperatura media del foco caliente, a la vez que se consiguen incrementos significativos de potencia, puede mejorarse el rendimiento del ciclo. En la actualidad, las centrales de Ciclo Combinado se construyen con un único recalentamiento.

A continuación, se explica el ciclo de Rankine básico, donde no se tienen en cuenta las irreversibilidades que existen en la realidad.

2.1.2.1 Elementos del Ciclo de Rankine

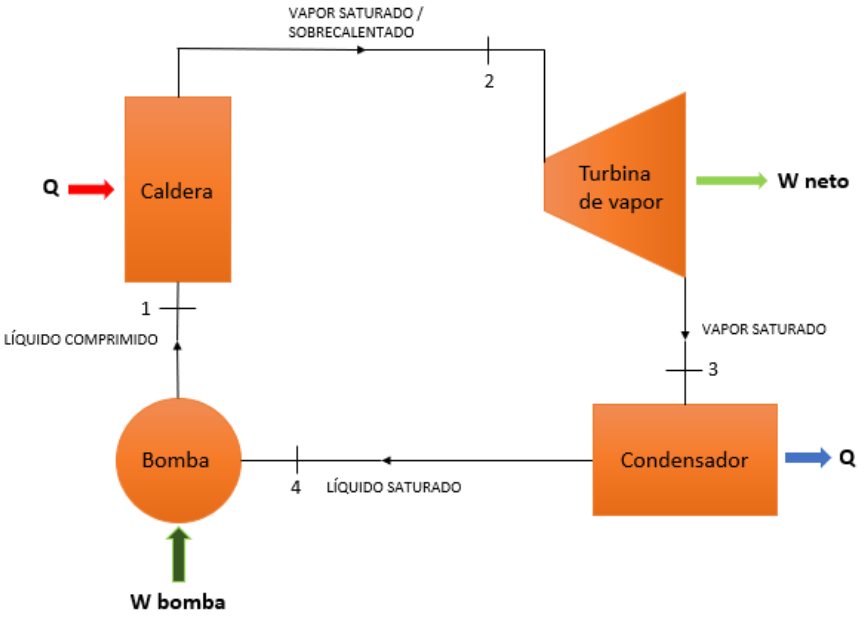


Figura 5 – Diagrama elementos y estados del fluido del Ciclo de Rankine básico

- Caldera: elemento donde se eleva la temperatura del fluido a presión constante.
- Turbina: elemento que disminuye la presión y temperatura produciendo el movimiento del eje. El trabajo de este eje es mover el compresor y otros dispositivos como generadores eléctricos que pueden estar acoplados al eje de la turbina.
- Condensador: en el condensador se produce la evacuación del calor no aprovechado, condensándose el vapor.
- Bomba: la bomba eleva la presión del fluido.
- Trabajo neto del ciclo → el trabajo neto del ciclo (potencia por unidad de tiempo) es la diferencia entre el trabajo generado por la turbina y el trabajo entregado a la bomba: Wneto = W generado-turbina - W entregado-bomba

2.1.2.2 Fases del Ciclo de Rankine

El ciclo de Rankine es un proceso cíclico conformado por cuatro estados termodinámicos (numerados en la Figura 6, del 1 al 4), donde el fluido de trabajo es agua-vapor.

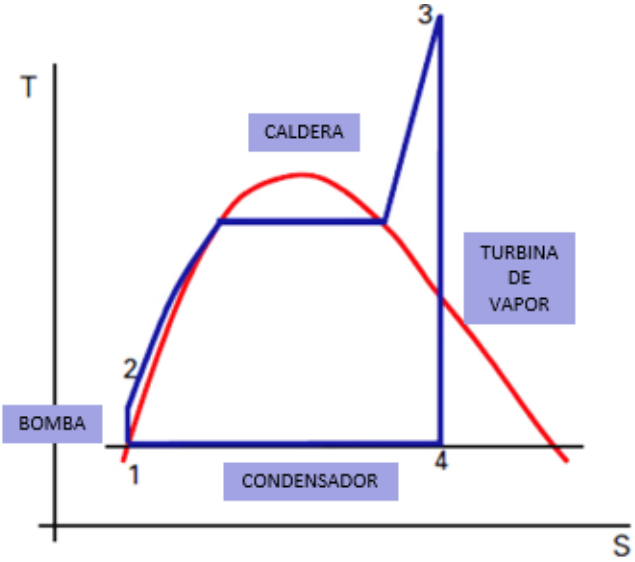


Figura 6 - Fases del Ciclo de Rankine [7]

- Compresión adiabática 1 – 2 → la bomba comprime, elevando la presión del fluido a baja presión y temperatura procedente del condensador, hasta alcanzar la presión de la caldera de la forma más isoentrópica posible. Este proceso requiere trabajo (W bomba).

En el caso real, la presión a la que se eleva es algo mayor que la de la entrada a la turbina. Esto se debe a que en la caldera se presentan pérdidas de presión, las cuales se deben compensar.

- Absorción de calor a presión constante 2 – 3 → en la caldera se calienta el fluido manteniendo la presión constante, hasta alcanzar la saturación e iniciar la ebullición.
- Expansión adiabática 3 – 4 → el vapor entra a la turbina en condiciones de sobrecalentamiento para obtener mayor potencia de turbina y reducir la presencia de líquido en la zona de baja presión., y se expande de la manera más isoentrópica posible hasta alcanzar la presión asociada a la temperatura de condensación, generando trabajo (W turbina).
- Cesión de calor a presión constante 4 – 1 → a la salida de la turbina se tiene una mezcla bifásica (líquido - vapor) que entra al condensador donde se convierte en líquido saturado, al entrar en contacto con las paredes de los tubos que están refrigerados en su interior (típicamente por agua). En el proceso ideal no habría pérdidas en el condensador y la presión permanecería constante. El líquido saturado es conducido hasta la bomba y se repite un nuevo ciclo.

2.1.3 Unión Ciclo de Brayton y Ciclo de Rankine. Ciclo Combinado.

Como se ha explicado anteriormente, las centrales de Ciclo Combinado utilizan el gas natural como combustible para generar electricidad, y se caracterizan por utilizar la combinación de dos tipos de turbina: una de gas que gira con los gases de la combustión del gas natural, y otra de vapor, que gira con el vapor, que se genera aprovechando el calor de los gases de escape originados en la combustión.

A continuación, se explica el funcionamiento de una central de Ciclo Combinado aplicando los fundamentos teóricos de los ciclos de Brayton y Rankine desarrollados anteriormente.

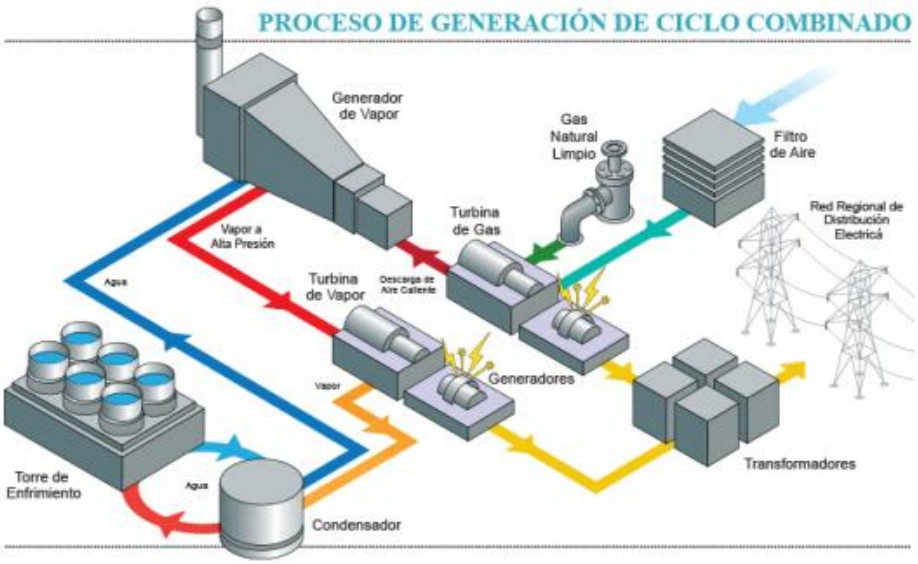


Figura 7 - Esquema de una central Ciclo Combinado. Elementos y proceso de generación.

El gas natural llega a la central a través de los gasoductos[1], y es acondicionado a las necesidades específicas de presión y temperatura para el correcto funcionamiento de la turbina de gas. A su vez, el aire inyectado del exterior es filtrado para evitar que las partículas suspendidas dañen los dispositivos de la central.

En la Figura 8, se representa gráficamente este proceso y se indican los elementos que participan en él.

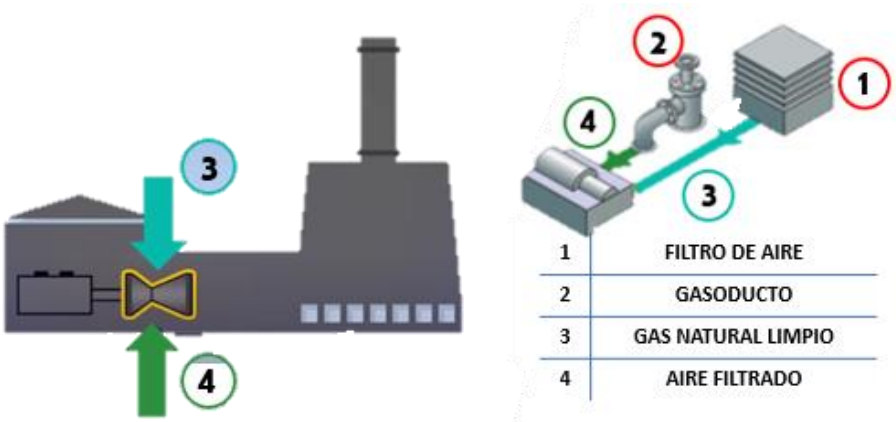


Figura 8 - Proceso de inyección de aire y gas natural [10]

A continuación, el gas entra en la cámara de combustión de la turbina de gas, donde se combustiona junto con el aire que ha sido comprimido en el compresor.

La reacción de combustión libera energía térmica que hace que los gases obtenidos se expandan por el cuerpo de la turbina. En la turbina hay un eje recubierto de álabes, que al recibir el impacto de los gases gira a una gran velocidad, 3000 rpm

[1] Tubería de acero por donde circula el gas a alta presión.

aproximadamente. La energía mecánica del eje es transformada en energía eléctrica en el generador.

El generador consta de dos partes: un rotor lleno de electroimanes y un estator cubierto de bobinas de material conductor.

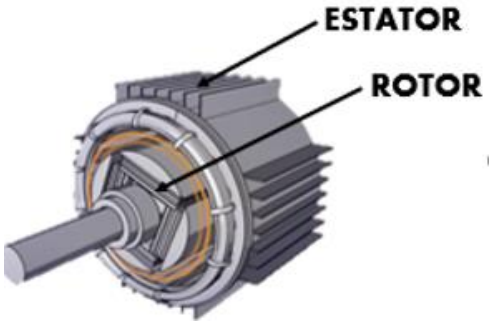


Figura 9 - Partes de un generador: estator y rotor [10]

El movimiento de los imanes del rotor debido al giro del eje genera un campo magnético variable que induce electricidad en el bobinado del estator.

En la Figura 10, se representa gráficamente este proceso y se indican los elementos que participan en él.

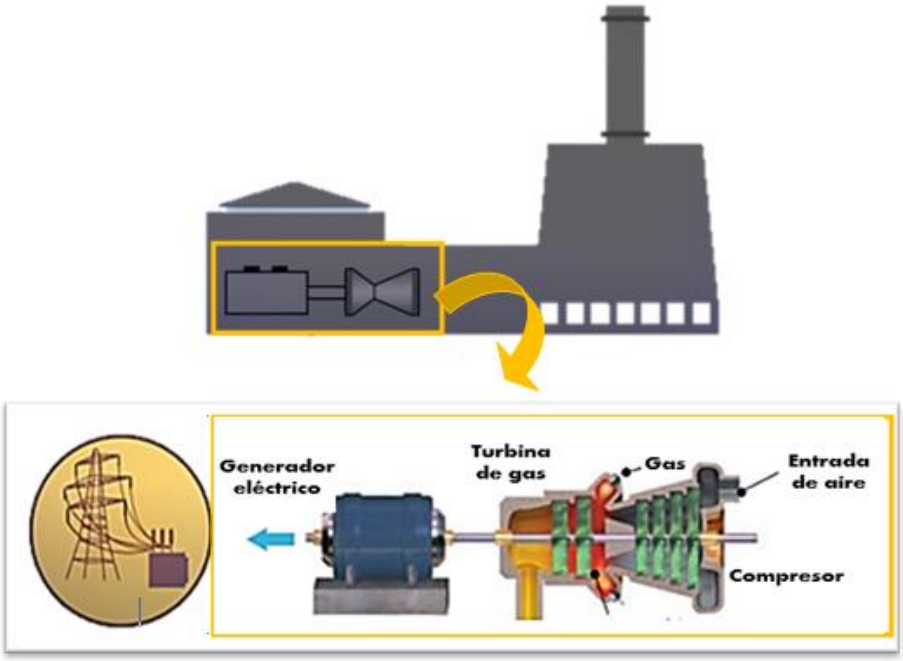


Figura 10 - Elementos y proceso de la generación de energía eléctrica [9] [10]

Por tanto, la base del proceso de generación de electricidad a partir del gas natural, mediante la turbina de gas, es el ciclo termodinámico de Brayton.

A continuación, se aplican los fundamentos del ciclo de Rankine para explicar la generación de energía eléctrica a partir del agua-vapor mediante la turbina de vapor.

Los gases de escape de la combustión salen de la turbina de gas, y se dirigen a la caldera de recuperación de vapor o HRSG (Figura 11).

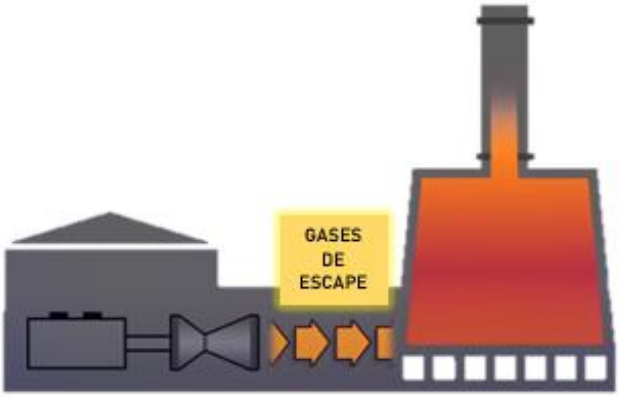


Figura 11 - Gases de escape de la turbina de gas y la caldera de recuperación de vapor [10]

Por la caldera circula agua tratada (las sales disueltas en el agua se eliminan para evitar posibles daños en las tuberías del circuito) a través de unos conductos llamados serpentines[2].

El calor de los gases es cedido al agua que circula por los serpentines y es transformada en vapor. Dicho vapor es la fuente de calor que hace girar la turbina de vapor. La turbina de vapor está constituida por tres cuerpos: alta, media y baja presión, unidos por un mismo eje.

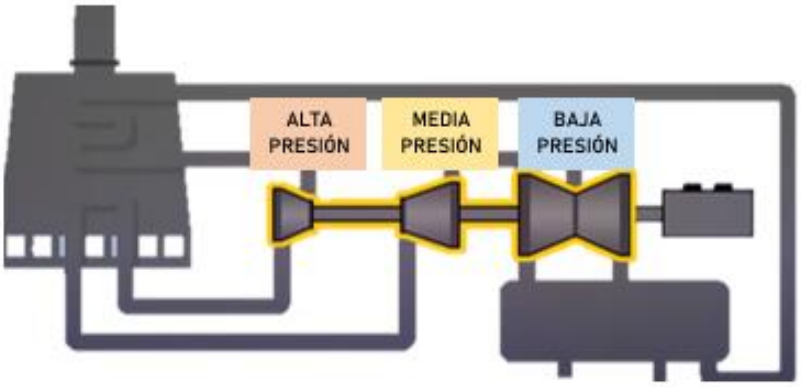


Figura 12 - Cuerpos de la turbina de vapor: alta, media y baja presión [10]

[2] Los serpentines son tuberías por donde circula el agua que se transforma en vapor. Esta transformación se produce por el intercambio de calor que tiene lugar entre los gases de escape de la combustión y el agua procedente del condensador.

El agua procedente del condensador es conducida hasta la caldera de recuperación (mediante el serpentín), donde es calentada por los gases de escape de la turbina de gas hasta convertirse en vapor. Este vapor de alta presión se expande en la turbina de altas presiones y hace girar el eje de la turbina, produciendo energía mecánica.

En la Figura 13, se muestra el proceso explicado mediante números del 1 (condensador) al 4 (turbina de altas presiones), así como los elementos que intervienen en él (3, caldera de recuperación de calor y 2, serpentín).

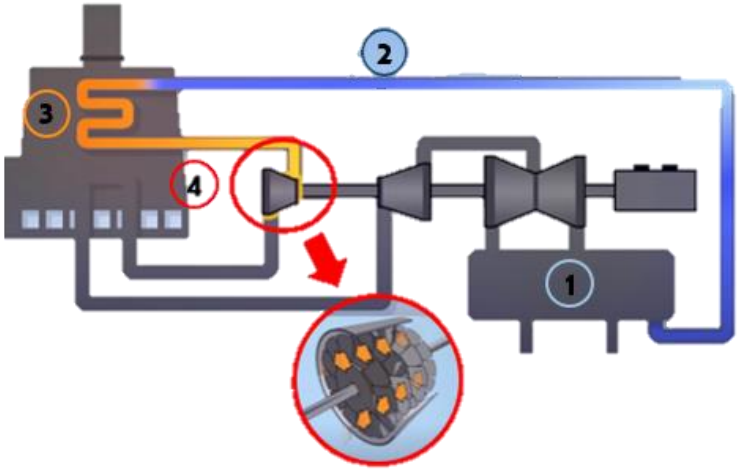


Figura 13 – Flujo del agua en una CCC [10]

Al salir de la turbina, el vapor es dirigido de nuevo a la caldera para recuperar temperatura y a continuación, entra a la turbina de medias presiones donde se expande moviendo el eje de la turbina (Figura 14).

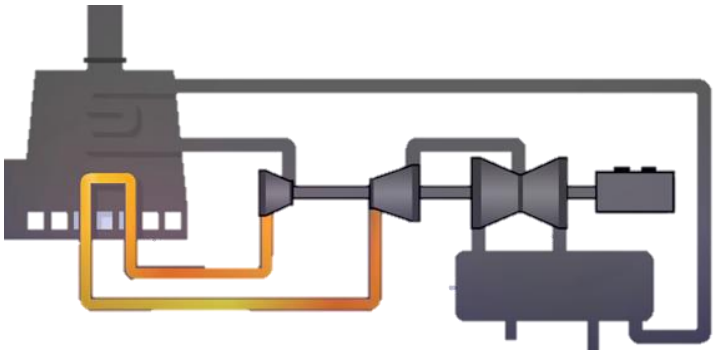


Figura 14 - Proceso de recalentamiento del vapor [10]

A continuación, el vapor que sale de la turbina de media presión y se dirige al cuerpo de baja presión, donde se repite el proceso de expansión y movimiento del eje (Figura 15).

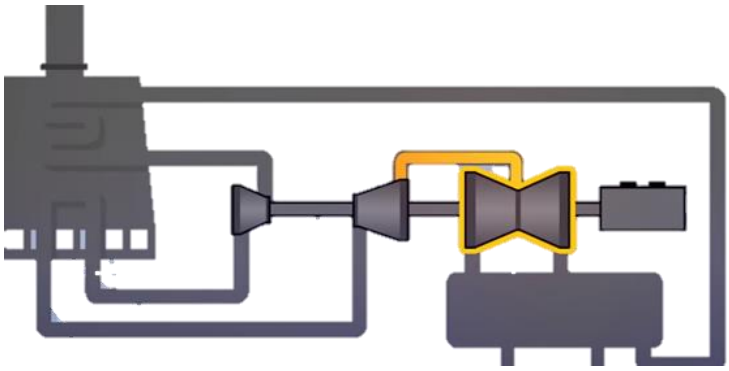


Figura 15 - Proceso aprovechamiento calor residual del vapor [10]

Finalmente, el vapor sale hacia el condensador donde se enfría y vuelve a su estado líquido. Por el condensador circula agua extraída del exterior, y al estar a menos temperatura que el vapor, este se condensa cediendo calor al agua (Figura 16).

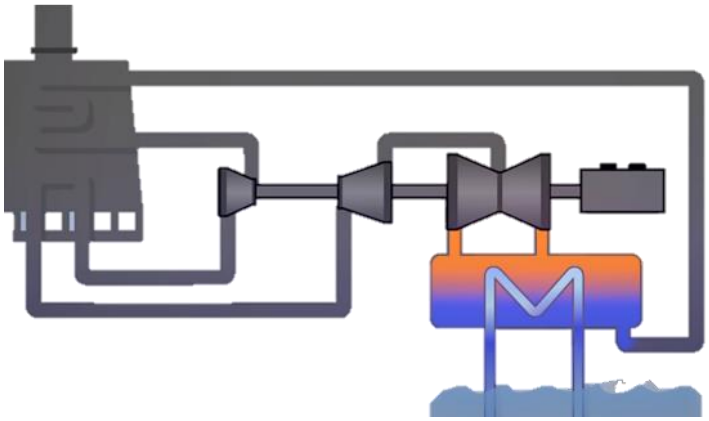


Figura 16 - Proceso enfriamiento del vapor en el condensador donde cambia a estado líquido [10]

El sistema de refrigeración utilizado depende de la localización geográfica de la central. Si está cerca del mar, se usa un sistema de refrigeración abierto, es decir, toma agua del mar, la utiliza y la retorna al mar. Si está lejos de la costa, utiliza un sistema cerrado con torres de refrigeración por donde va recirculando el agua usada.

Una vez que el vapor se ha condensado, el agua se bombea hasta alcanzar la presión de generación de vapor, y circula hacia la caldera de recuperación de vapor (HRSG) para iniciar un nuevo ciclo.

El Ciclo Combinado aprovecha las altas temperaturas del foco caliente del Ciclo de Brayton por encima de los 1.200-1.300ºC con las bajas temperaturas del foco frio del Ciclo de Rankine, 30-40 ºC.

2.1.4 Transporte y distribución de la energía eléctrica

Una vez generada la electricidad en la central, la tensión se eleva pasando de 6KV a 220-400 KV para transportarla por la red de alta tensión hasta las ciudades por medio de la Red Eléctrica de Transporte (RET), gestionada por Red Eléctrica España (REE).

El motivo de elevar la tensión es, principalmente, reducir costes. Esto se consigue disminuyendo la sección de los conductores que transportan la energía eléctrica.

La sección de los conductores depende de la intensidad que circula por ellos, es decir, intensidades elevadas conducirían a perdidas por efecto Joule elevadas, ya que dependen del factor I^2, por lo que se necesita una sección grande, mientras que para intensidades bajas se necesita una sección pequeña.

Por tanto, para poder emplear secciones pequeñas es necesario reducir la corriente sin modificar el valor de la potencia eléctrica generada por la central. Esto se consigue elevando la tensión.

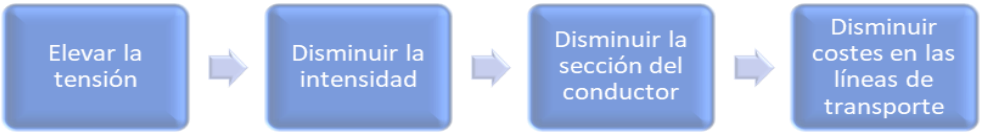


Figura 17 - Flujograma para reducir costes de transporte y distribución [13]

Antes de llegar al consumidor, se baja la tensión a 230V para consumo en viviendas, y a 400V o mayores para consumo industrial. Esto se hace en las subestaciones eléctricas intermedias antes de llegar a las ciudades por medio de transformadores.

2.1.5 Características técnicas de las CCC. Comportamiento en el Sistema Eléctrico

El crecimiento de energías renovables, como la eólica, ha supuesto al Ciclo Combinado pasar a ser una tecnología de respaldo para garantizar el suministro eléctrico cuando las fuentes de energía renovables no gestionables no se encuentran disponibles, así como una tecnología de cobertura de picos de demanda del sistema eléctrico. Dichos roles son posibles debido a la alta flexibilidad y a la rapidez de respuesta que presentan este tipo de centrales.

La presencia de turbinas de gas proporciona respuestas rápidas al aumento de potencia entregada, ya que solamente se necesita incrementar la cantidad de gas natural y de aire en la turbina.

La combinación de dos ciclos aumenta la disponibilidad, es decir, el fallo o parada del ciclo de vapor no frena la generación del ciclo de gas, aunque la potencia disponible en ese caso se vea afectada. Esta flexibilidad permite a las centrales de Ciclo Combinado jugar un papel muy importante en el sistema eléctrico español.

La posibilidad de modificar el valor de la potencia eléctrica entregada de forma rápida hace que las CCC posean un rol muy importante en cuanto a la estabilidad del sistema y de la calidad de la energía entregada.

Otro factor por destacar es la alta capacidad de regular la frecuencia de forma eficaz y económica. Una de las principales reguladoras de potencia son las centrales hidráulicas, y la presencia de centrales térmicas en este ámbito permite que el sistema no sea tan vulnerable en temporadas de sequias.

El suministro exterior de materia prima se realiza a través de gasoductos y barcos de GNL. Los gasoductos son económicos: una vía estándar puede movilizar un millón de litros por hora, mientras que un camión solo puede transportar 30.000 litros. Esto sumado al coste de personal y viajes hace que sean hasta quince veces más baratos. Es un sistema de transporte lento pero constante por lo que pueden funcionar las 24 horas del día durante todo el año, garantizando el suministro seguro.

En año 2019, la potencia instalada nacional era de 110.423 MW de los cuales 26.284 MW (un 23.8% del total) fueron de CCC siendo esta tecnología de producción la que más potencia instalada presentó de todas las fuentes de energía vigentes seguida por la eólica con 25.876 MW (23.4%).

Estos datos reflejan la importancia descrita de ambas tecnologías en el sistema eléctrico español.

2.1.5.1 Ventajas frente al resto de centrales

Las ventajas más importantes que presentan las centrales de Ciclo Combinado frente a las centrales térmicas convencionales son:

- MAYOR EFICIENCIA ENERGÉTICA

  Las Centrales de Ciclo Combinado convierten gran parte de la energía suministrada en energía eléctrica, presentando así un rendimiento del 55-57 % frente a las centrales de agua-vapor, que tienen un rendimiento del de 35-40 %.

  La elevada eficiencia energética reduce el consumo de combustible por KWh producido. Una central de Ciclo Combinado consume aproximadamente 1.500

kcal/kWh, mientras que una térmica consume 2.400 kcal/kWh. Además, la mayor parte de los costes de generación de una central se los lleva la materia prima, por lo que reducir el consumo de combustible hace que dichos costes sean menores. Hay que tener en cuenta que el precio del gas depende de las fluctuaciones del mercado petrolífero, condicionándose este ahorro en los costes de generación. Es decir, los costes de generación no solo dependen de reducir el consumo de combustible, sino también del precio del gas.

- MENOR EMISIÓN DE CO_2 A LA ATMÓSFERA

  La transición energética hacia la descarbonización es el principal objetivo medioambiental al que se enfrenta la sociedad.

  España, ha fijado en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) el objetivo de conseguir que el 74% de la generación eléctrica proceda de energías renovables. Esto requiere mantener los actuales 26.612 MW de potencia instalada de Ciclo Combinado para dotar a la red de adaptación y respaldo en los momentos donde las renovables no tengan capacidad de cubrir la demanda.

  Las CCC tienen índices de contaminación muy inferiores en cuanto a gases efecto invernadero (CO_2), partículas y lluvia acida (SO_2), en comparación con las centrales térmicas convencionales.

  También, cumplen con los límites de emisiones impuestos por la Directiva 200/80/CE a grandes instalaciones de combustión.

  En la Figura 18, se puede ver la cantidad de emisiones de gases contaminantes en gramos por KWh, de una instalación de carbón, de fuelóleo y de gas natural (Ciclo Combinado). Las centrales de carbón presentan los valores más elevados seguidas por las de fuelóleo, mientras que el Ciclo Combinado marca una gran diferencia presentando un 50% menos de dióxido de carbono y cantidades de SO2 y NOx prácticamente nulas.

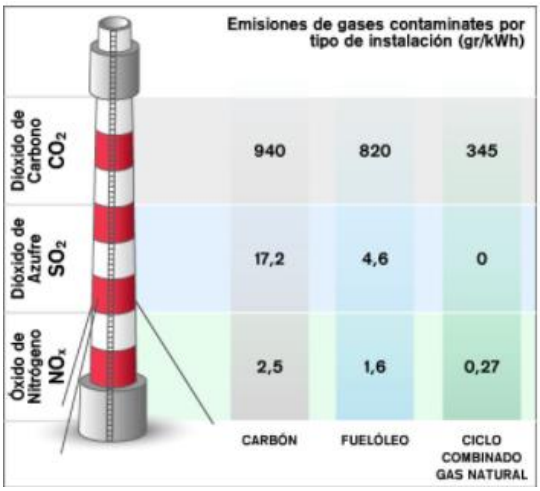


Figura 18 - Emisiones de gases contaminantes por tipo de instalación (g/KWh) [14]

- ALTA FLEXIBILIDAD OPERATIVA

  Un aspecto muy importante que diferencia a las CCC del resto de centrales térmicas, es la alta flexibilidad operativa que tienen. Las centrales de carbón tardan más de siete horas en sincronizarse con la red, mientras que una central de Ciclo Combinado necesita aproximadamente, dos horas funcionando en modo combinado, y unos cincuenta minutos funcionando con la turbina de gas. En este último caso, en los momentos de plena carga, logran una capacidad de ajustarse a la demanda de 13 MW/minuto, mientras que una central de carbón o nuclear llegan a un máximo de 3 MW/minuto.

- MENOR CONSUMO DE AGUA REFRIGERACIÓN

  En las CCC, el vapor de agua que sale de la turbina de bajas presiones se encuentra a baja temperatura tras pasar por varias turbinas donde ha ido perdiendo presión y temperatura. Esto supone un ahorro de consumo de agua de refrigeración en el condensador, ya que la cesión de calor del foco caliente (vapor de agua) al foco frio (agua de refrigeración) es baja, logrando condensar el vapor sin necesidad de tener un gran caudal de agua refrigerada.

  En cambio, en las centrales térmicas convencionales el incremento de temperatura entre el foco caliente y el foco frio es mayor, lo que supone un aumento del caudal de agua de refrigeración para poder realizar el cambio de estado de vapor a líquido.

- ESPACIO DISPONIBLE Y TIEMPO INVERTIDO EN LA CONSTRUCCIÓN

  En España, el espacio disponible para las centrales térmicas es limitado, por ello las CCC son idóneas en cuanto a aprovechamientos de espacio, ya que en un espacio reducido se pueden obtener grandes cantidades de potencia.

  A su vez, las centrales de Ciclo Combinado pueden construirse cerca de los lugares donde se consumirá la electricidad. De este modo se acortan las líneas de tendido eléctrico, con lo que se reducen las inevitables pérdidas de electricidad, y el impacto visual que causan.

  Una central térmica de Ciclo Combinado tarda aproximadamente 2 años en construirse, mientras que una central nuclear tarda mínimo 10.

2.1.6 Evolución del Ciclo Combinado a lo largo de la historia

La primera turbina de gas fue desarrollada por Westinghouse en 1949 y contaba con 1.340 kW de potencia nominal.

Las búsquedas sobre la mejora del rendimiento energético aprovechando el calor residual de los gases de escape de la turbina de gas, son el inicio del Ciclo Combinado.

Las centrales de Ciclo Combinado se empezaron a construir a finales de 1960, gracias al aumento del tamaño de las turbinas de gas y a la mejora de su fiabilidad.

- **Del 2002 al 2019**

En marzo de 2002, se conectó a la red eléctrica nacional la primera central de generación eléctrica de Ciclo Combinado, propiedad de Gas Natural. Se situó en San Roque, Cádiz y contó con una capacidad de producción de 400MW.

Desde el año 2002 hasta el 2011, se instalaron 67 centrales de Ciclo Combinado con una potencia total de 25.353 MW, siendo la tecnología con mayor capacidad en toda España.

En el 2008, la generación de esta tecnología ascendió a más de 91.000 GWh, pero en el año 2013, se produjo una caída produciendo algo más de 25.000 GWh sin lograr alcanzar ni el 10% de la producción eléctrica total anual. Esto fue debido al cierre de los ciclos de Arcos 1 y 2, Castejón 2, Escatrón, Escombreras 6, Santurce 4 y Tarragona Endesa.

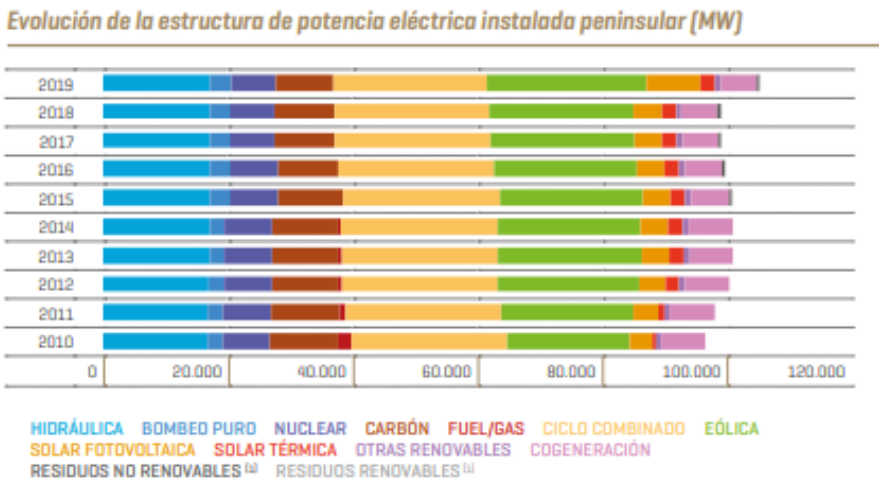


Figura 19 - Evolución de la estructura de potencia eléctrica instalada [14]

Es clara la sincronía a lo largo de los años entre el crecimiento de las energías renovables y el decrecimiento de la producción eléctrica con centrales de carbón, manteniendo o aumentando el Ciclo Combinado, conduciendo al suministro eléctrico hacia la descarbonización.

- **La descarbonización**

La sustitución del carbón por el gas natural ha sido el principal factor que ha permitido reducir en el 2019 un 25% las emisiones de CO_2 con respecto al 2018. Esto ha evitado a la atmósfera la emisión de aproximadamente 14 millones de toneladas de CO_2. El grafico de la Figura 20, representa la evolución desde el 2010 hasta el 2019 de las emisiones de CO_2 asociadas a la generación de electricidad nacional, observándose como en el 2019 las emisiones están por debajo de 0.20 toneladas de CO_2 por MWh.

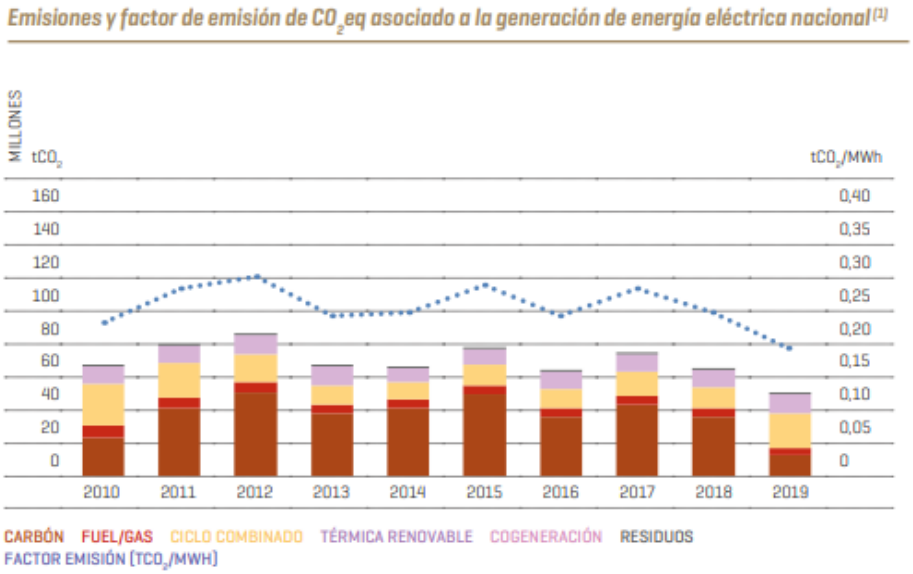


Figura 20 - Emisiones y factor de emisión de CO2 [14]

Las centrales de carbón peninsulares en el 2019 generaron 10.672 GWh, el valor más bajo en toda la serie histórica, lo que significa un 69,4 % menos que el año anterior.

El 2019 ha sido un año donde se ha demostrado que España apuesta con fuerza por el mix energético, es decir, por las energías renovables y por el Ciclo Combinado para avanzar en el proceso de la descarbonización,

Es necesario disponer de nuevas maneras de consumir energía de una manera más eficiente, más limpia y respetuosa con el medio ambiente.

En el caso de nuestro país, el PNIEC establece para el año 2030, 20 GW adicionales a los actuales en energía eólica, y 40 GW adicionales en energía fotovoltaica. También prevé un cierre progresivo de la producción eléctrica con carbón, a completar en 2025, y el inicio de un cierre gradual de las centrales nucleares a partir de 2027.

Para poder llevar a cabo los objetivos entrado 2030, el PNIEC afirma la necesidad de la permanencia en el sistema de los 26 GW actuales instalados de Ciclos Combinados, considerando que es bueno seguir con el beneficio que ofrece un mix en el que todas las tecnologías de generación suman. Dicho de otro modo, el PNIEC establece que el gas natural es un vector de ajuste imprescindible para hacer viable el buen cumplimiento de todos sus objetivos. No hay, por tanto, posibilidad de evolucionar en renovables sin tener muy en cuenta el papel de las centrales de gas.

Además, para el 2025 se considera la implantación de un almacenamiento de potencia, comenzando con 500 MW de potencia almacenada y alcanzando 2.500 MW en 2030.

- **Capacidad frente a generación**

La grafica de la Figura 21, representa el coeficiente de utilización de las centrales térmicas peninsulares (%), es decir, el cociente entre la producción real y la producción máxima que podría alcanzar la central funcionando a potencia nominal.

El bajo coeficiente de las centrales de Ciclo Combinado, comparado con el de las nucleares y carbón, indica que la producción real de esta tecnología está muy por debajo de la capacidad de producción que podría alcanzar la central funcionando a potencia nominal. En los años 2010 al 2012, osciló entre un 20% y un 10%. En el 2013 se observa la caída citada anteriormente que dura hasta el 2016, y en el 2019 vuelve a superar el 10%.

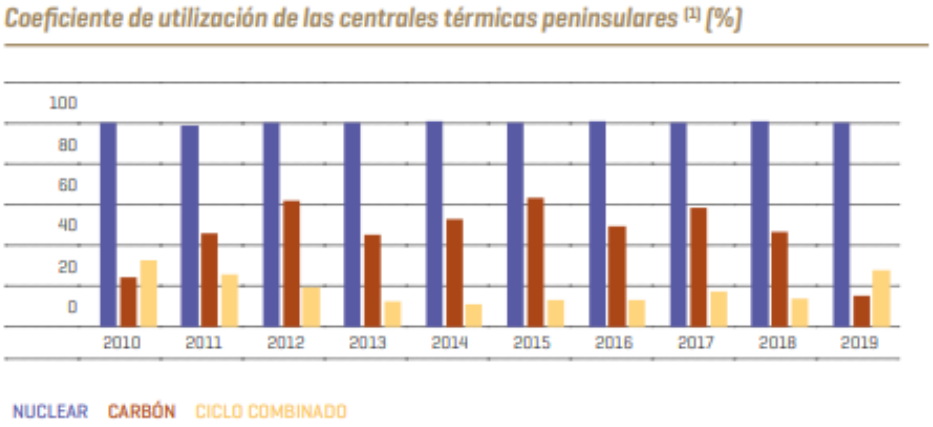
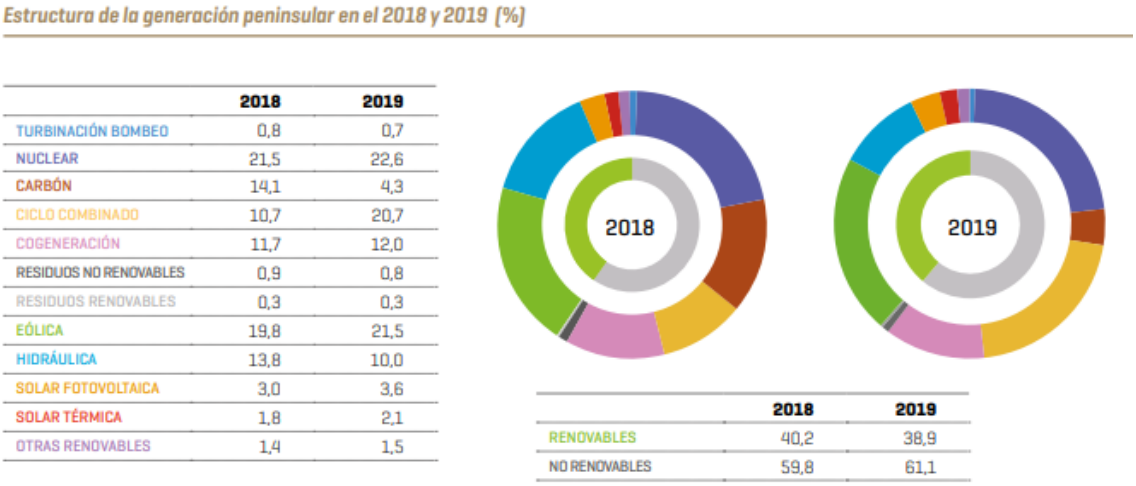


Figura 21 - Coeficiente de utilización de las centrales térmicas peninsulares [14]

El motivo de trabajar la mayoría del tiempo por debajo de su potencia nominal es porque se trata de una tecnología de cobertura de picos de demanda del sistema eléctrico, debido a la alta flexibilidad y a la rapidez de respuesta, es decir, no es una tecnología base como es la nuclear que trabaja todo el tiempo a plena carga.

En el año de estudio, 2019, la generación no renovable alcanzó el 61,1% del total peninsular, favorecida por el incremento de producción de los Ciclos Combinados que casi han duplicado su peso en la estructura de generación, pasando de un 10,7 % en el 2018 a un 20,7 % en el 2019, siendo la tercera fuente de generación con una producción anual de 51.140 GWh.



	2018	2019
TURBINACIÓN BOMBEO	0,8	0,7
NUCLEAR	21,5	22,6
CARBÓN	14,1	4,3
CICLO COMBINADO	10,7	20,7
COGENERACIÓN	11,7	12,0
RESIDUOS NO RENOVABLES	0,9	0,8
RESIDUOS RENOVABLES	0,3	0,3
EÓLICA	19,8	21,5
HIDRÁULICA	13,8	10,0
SOLAR FOTOVOLTAICA	3,0	3,6
SOLAR TÉRMICA	1,8	2,1
OTRAS RENOVABLES	1,4	1,5

	2018	2019
RENOVABLES	40,2	38,9
NO RENOVABLES	59,8	61,1

Figura 22 - Estructura de generación peninsular en el 2018 y 2019 (%) [14]

De los datos mostrados en la Figura 22, se extrae la siguiente información tras comparar el año 2019 con el 2018:

- La generación de los Ciclos Combinados ha aumentado un 93,7 %, mientras que el carbón disminuyó su producción un 69.4%.

- La hidráulica también disminuyó su producción un 27.4% debido a la escasez de lluvias del año 2019.
- La producción de energía renovable eólica ha representado el 21.5% de la producción, un 8.6% más que el año anterior, situándose por cuarto año consecutivo en segundo lugar dentro de las tecnologías del parque generador peninsular, tan sólo por detrás de la energía nuclear. La alta presencia de eólica se debe al aumento progresivo de potencia instalada que ha experimentado esta tecnología (en el 2019 aumentó un 9.7%).

2.2 Conceptos teóricos sobre el funcionamiento del Mercado Eléctrico Español

2.2.1 Organismos de gestión del mercado de la electricidad. Operadores OMIE y REE

Las siglas OMIE se corresponden con el concepto "Operador del Mercado Ibérico de la Electricidad". OMIE, gestiona de manera integrada el mercado diario y los seis mercados intradiarios de la electricidad, tanto de España como de Portugal, desde el año 2003. A su vez, participa activamente en el acoplamiento de los mercados mayoristas de electricidad en la UE[3], juntamente con todos los NEMOs[4] designados en cada Estado miembro.

OMIE actúa de manera imparcial dentro del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL), y es el responsable de garantizar que la participación en el mercado de los distintos agentes sea correcta, transparente y de libre acceso, permitiendo al consumidor final o a cualquier agente, acceder a la información que desee relacionada con los precios de la electricidad.

Dicha participación se lleva a cabo a través de una plataforma electrónica disponible en internet, lo que facilita la intervención al mismo tiempo de un gran número de agentes del mercado.

OMIE ofrece datos interesantes tanto para el consumidor final como para los agentes. Entre otros, destacan los siguientes: el precio medio del mercado en España y Portugal, la cantidad de energía neta comprada y vendida, y la cantidad de energía producida por las distintas tecnologías.

El operador del sistema es Red Eléctrica (REE), y sus misiones son asegurar el correcto funcionamiento del sistema eléctrico, garantizando en todo momento la continuidad y seguridad del suministro de energía eléctrica, así como gestionar la red de transporte de energía eléctrica.

---

[3] UE son las siglas de Unión Europea.

[4] NEMO es un término europeo para referirse a los operadores del mercado eléctrico miembros de la Unión Europea.

2.2.2 Agentes del mercado

2.2.2.1 Definición y tipos de agentes del mercado

Antes de explicar la estructura y el funcionamiento del mercado de la electricidad, se va a definir qué es un agente del mercado y a describir los distintos tipos que existen, para entender posteriormente las distintas partes que conforman el mercado eléctrico.

En 1997, se promulgó la Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico, que liberalizaba el mercado eléctrico en España.

Esta ley ha sido prácticamente derogada mediante la nueva ley del Sector Eléctrico 24/2013 aprobada en diciembre de 2013, pero supuso la base de la separación en diferentes agentes de mercado que se conocen en la actualidad.

Un agente del mercado eléctrico es aquel que interviene en las transacciones económicas que tienen lugar en el mercado de producción de energía eléctrica.

Los agentes del mercado son:

- Productores de energía.

  Los productores de energía son los encargados de mandar construir, hacer funcionar y mantener las centrales de producción de energía eléctrica.

  Cada día ofertan su energía para venderla en el mercado eléctrico.

  Los productores pueden ser de renovables produciendo su energía a partir de recursos naturales (energía solar, eólica, hidroeléctrica), o no renovables (centrales nucleares, Ciclo Combinado)…

- Transportista de energía.

  El transportista de energía gestiona las redes de transporte de energía de alta tensión que conectan las centrales de producción con los puntos de distribución a los consumidores. En España, esta función la desempeña únicamente Red Eléctrica de España, operador del sistema eléctrico.

  Red Eléctrica es el responsable del desarrollo y ampliación de la red, así como de realizar su mantenimiento. Según indica la página web de REE, está compuesta por más de 44.000 kilómetros de líneas de alta tensión, más de 5.500 posiciones de subestaciones y más de 92.000 MVA de capacidad de transformación, conformando una red fiable y segura, que ofrece alta calidad de servicio al sistema eléctrico nacional.

- Distribuidores de energía.

  Los distribuidores gestionan la energía desde el punto de distribución hasta el punto de suministro, es decir, hasta los contadores que hay en hogares y empresas. Su función es únicamente llevar energía por sus redes, y por ello cobran unos peajes que regula directamente la Administración. En España existen numerosas empresas distribuidoras según la zona geográfica, pero hay cinco de referencia: Iberdrola, Endesa, Gas Natural Fenosa, Hidrocantábrico y E-ON.
- Comercializadores de energía.

  Los comercializadores son el agente intermediario entre la distribuidora y el cliente, es decir, compran la energía demandada por sus clientes y se la venden. Fijan el precio libremente supervisado por la CNMC[5].

  Por otro lado, como es el agente que tiene relación con los clientes finales, es el encargado de recaudar los peajes de acceso que posteriormente abona al distribuidor.

Es importante destacar que el usuario final puede escoger la comercializadora más adecuada según sus intereses, pero no la distribuidora, ya que está depende de la zona geográfica y no es posible su elección.

De igual manera, la energía generada es vertida a la red eléctrica y distribuida hasta el usuario final de manera aleatoria, es decir, no se tiene en cuenta la procedencia de los MW.

---

5 CNMC son las siglas de Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

"Se trata del organismo que promueve y preserva el buen funcionamiento de todos los mercados en interés de los consumidores y de las empresas. Es un organismo público con personalidad jurídica propia" [35]

2.2.2.2 Funciones de los agentes del mercado eléctrico

Figura 23 - Flujo económico entre los agentes del mercado y flujo físico de la electricidad

En el flujograma de la Figura 23, se representan dos procesos que ocurren simultáneamente y están relacionados entre sí:

- Flujo económico entre los agentes del mercado (color rojo).
- Flujo físico de la electricidad (color verde).

- **Flujo económico entre los agentes del mercado**

El cliente firma un contrato de suministro de electricidad con la comercializadora que ha elegido. La comercializadora puede comprar la electricidad necesaria para cubrir la demanda de su cliente de dos maneras, a través de un contrato bilateral con las empresas generadoras o, participando en el mercado mayorista o pool.

  - **Compra de electricidad a través de un contrato bilateral**

Un contrato bilateral, más conocido en el sector eléctrico como PPA[6], consiste en un acuerdo directo, a largo plazo, de venta de electricidad entre un productor y un comprador de energía bajo unas condiciones especificadas como la cantidad de energía, el tiempo de duración del suministro y el precio constante acordado.

[6] PPA, son las siglas en ingles de Power Purchase Agreement, que significa" acuerdo de compra de energía" [17]

Este tipo de contratos son habituales en el sector de las energías renovables, ya que necesitan garantizar la financiación de las inversiones para mantener la supervivencia de la central, con el fin de alcanzar un futuro más sostenible energéticamente.

El consumidor, se asegura recibir la electricidad a un precio donde se tiene en cuenta la competitividad y se cubren las incertidumbres a las que está expuesta la energía en su proceso productivo: lluvias, viento, precios del petróleo, precios del gas…

Un PPA, puede ser un contrato beneficioso tanto a nivel de precio como de cobertura frente a posibles riesgos, como los citados anteriormente, además de ser un motor para que la energía renovable crezca.

Existen dos tipos de contratos bilaterales: físicos y financieros:

- Los contratos bilaterales físicos son un acuerdo directo para suministrar energía a un precio concreto durante un período de tiempo concreto, es decir, el volumen inyectado por la planta de generación debe ser exactamente el mismo al retirado por el consumidor de manera horaria. Este intercambio se realiza mediante una instalación directa ente la planta generadora y el lugar de consumo, evitando así los peajes de acceso y todos los costes que conllevan el uso de la Red Eléctrica de transporte.
- En los contratos bilaterales financieros el productor y el consumidor acuerdan un precio de venta y de compra respectivamente, pero no saben si en el futuro va a ser un buen precio comparado con el del mercado ya que, si el precio de mercado es mucho mayor, el productor perderá dinero. Del mismo modo, si el precio de mercado es mucho menor, el consumidor será el que pierda dinero con el contrato.

  Para minimizar esos riesgos se firma un PPA financiero donde el precio es más flexible. El productor y el consumidor acuerdan intercambiarse las diferencias entre el precio del contrato y el de mercado. Muchos de los PPA financieros que se firman son de productores de renovables que vierten su energía producida a la red eléctrica.

- **Compra de electricidad participando en el Mercado Eléctrico**

En un mercado liberalizado, un pool es un organismo en el cual los agentes cualificados (generadoras, comercializadoras y consumidores), emiten ofertas de venta y compra de energía para cada hora del año.

El operador del mercado (OMIE), a través de un algoritmo denominado EUPHEMIA, realiza el cruce entre las ofertas de compra y venta.

Este algoritmo optimiza los costes totales del sistema, para fijar el precio de venta de la electricidad (precio de casación).

El plan de generación resultante se transfiere al operador del sistema (REE), quien verifica la viabilidad técnica del mismo. De esta forma, el operador realiza las correcciones necesarias al plan de operación, y determina los servicios auxiliares requeridos.

Por tanto, las comercializadoras participan en el mercado eléctrico o pool emitiendo ofertas de compra para asegurarse cubrir la demanda de sus clientes, y los productores de energía realizan ofertas de venta.

Las comercializadoras deben pagar el uso de la red de transporte para transportar y distribuir la energía comprada. Esta transacción se establece entre REE y la comercializadora, en caso de firmar contratos bilaterales financieros, así como si la comercializadora participa en el mercado eléctrico como compradora de energía.

- **Flujo físico de la electricidad**

Las productoras de electricidad realizan ofertas de venta al mercado eléctrico, ofertando una cantidad de MW a un precio determinado. OMIE, el operador de mercado se encarga de ordenar esas ofertas, para cada hora de cada día del año, de menor a mayor precio ofertado, generando la curva de oferta.

Por otro lado, las comercializadores realizan ofertas de compra, y OMIE las ordena de mayor a menor precio de compra, generando la curva de demanda.

El punto donde se cruzan ambas curvas es el denominado punto de casación y fija el precio de la electricidad para ese día a esa hora, así como los MW que se deben producir para cubrir la demanda prevista.

El plan de generación resultante se transfiere al operador del sistema, quien verifica la viabilidad técnica del mismo. De esta forma, el operador realiza las correcciones necesarias al plan de operación y determina los servicios auxiliares requeridos. Esa energía vendida es transportada por la red eléctrica y distribuida hasta los puntos de consumo, hasta el cliente.

2.2.3 Funcionamiento del mercado

La energía no es un bien almacenable, es decir, la energía producida que no es utilizada se pierde. Para evitar que esto ocurra, es necesario que la oferta sea igual a la demanda. El operador del mercado (OMIE) y el operador del sistema (REE), son los responsables de que esa necesidad se cumpla.

El mercado de generación es un mercado mayorista y de tipo marginalista[7] en el que los agentes productores de electricidad venden la electricidad a distribuidores y comercializadores.

Dentro de este mercado se incluye tanto la energía que se vende a través de contratos bilaterales, como la energía que se vende en el mercado organizado o pool.

Este último mercado está compuesto por una serie de mercados sucesivos en los que se va ajustando la oferta a la demanda de electricidad. Estos son: Mercado Diario, Mercado Intradiario de Subastas y Mercado Intradiario Continuo, gestionados por OMIE, y Mercado de Servicios de Ajuste gestionado por REE.

2.2.3.1 El Mercado Diario

En el Mercado Diario se negocia la mayor parte de la energía total para cada una de las horas del día siguiente.

Se estudia este mercado y no otro, por su gran influencia sobre el precio final de la electricidad. Como se puede ver en la Figura 24, en el año 2019 el precio del mercado diario e intradiario supuso el 90,9% del precio medio final de la electricidad, siendo el reparto de volumen de energía negociado en estos mercados, de 244 TWh para el Mercado Diario, y 30,2 TWh para los mercados intradiarios.

[7] El mercado eléctrico es de tipo marginalista ya que el ingreso que reciben los productores de energía que entran en el mercado, es el precio de la electricidad fijado para esa hora, independientemente del precio de venta al que hayan ofertado.

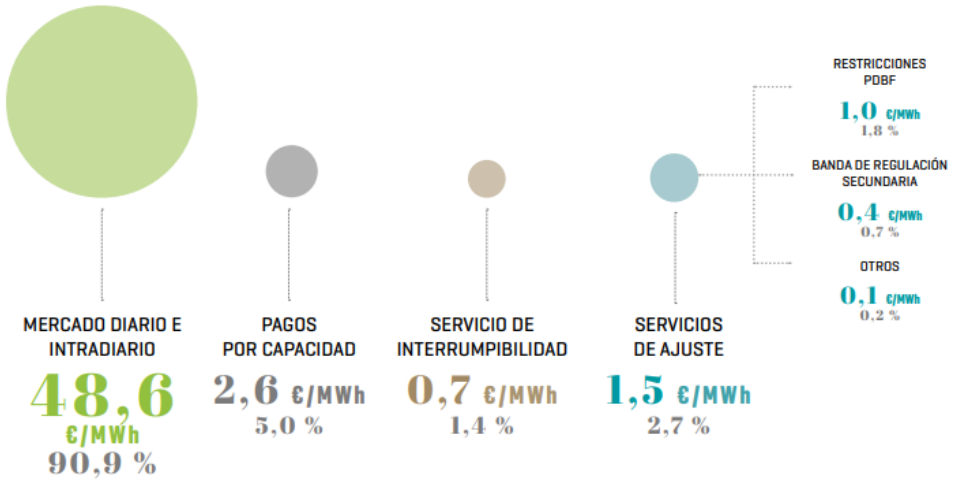


Figura 24 – Componentes del precio medio final del mercado eléctrico 2019

Todos los días del año a las 12:00 CET [37], se lleva a cabo la sesión del Mercado Diario en la que se fijan los precios y la cantidad de energía en toda Europa, para las veinticuatro horas del día siguiente. El precio y el volumen de energía en una hora determinada se establecen por el cruce entre la oferta y la demanda.

Las productoras de energía realizan sus ofertas de venta diariamente para cada hora del día siguiente, y fijan sus precios de venta en función del coste de oportunidad o de los costes variables. Los costes fijos entrarían en juego si tecnologías con costes variables bajos aumentaran su participación.

Es interesante conocer cómo ofertan las distintas tecnologías para entender el valor que alcanza el precio de la electricidad.

Las instalaciones de generación de energías renovables como las eólicas, solares o hidráulicas fluyentes tienen un gran coste de inversión, pero una vez instaladas tienen un coste variable bastante bajo referido sobre todo a los servicios de mantenimiento. El coste de oportunidad también es bajo, ya que no tienen la opción de reservar viento, sol o agua para producir en un instante futuro cuando el precio del mercado sea alto. Por tanto, dependen de las condiciones meteorológicas para realizar sus ofertas. Los días de mucho viento las eólicas ofertarán a precios bajos para asegurarse entrar en el mercado y no perder la energía que son capaces de generar, al igual que ocurre con las solares.

Las centrales hidráulicas regulables de embalse tienen costes variables bajos pero un coste de oportunidad elevado, es decir, gracias a su gestionabilidad los propietarios tienen la opción de reservar el agua para producir en un instante futuro en el que el precio del mercado sea alto, maximizando así los beneficios.

Las centrales nucleares producen una cantidad constante de 1.000 MW, es decir, su producción es igual a la potencia disponible que tienen, excepto en los momentos de parada por recarga de Uranio. En España hay siete reactores, es decir, 7.000 MW de potencia instalada. Se trata de una tecnología que no puede adaptar su producción a la demanda, ya que no pueden realizar variaciones de carga según las necesidades del sistema porque eso supondría costes muy elevados y no es rentable. Por ello, son centrales que ofertan a precios bajos debido al bajo coste de oportunidad que presentan, incluso llegan a ofertar 0 €/MWh para asegurarse entrar al mercado sí o sí y no perder los MW que pueden aportar al sistema eléctrico. No generar electricidad, les cuesta mucho dinero, por lo que venden una parte de su producción por contratos bilaterales, asegurando ciertos volúmenes de venta.

Las centrales de Ciclo Combinado tienen un gran coste de oportunidad. Son centrales que pueden variar su producción en función de las necesidades del sistema, ya que tienen la capacidad de variar su carga de forma inmediata y segura, inyectando más o menos combustible (gas natural).

Esta tecnología oferta en función de los costes variables: si el precio del gas es elevado, las generadoras de Ciclo Combinado ofertarán su producción a precios elevados y de igual manera, si las tasas referidas a las emisiones de CO_2 asociadas a su generación son elevadas, el precio de oferta se verá incrementado.

El gráfico de la Figura 25, se representa la denominada curva de oferta y permite ver de manera muy visual lo explicado anteriormente sobre cómo ofertan las distintas tecnologías. OMIE, a través del algoritmo EUPHEMIA, ordena de menor a mayor los precios de las ofertas de venta que han realizado todos los productores de energía, generando la curva de oferta.

El eje de ordenadas representa los euros por MWh ofertados y el eje de abscisas los MW ofertados.

Figura 25 - Curva de oferta: generación de menor a mayor precio de venta

De igual manera, los compradores de energía como pueden ser las comercializadoras de referencia o las comercializadoras por parte de su demanda, realizan sus ofertas de compra diariamente para cada hora del día siguiente.

Las "comercializadoras de referencia" ofertan al máximo precio permitido (3.000 €/MWh, límite fijado por las directivas europeas), para asegurar el abastecimiento a los consumidores.

Las "comercializadoras por parte de su demanda", son consumidores que sólo están dispuestos a tomar energía si su precio es menor o igual a un cierto valor que reflejan en sus ofertas de compra, es decir, adaptan su consumo a los precios del mercado.

Las ofertas de compra se ordenan de mayor a menor precio originando la curva de demanda.

El eje de ordenadas representa los euros por MWh ofertados y el eje de abscisas los MW ofertados (Figura 26).

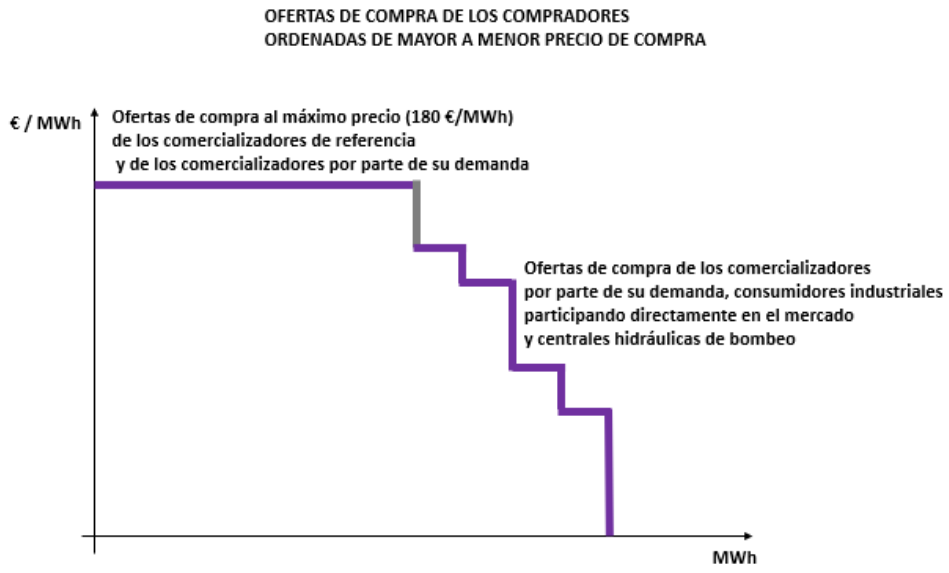


Figura 26 - Curva de demanda: comercialización de mayor a menor precio de compra

El punto de casación o punto de equilibrio es el punto donde la oferta y la demanda se igualan, fijando el precio al que se va a vender-comprar el MWh, y la cantidad de MWh que se van a producir para cubrir la demanda esperada (Figura 27).

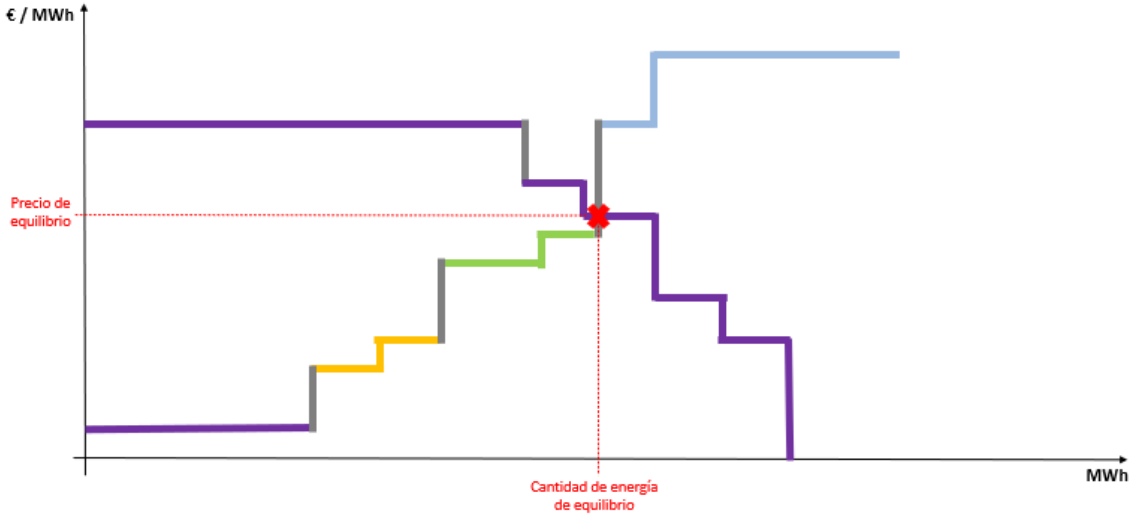


Figura 27 - Punto de equilibrio o casación

A partir de este punto de equilibrio no se asigna más producción de energía, puesto que el precio demandado por la siguiente unidad de generación excede el precio que los compradores están dispuestos a pagar por dicha energía.

En la Figura 28, se muestra un gráfico real donde se ve, para la hora 1 del día 17/07/2019, el precio de casación fijado y como hay unidades de producción que ofertaron su energía a 0 €/MWh y a precios muy bajos.

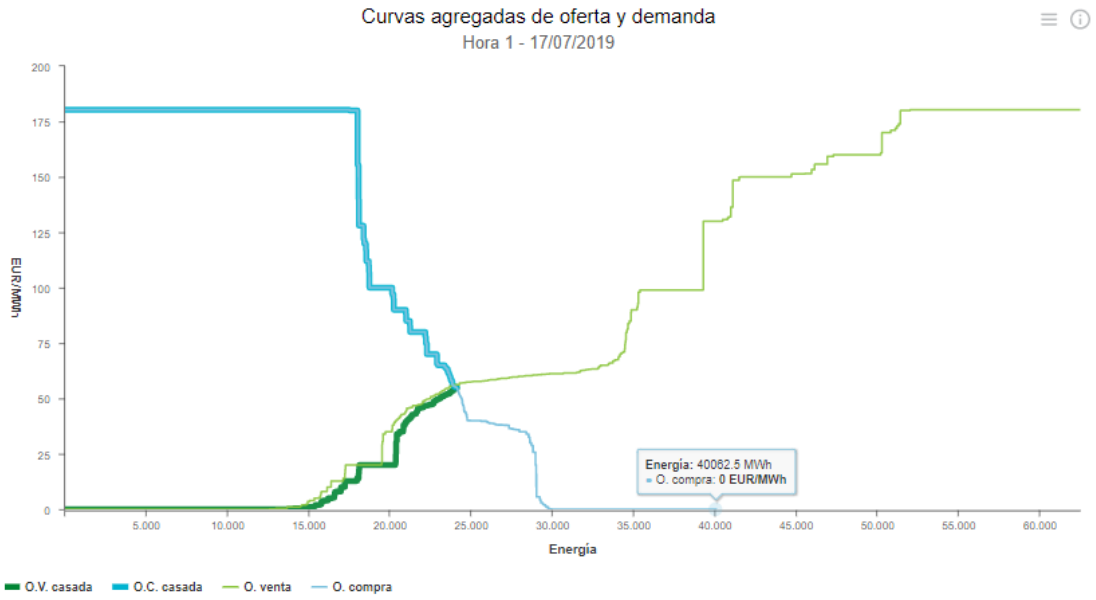


Figura 28 – Cuirva real agregada de oferta y demanda

El precio de casación es, por tanto, el precio ofertado por la generadora más cara necesario para satisfacer la demanda.

Al tratarse de un mercado marginalista, todas las unidades que han realizado una oferta de producción a un precio inferior al precio de equilibrio son casadas y reciben una misma remuneración por MWh: el precio de equilibrio.

Para entender mejor todo esto se propone el siguiente ejemplo.

En la tabla 1, se plantean 5 tipos de generadoras y el precio al que realizan sus ofertas de venta:

CENTRAL GENERADORA	**PRECIO OFERTA DE VENTA (€/MWh)**
CICLO COMBINADO	45
EÓLICA	0
NUCLEAR	0
SOLAR	0
HIDROELÉCTRICA	20

Tabla 1 - Precio al que venden el MWh cada una de las cinco centrales generadoras

Para cada hora, las ofertas se ordenan por precio ascendente y se van adjudicando hasta que se cubre la demanda.

En la tabla 2, se muestran las tecnologías ordenadas de menor a mayor precio de oferta (precios de la tabla 1) y los GW que ofertan cada una de ellas, así como la cantidad de energía casada por hora para cubrir la demanda prevista del día siguiente.

	HORA	**1**	**2**	**3**	**4**
	DEMANDA (GW)	**15**	**50**	**30**	**25**
OFERTAS (GW)	NUCLEAR	10	10	10	10
	EÓLICA	0	0	15	15
	SOLAR	5	0	0	5
	HIDROELÉCTRICA	10	15	5	5
	CICLO COMBINADO	2	25	30	10
PRECIO (€/MWh)		0	45	20	0

Tabla 2 - Tecnologías ordenadas en función de sus precios de oferta y la cantidad casada de GW para esa hora

En la hora 1, la energía solar ha fijado el precio de la electricidad (0 €/MWh) ya que sus 5 GW de producción más los 10 GW de nuclear suman los 15 GW necesarios para cubrir la demanda.

En la hora 2, el precio es fijado por Ciclo Combinado (45 €/MWh).

En la hora 3, la hidroeléctrica fija el precio de la electricidad (20 €/MWh) a pesar de ser la que menos producción oferta y menos costes variables tiene.

En la hora 4 el precio es fijado por la energía eólica (0 €/MWh).

Tal como se ha explicado anteriormente, todos los productores cobran el precio fijado por la última central en entrar al sistema, es decir, en la hora 3 por ejemplo, todas las centrales que han casado (nuclear, eólica, solar e hidroeléctrica) cobran el precio fijado por la hidráulica ya que esta ha sido la última tecnología en entrar al sistema.

Con posterioridad a la casación en el Mercado Diario, realizada sobre la base de las previsiones de demanda horaria del día anterior, las empresas oferentes y demandantes de energía pueden ajustar sus posiciones en los «mercados intradiarios», en los procesos de resolución de restricciones técnicas, mediante los servicios complementarios y a través de la gestión de desvíos.

2.2.3.2 Los mercados intradiarios

Una vez establecido el programa diario base de funcionamiento, se da la necesidad de efectuar algunos ajustes en las ofertas o ventas previstas. Para ello, se ponen en marcha los Mercados Intradiarios, que funcionan bajo los mismos criterios que el Mercado Diario.

Estos mercados están organizados en seis sesiones en las que pueden participar, a lo largo del día anterior y en el día presente, todos los agentes que estén autorizados para operar en el Mercado Diario.

En los Mercados Intradiarios, la energía negociada es menor que en el diario, ya que el horizonte temporal va decreciendo y el objetivo es introducir ajustes al Mercado Diario ya negociado. Primero, tienen lugar los mercados intradiarios de subastas donde todos los agentes compran y venden a la vez. Después, el mercado intradiario continuo donde aquellos que aún no han ajustado sus previsiones puedan hacerlo de manera particular en cuanto a precio y cantidad de energía.

Una vez se han definido las nuevas casaciones de oferta y venta del mercado intradiario, se entregan al programa diario viable, determinando así el programa horario final.

2.2.3.3 Resolución de restricciones técnicas

Los resultados de casación se remiten al Operador del sistema (REE) para su validación desde el punto de vista de la viabilidad técnica. Este proceso de validación, se denomina gestión de restricciones técnicas del sistema, y asegura que los resultados del mercado sean técnicamente factibles en la red de transporte y distribución.

Para asegurar esto, el operador del sistema utiliza algoritmos y flujos de red que permiten simular cómo quedaría el sistema eléctrico ante determinados fallos, identificando así las restricciones a resolver.

Por tanto, los resultados del programa horario final pueden sufrir pequeñas variaciones como consecuencia del análisis de restricciones técnicas que realiza el Operador del sistema, dando lugar a un programa diario viable.

2.2.3.4 Servicios complementarios

Este mercado está constituido por tres servicios básicos destinados a resolver posibles desequilibrios en tiempo real entre generación y demanda, y asegurar que el suministro se realiza en condiciones de seguridad y fiabilidad en todo momento manteniendo la frecuencia estable. Los servicios complementarios organizan, por tanto, la regulación frecuencia-potencia.

Cuando se produce un aumento/disminución de potencia consumida, disminuye/aumenta la frecuencia real respecto a la frecuencia de red (50 Hz) y para elevarla/disminuirla de nuevo hay que aumentar la potencia generada.

A continuación, se definen según el Procedimiento de Operación 1.5 [16], los tres servicios complementarios encargados de evitar esas desviaciones:

- Regulación primaria. Los grupos generadores miden la desviación entre la frecuencia real y la de red, y se oponen a dicha desviación disminuyendo o aumentado su generación eléctrica (mediante un regulador de velocidad) durante los primeros 20 segundos.
- Regulación secundaria. La banda de regulación secundaria actúa entre los 20 segundos y 15 minutos del inicio del desbalance. La regulación es calculada por un área de control central y su función principal es mantener la frecuencia de red a 50 Hz.
- Regulación terciaria. Actúa 15 minutos desde que se da la orden a los generadores que actúan en esta banda de regulación.

2.2.3.5 Gestión de desvíos

Este mercado resuelve prácticamente en tiempo real los desajustes entre la oferta y demanda de electricidad tras la celebración de cada mercado intradiario.

Está descrito en el Procedimiento de Operación 3.3 del Sistema Eléctrico.

2.3 Herramientas

Para la realización del análisis, se requiere de una previa adquisición de datos, los cuales se extraen de ficheros publicados por OMIE.

Estos ficheros se generan de manera diaria, es decir, hay un fichero por cada día del año, y cada uno de ellos contiene los datos de las ofertas realizadas por cada una de las centrales de generación eléctrica de España, para cada hora del día.

Los ficheros están estructurados en ocho columnas (Figura 29):

- Hora: hora en la que se realiza la oferta.
- Fecha: día en el que se realiza la oferta.
- País: sistema para el que se realiza la oferta. Se ha trabajado con "MI", Mercado Ibérico.
- Unidad: código de la unidad de generación eléctrica.
- Tipo de oferta: indica si la oferta es de compra (C) o de venta (V). Se ha trabajado con las ofertas de venta (V).
- Energía compra/venta: cantidad de energía ofertada (MWh).
- Precio compra/venta: precio de la oferta realizada (€/MWh).
- Oferta (O)/Casada (C): indica si la oferta realizada casó o no en el Mercado Diario (ver punto 2.2.3 "Funcionamiento del Mercado"). Se ha trabajado con las ofertas casadas (C).

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	Hora	Fecha	Pais	Unidad	Tipo Oferta	Energía Compra/Venta	Precio Compra/Venta	Ofertada (O)/Casada (C)
2	1	01/01/2019	MI	BEULC01	C	0,1	180,3	O
3	1	01/01/2019	MI	ENDEC04	C	21	180,3	O
4	1	01/01/2019	MI	ENDE01	C	2.368,10	180,3	O
5	1	01/01/2019	MI	BPRM01	C	6,7	180,3	O

Figura 29 – Ejemplo datos de los archivos diarios de OMIE

Esta distribución diaria de los datos no permite realizar el estudio deseado de una manera eficiente, ya que el objetivo del estudio es extraer conclusiones de carácter anual.

La extracción de datos para el estudio se puede hacer de manera manual, pero eso implicaría abrir 365 archivos, filtrar cada uno de ellos y copiar y pegar sus datos en un fichero maestro, siendo todo esto, una tarea bastante laboriosa.

Por ello, surge como necesidad del proyecto implementar una herramienta que permita contener todos esos datos de una manera agrupada. Esta herramienta se ha realizado a través de una macro de Excel soportada por lenguaje VBA.

La herramienta se estructura en dos macros y cada una de ellas, contiene una serie de funciones:

- Macro 1. Funciones:
    - Cambio de formato original a formato ".txt"
- Macro 2. Funciones:
    - Apertura de ficheros
    - Filtrado de datos
    - Extracción de datos a fichero maestro

Las macros están desarrolladas en el libro de Excel principal denominado "Macro - Participación de las CCC en el mercado diario 2019 v1.0".

Este libro se compone de tres hojas:

- Hoja 'Macro_1': hoja donde el usuario tiene que aportar una serie de datos de entrada (Figura 31).
- Hoja 'Resultados_Macro_1': en la columna B de esta hoja (Figura 30), la macro 1 escribe cada uno de los nombres de los archivos diarios (total 365 archivos) y en la columna C (Figura 32), los nombres actualizados de los archivos, tras haber hecho la conversión de extensión (de ".1" a ".txt").
- Hoja 'Macro_2': hoja donde se encuentra el maestro de las unidades de producción de Ciclo Combinado de España, y donde el usuario indica el nombre del libro donde se agruparán los datos extraídos de los archivos diarios (Figura 34).

Además, se trabaja con otro libro de Excel denominado "Resultados Brutos – Participación de las CCC en el mercado Diario 2019 v1.0", donde la macro 2 escribe y agrupa en una única tabla todos los datos extraídos de los archivos diarios.

Este libro se compone de dos hojas:

- Hoja 'AUX': hoja auxiliar donde se pegan los datos filtrados de cada uno de los archivos diarios, previamente tratados en la macro 1 (ver apartado 2.3.2 "Macro 2").
- Hoja 'DATOS': una vez se han pegado los datos de todos los días en la hoja AUX, se hace un filtro para eliminar las cabeceras de los archivos diarios (fila 1

de la hoja de Excel de la Figura 29) que aparecen entre los datos de un día y otro.

2.3.1 Macro 1

Como se ha comentado, los ficheros se descargan de la página de OMIE, donde se encuentran agrupados en carpetas comprimas por meses (Figura 30).

Se ha generado dentro del ordenador de trabajo, una carpeta máster denominada "Archivos OMIE" en la que se incluyen las subcarpetas mensuales descargadas.

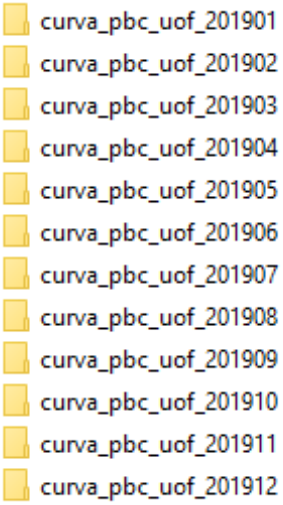


Figura 30 - Ficheros OMIE de la carpeta "Archivos OMIE"

Dentro de cada una de estas carpetas, hay un fichero por cada día del mes, cuyo formato es indefinido ".1", por tanto, se realiza una reconversión a fichero de texto plano incluyendo en el nombre del archivo la extensión ".txt".

La macro se ha desarrollado de tal manera que el usuario tiene que aportar una serie de datos de entrada (Figura 31):

- Directorio de la carpeta máster
- Nombre de la carpeta máster
- Extensión a convertir los archivos

Ruta en la que se encuentra la carpeta Master	D:\4. Universidad\TFG Sara
Nombre de la carpeta Master	Archivos OMIE
Extension a convertir los archivos	.txt

Figura 31 - Datos entrada Macro 1

Con esta información, la subrutina principal obtendrá el nombre de las subcarpetas mostradas en la Figura 30.

En el código de esta subrutina principal hay un “bucle for” cuya función es llamar a la primera subrutina secundaria, en la que se obtiene el nombre de los archivos contenidos en cada una de las subcarpetas.

Con la información aportada por el usuario, concatenada a la información conseguida por las subrutinas principal y secundaria, se configura la dirección completa de cada uno de los archivos diarios, que se irán listando secuencialmente en la columna B de la hoja “Resultados_Macro_1” del libro “Macro - Participación de las CCC en el mercado diario 2019 v1.0” (Figura 32).

B
Nombre Original
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190101.1
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190102.1
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190103.1
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190104.1
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190105.1
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190106.1
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190107.1
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190108.1
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190109.1
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190110.1
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190111.1
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190112.1
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190113.1
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190114.1
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190115.1
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190116.1
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190117.1
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190118.1
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190119.1
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190120.1
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190121.1
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190122.1
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190123.1
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190124.1
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190125.1
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190126.1
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190127.1
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190128.1
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190129.1
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190130.1
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190131.1

Figura 32 – Hoja “Resultados_Macro_1”. Dirección completa de cada archivo diario (ejemplo mes de enero)

Una vez se tiene el nombre de todos los archivos, una segunda subrutina secundaria se encarga de cambiar la extensión de los archivos, sustituyendo la extensión original “.1”, por la final de trabajo “.txt”. En la columna C de la hoja “Resultados_Macro_1” se irán listando secuencialmente el nombre de los archivos con la nueva extensión “.txt” (Figura 33).

C
Nombre extensióon .txt
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190101.txt
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190102.txt
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190103.txt
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190104.txt
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190105.txt
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190106.txt
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190107.txt
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190108.txt
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190109.txt
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190110.txt
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190111.txt
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190112.txt
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190113.txt
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190114.txt
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190115.txt
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190116.txt
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190117.txt
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190118.txt
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190119.txt
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190120.txt
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190121.txt
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190122.txt
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190123.txt
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190124.txt
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190125.txt
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190126.txt
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190127.txt
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190128.txt
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190129.txt
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190130.txt
D:\4. Universidad\TFG Sara\Archivos OMIE\curva_pbc_uof_201901\curva_pbc_uof_20190131.txt

Figura 33 - Hoja "Resultados_Macro_1". Dirección completa de cada archivo diario con extensión ".txt" (ejemplo mes de enero)

En el Anexo 2 se muestra el código implementado y con comentarios específicos de cada línea para describir lo que se está haciendo.

2.3.2 Macro 2

La siguiente macro está estructurada en una única subrutina, la cual tiene anidadas las tres funciones comentadas anteriormente.

Para esta macro, es necesario que el usuario introduzca como dato de entrada el nombre del archivo maestro (libro de Excel "Resultados Brutos – Participación de las CCC en el mercado Diario 2019 v1.0") donde se agruparán los datos extraídos de cada archivo diario (Figura 34).

Nombre archivo resultados	D:\4. Universidad\TFG Sara\Herramienta\Resultados Brutos - Participación de las CCC en el mercado diario 2019 v1.0.xlsx

Figura 34 - Archivo maestro "Resultados brutos – Participación de las CCC en el mercado diario 2019 v1.0.xlsx"

Esta subrutina contiene un "bucle for" principal, el cual permite abrir los ficheros diarios (columna C, Figura 33) de manera secuencial.

Una vez abierto el fichero, se aplican dos filtros para obtener los registros de las ofertas casadas realizadas por las unidades de producción de Ciclo Combinado.

A continuación, se copian los datos obtenidos y se pegan en el fichero maestro denominado “Resultados Brutos – Participación de las CCC en el mercado diario 2019 v1.0.xlsx”, para agrupar en una sola tabla todos los registros filtrados obtenidos de cada uno de los ficheros.

En el Anexo 3 se muestra el código implementado y con comentarios específicos de cada línea.

Capítulo 3 – Descripción experimental

Los datos con los que se va a trabajar en el Capítulo 3, “Descripción experimental”, son los referidos al Mercado Diario. Estos datos están recogidos en el PBF (Programa Base de Funcionamiento), programa donde se desglosan de manera horaria, las diferentes Unidades de Programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular.

Se ha analizado la generación de las Centrales de Ciclo Combinado en el Mercado Diario y la generación en tiempo real, para conocer así dónde se generó más energía.

Los datos para realizar este análisis se han extraído de la página web de ESIOS: “Generación C. Combinado en Tiempo Real” en MW (unidades de potencia) y “Generación Programada PBF C. Combinado” en MWh (unidades de energía) [28].

Es importante trabajar con las mismas unidades de medida a la hora de comparar, por lo que se ha hecho la siguiente conversión que permite para pasar de MW a MWh, y trabajar así con unidades de energía (ecuación Figura 35).

$$\frac{\text{MW}}{\text{mes}} \rightarrow \frac{\text{MWh}}{\text{mes}} = \frac{\text{MW}}{\text{mes}} * \frac{\text{Nºdías}}{\text{mes}} * \frac{\text{24 horas}}{\text{día}}$$

Figura 35 - Conversión de unidades de potencia (MW) a unidades de energía (MWh)

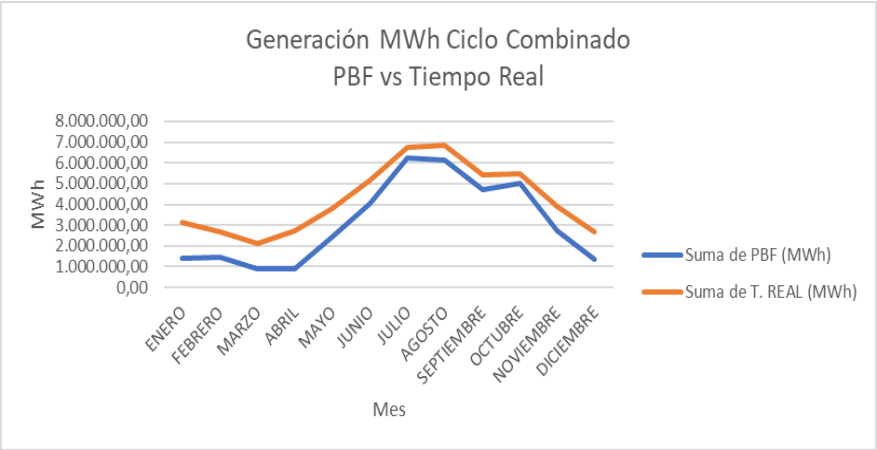


Figura 36 - Generación MWh de Ciclo Combinado en el PBF y en Tiempo Real

La proporción de energía asignada en el Mercado Diario es menor que la asignada en tiempo real de la generación de las CCC (Figura 36).

Por tanto, el motivo de centrar el estudio en este mercado no es por ser el mercado donde hubo mayor generación con Ciclo Combinado, sino por la influencia que tiene

esta tecnología en él a la hora de fijar el precio de la electricidad. Esto se explica con mayor detalle en el apartado 3.2.3 “Influencia del Ciclo Combinado en el precio de la electricidad”.

El análisis que se va a desarrollar consta de varias etapas en las que se plantea una cuestión a resolver y un factor que permite justificarla. Cada etapa finaliza con una conclusión, y el objetivo del estudio es relacionar todas las conclusiones entre sí para obtener el resultado del análisis.

En primer lugar, es necesario establecer las denominadas etapas iniciales que permiten presentar los datos base y la información que se va a emplear en las posteriores etapas de desarrollo analítico.

3.1 Etapas iniciales: presentación de datos

3.1.1 Producción energética mensual asignada en el Mercado Diario en el año 2019

Para conocer la cantidad mensual asignada de energía (MWh), en el Mercado Diario en el año 2019, la página web de REE facilita el denominado Programa Base de Funcionamiento (PBF) explicado anteriormente (ver gráfico de la Figura 37).

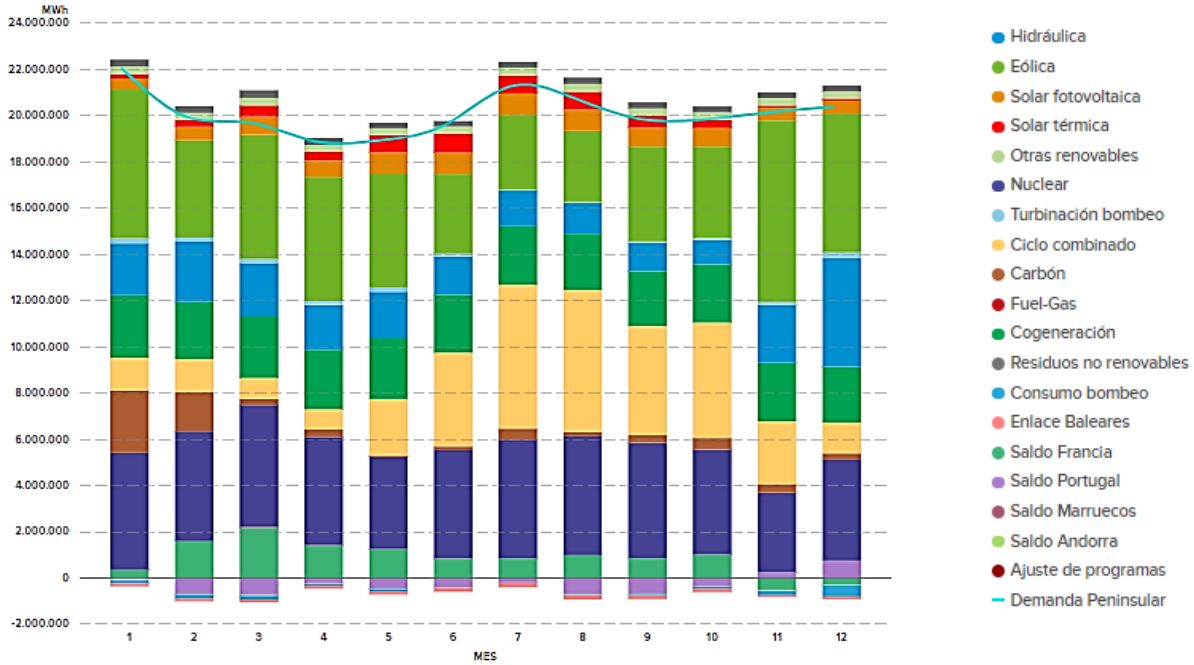


Figura 37 - Gráfica PBF año 2019. Cantidad de MWh casados en cada mes [28]

A simple vista lo más interesante del gráfico de la Figura 37, es observar como la generación del Ciclo Combinado siguió la curva de la demanda peninsular, es decir, aumentó su producción energética en los momentos de mayor demanda y la disminuyó en los de menor demanda.

El mes de julio fue el mes donde mayor participación de Ciclo Combinado y menor presencia de renovables hubo, siendo a su vez, el mes de mayor demanda energética peninsular (21.000.000 MWh aproximadamente).

La información aportada por este gráfico permite calcular el porcentaje de participación mensual del Ciclo Combinado, respecto a la casación energética total de todas las tecnologías participantes en ese mes.

Para calcular este porcentaje, se han utilizado los siguientes datos extraídos de la página web de ESIOS (ver tabla 3):

- La suma total mensual de los MWh generados por todas las tecnologías que participaron.
- La cantidad de MWh que generó Ciclo Combinado en cada mes.

MES	MWh TOTAL	MWh CCC
ENERO	22.079.476,80	1.409.116,90
FEBRERO	18.819.670,20	1.437.015,90
MARZO	18.880.743,30	913.880,50
ABRIL	17.610.031,40	875.119,80
MAYO	18.439.983,00	2.447.824,20
JUNIO	18.926.347,60	4.060.458,80
JULIO	21.483.345,40	6.217.072,30
AGOSTO	20.658.548,10	6.144.766,30
SEPTIEMBRE	19.729.377,30	4.714.645,30
OCTUBRE	19.387.641,40	4.999.930,60
NOVIEMBRE	20.763.537,60	2.718.730,30
DICIEMBRE	20.547.070,50	1.333.598,90

Tabla 3 - Suma total mensual de MWh global y de CCC

Mediante la herramienta Microsoft Excel, se ha generado el gráfico dinámico de la Figura 30 a partir de los datos mostrados en la tabla 3. En él se representa, mes a mes, el porcentaje de generación eléctrica con Ciclo Combinado respecto del total generado por todas las tecnologías.

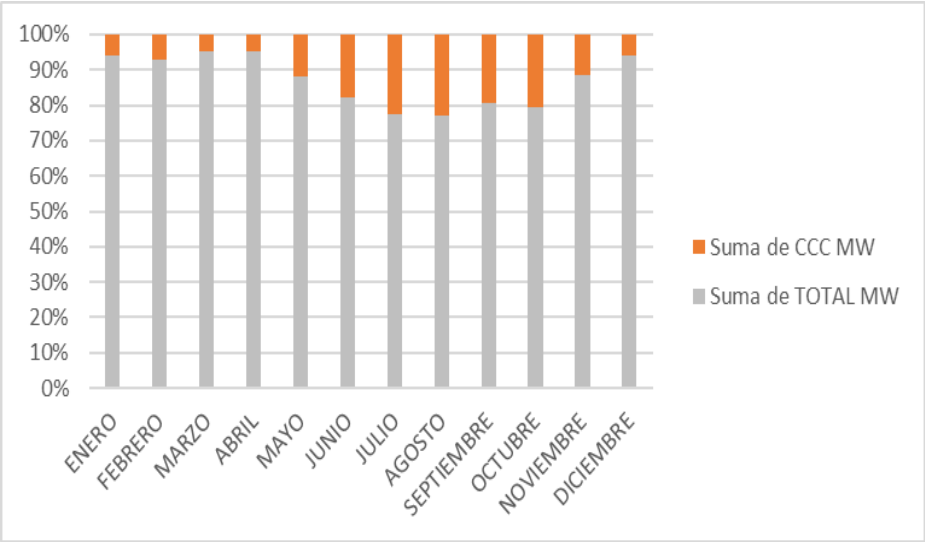


Figura 38 - Porcentaje de generación mediante CCC frente al total mensual

En los meses de verano, la energía asignada de Ciclo Combinado en el Mercado Diario fue el 20% de la energía total, y fue la tecnología con mayor participación en los meses de julio (6.217.072,30 MW) y agosto (6.144.766,30 MW), mientras que en los meses de invierno y primavera, casó únicamente el 5%, siendo marzo (913.880,50) y abril (875.119,80) los meses donde menos producción hubo.

3.1.2 Unidades de producción de Ciclo Combinado

En España hay treinta centrales de Ciclo Combinado, cada una de ellas integrada por una o varias unidades de producción o grupos, sumando un total de cincuenta distribuidos por toda la península. En el mapa de la Figura 39, se ubican las distintas centrales de Ciclo Combinado representadas mediante un icono y con un número asignado para referenciarlas de manera sencilla.

Figura 39- Ubicación geográfica de las Centrales de Ciclo Combinado en España [38]

En el Anexo 1, se detallan los datos más relevantes de las centrales de Ciclo Combinado bajo estudio, como la ubicación geográfica, el nombre de cada central, el número de grupos y el tipo de configuración (monoeje o 2x1), el código alfanumérico establecido por REE para cada unidad, el año de inicio de actividad y la potencia máxima instalada (MW). El fin de mostrar estos datos es aportar información sobre las centrales, y poder utilizarla como herramienta para justificar su participación en el mercado.

Como dato de interés, en el año 2005 comenzaron su actividad 8 nuevos grupos de Ciclo Combinado, suponiendo un incremento de la potencia instalada de 3.890 MW.

En contraposición, la capacidad de generación disminuyó 441 MW debido a la finalización de la actividad de algunos equipos de fuel-gas y carbón, por lo que el aumento neto fue de 3.555 MW.

Además, el 2005 fue un año de sequias lo que causó un decrecimiento de la producción de energía hidráulica provocando la necesidad de suplir esa generación mediante otras tecnologías de rápida respuesta, como es el Ciclo Combinado.

En España, destacan las centrales de Ciclo Combinado con configuración mono eje, seguidas por las de configuración 2x1. Estas últimas, al tener dos turbinas de gas, tienen mayor potencia instalada que las de monoeje, siendo la central térmica de Ciclo Combinado de Besós V, la central con mayor potencia instalada (859 MW).

3.1.3 Unidades de producción de Ciclo Combinado. Casación mensual en el Mercado Diario 2019

La generación energética mediante Ciclo Combinado en los meses de enero y febrero fue baja, menos del 10% de la generación total.

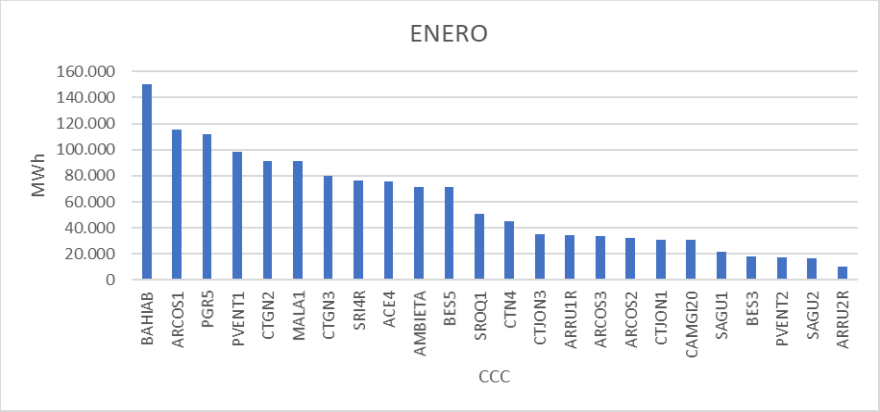


Figura 40 - Unidades de producción que casaron en enero

En enero (Figura 40), la unidad de producción BAHIAB (C.T. Bahía de Vizcaya) destaca sobre el resto con una generación de 150.206,30 MWh. Está ubicada en el País Vasco, y su configuración es 2x1.

En febrero (Figura 41), destaca de nuevo BAHIAB con una generación de 146.835,90 MWh y ALG3 (C.T. Bahía de Algeciras) con 144.832,00 MWh. Esta última está ubicada en Cádiz y tiene una configuración 2x1.

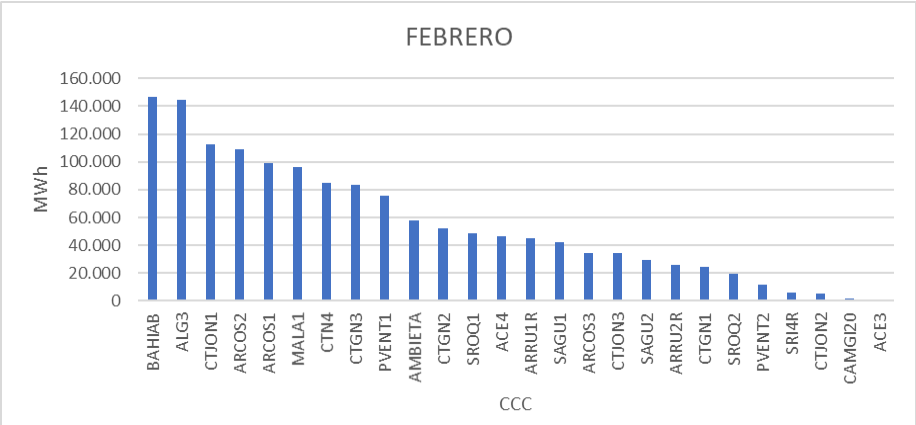


Figura 41 - Unidades de producción que casaron en febrero

En marzo y abril, el Ciclo Combinado generó el 2-3% de la energía total, fueron los meses donde menos casación de esta tecnología hubo.

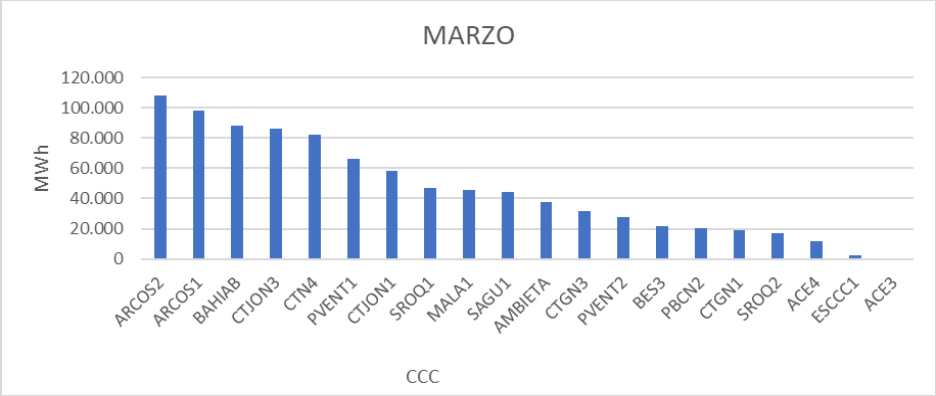


Figura 42 - Unidades de producción que casaron en marzo

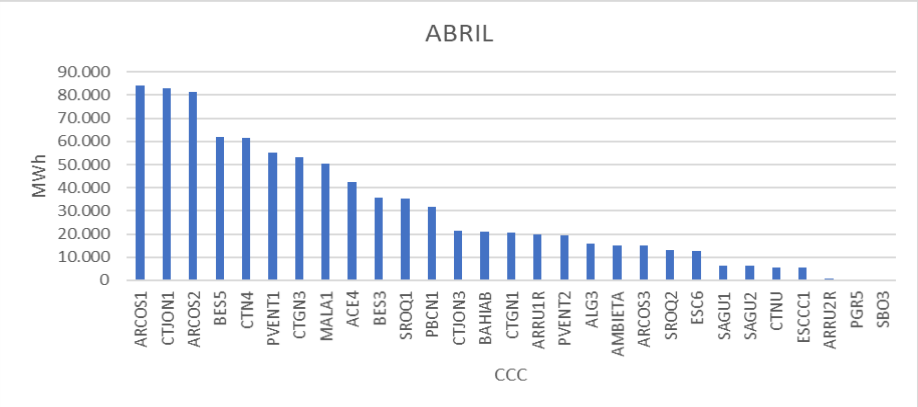


Figura 43 - Unidades de producción que casaron en abril

En marzo (Figura 42), las unidades de producción que más MWh generaron fueron ARCOS 2 (108.060,10 MWh) y ARCOS1 (98.174,70 MWh), pertenecientes a la C.T. de Arcos ubicada en Andalucía y con una configuración monoeje. En abril (Figura 43), destacaron de nuevo las unidades de producción ARCOS1, CTJON y ARCOS 2

con una producción de 84.275,30 MWh, 83.043,20 MWh y 81.226,30 MWh, respectivamente.

A partir del mes de mayo, las centrales de gas fueron aumentando su participación pasando de un 12 % a más de un 20% en los meses de julio y agosto.

En mayo (Figura 44), PVENT2 y PVENT1 fueron las que más energía generaron, 248.861,20 MWh y 248.606,00 MWh respectivamente. Pertenecen a la C.T. Plana de Vent, ubicada en Cataluña con una configuración monoeje. En junio (Figura 45), destaca sobre el resto la unidad de producción ALG3 con 538.072,90 MWh generados.

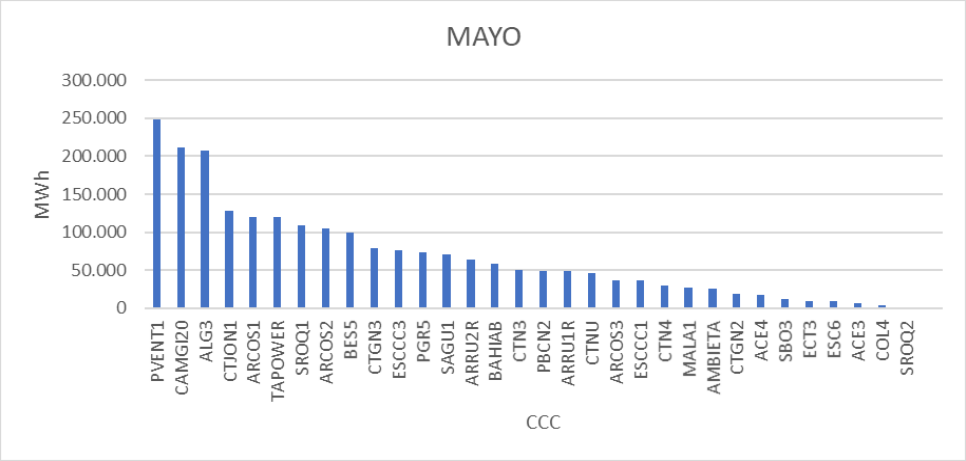


Figura 44 - Unidades de producción que casaron en mayo

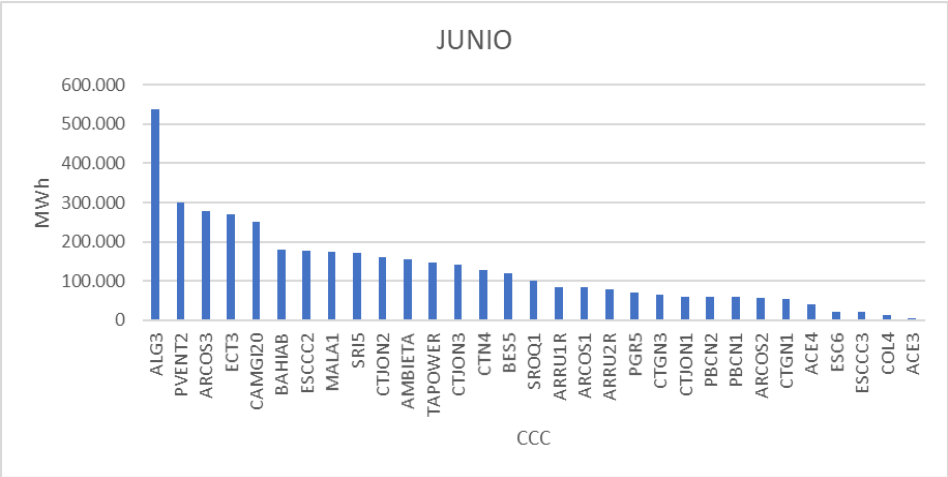


Figura 45 - Unidades de producción que casaron en junio

En julio (Figura 46), ALG3, ECT3 (ubicada en Aragón con configuración 2x1) y ARCOS3 (ubicada en Andalucía con configuración 2x1) generaron 566.343,50 MWh, 544.970,40 MWh y 471.342,20 MWh respectivamente.

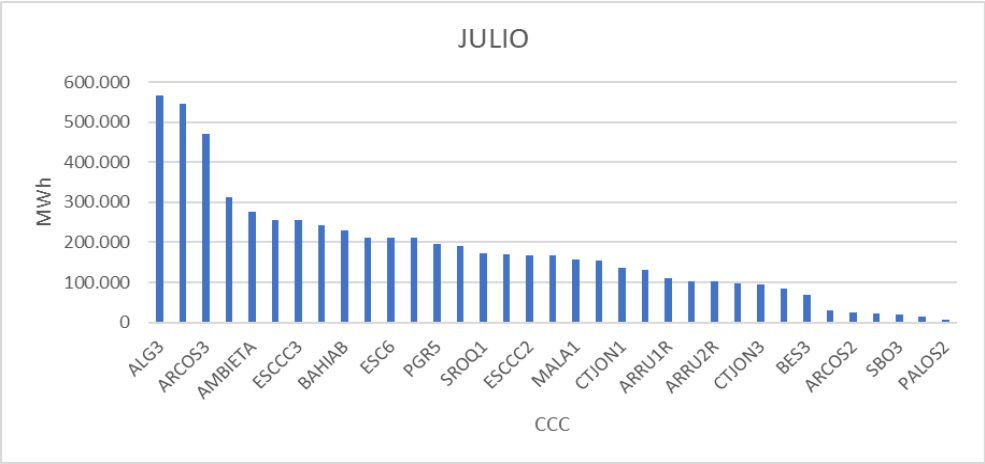


Figura 46 - Unidades de producción que casaron en julio

En agosto (Figura 47), las unidades de producción ECT3 (545.140,00 MWh) y ALG3 (542.585,00 MWh) fueron las que más energía generaron.

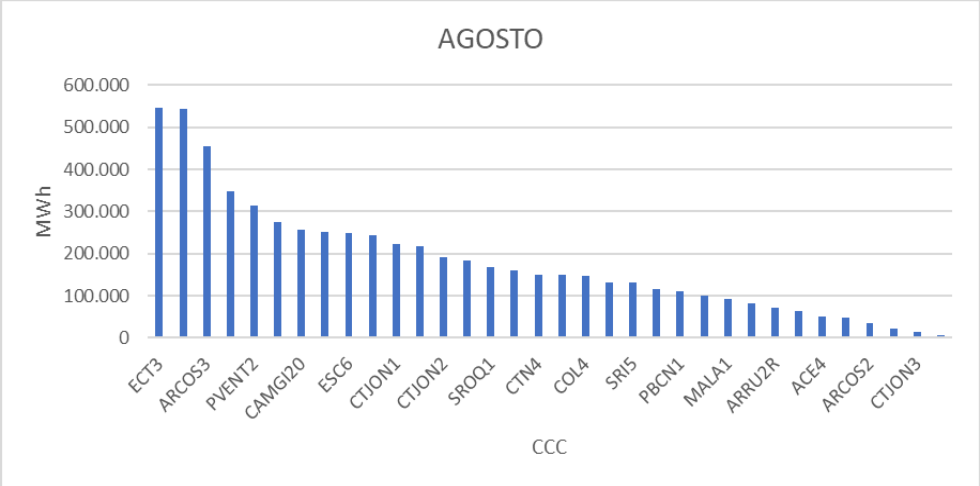


Figura 47 - Unidades de producción que casaron en agosto

En septiembre (Figura 48), ALG3 fue la que más participación tuvo de nuevo, con 461.163,30 MWh casados.

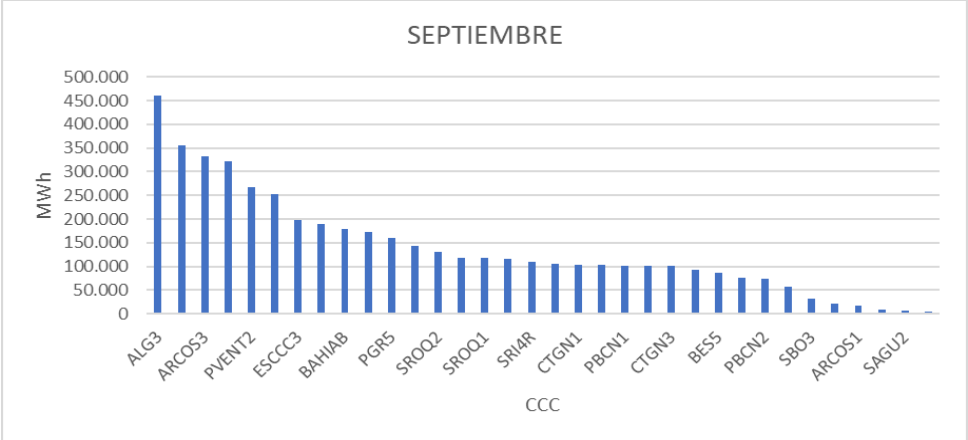


Figura 48 - Unidades de producción que casaron en septiembre

En octubre (Figura 49), destacan ALG3 y ARCOS3 con 438.344,00 MWh y 384.528,10 MWh respectivamente.

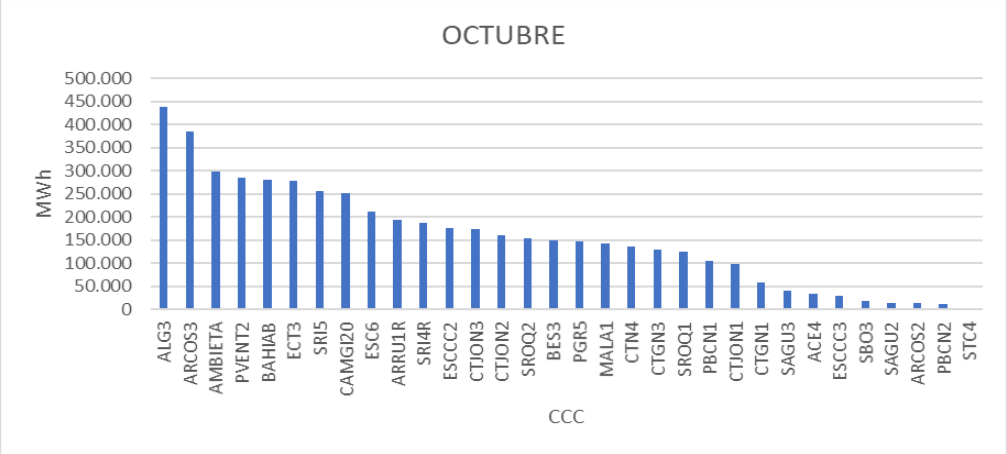


Figura 49 - Unidades de producción que casaron en octubre

En noviembre y diciembre, disminuye de nuevo la participación de las CCC suponiendo un 10% y un 5 % respectivamente, de la generación total en estos meses.

En noviembre (Figura 50), al igual que ocurrió en agosto, ECT3 fue la unidad de producción que más MWh generó, 258.057,1 MWh. En diciembre (Figura 51), AMBIETA generó 209.097,6 MWh, una producción bastante superior al resto de unidades que casaron en este mes.

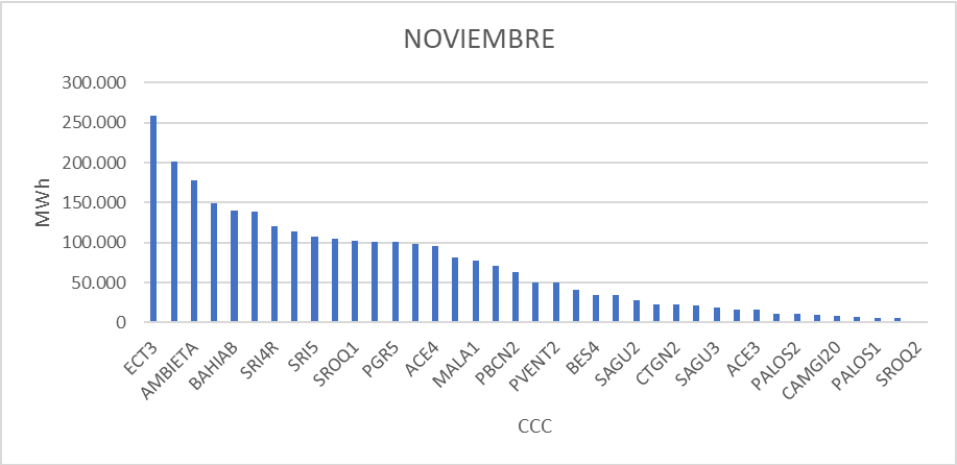


Figura 50 - Unidades de producción que casaron en noviembre

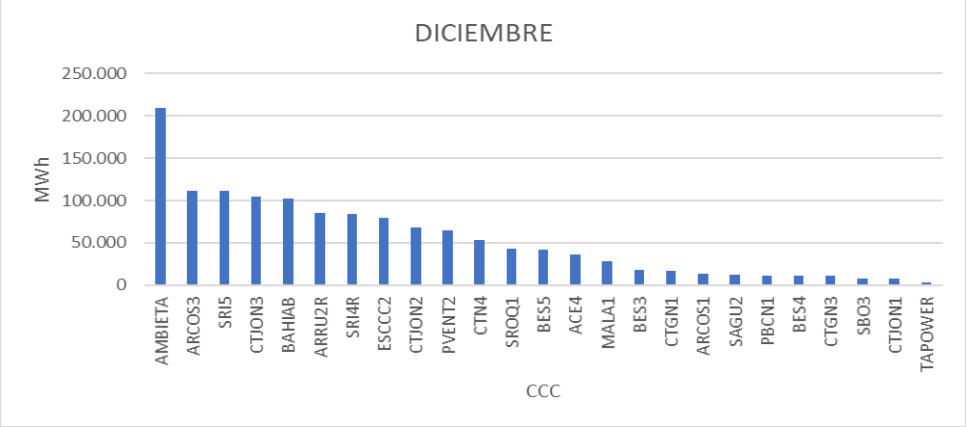


Figura 51 - Unidades de producción que casaron en diciembre

3.1.4 Demanda y precio del gas natural en España

3.1.4.1 AÑO 2019

El gas natural es la fuente de materia prima utilizada en varios sectores, cuyo consumo depende de la demanda característica de cada época del año. El gas natural se consume principalmente para generación eléctrica y para el denominado "consumo convencional" en el que se incluye el consumo industrial, el doméstico y el comercial.

El gráfico de la Figura 52, se ha generado a partir de datos extraídos de la página web de CORES [29] (entidad de mantenimiento y control de reservas en España, siendo además la fuente de información en el sector de hidrocarburos), y permite conocer de manera visual cómo fue la demanda de gas en cada sector en el año 2019.

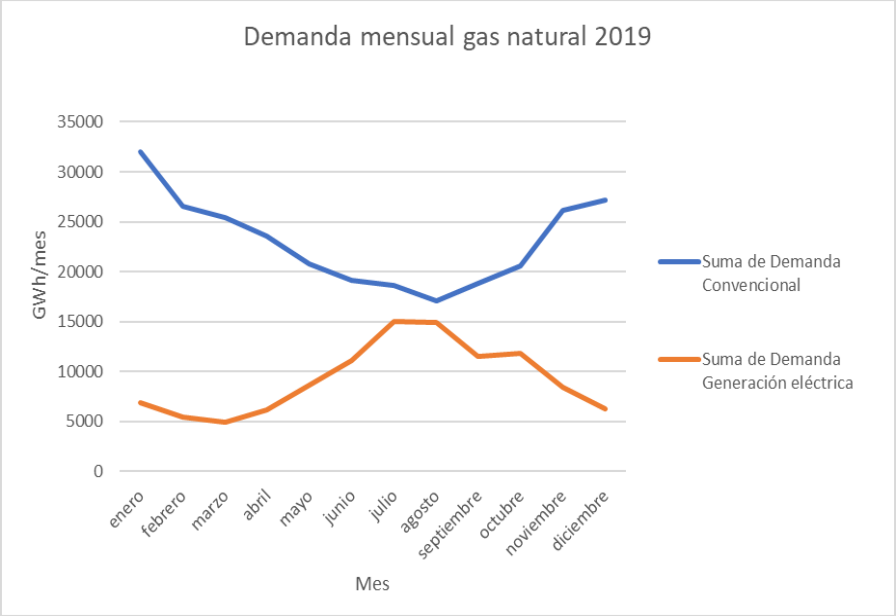


Figura 52 - Demanda mensual de gas natural 2019 (GWh/mes)

La demanda de gas anual para generar energía eléctrica en las Centrales térmicas de Ciclo Combinado fue de 110,4 TWh (27,7% de la demanda total de gas del año 2019), situando el volumen de ventas en un rango entre los 5 y 15 TWh/mes, siendo julio el mes de mayor volumen vendido debido a la alta participación de las CCC por la alta demanda eléctrica y la baja producción con energías renovables.

Según datos aportados por la CNMC a través del documento "*IS/DE/007/20: IS DEL MERCADO DE GAS NATURAL EN ESPAÑA. AÑO 2019"* [35], en el año 2019 se produce un crecimiento importante respecto a los años anteriores, en la demanda de gas destinada a la generación eléctrica en CCC (+80,3%) debido a la reducción de la generación mediante carbón y a la caída de la producción hidráulica de, aproximadamente, el 28% por la escasez de lluvias.

La demanda de gas para uso industrial representó el 54.8% de la demanda anual de gas en España (218.3 TWh), aumentando en un 2.1% respecto al 2018.

La demanda del sector doméstico y comercial en el 2019 fue de 70 TWh, siendo el principal responsable de la estacionalidad del consumo de gas debido al uso del gas en la calefacción de las viviendas o comercios. Así, el consumo de gas en febrero (el mes de más consumo en 2019) supera al consumo en agosto, en una proporción de 5 a 1 (10.894 GWh/mes frente a 2.043 GWh/mes).

El mes de enero, fue el mes de mayor volumen de venta de gas en los dos sectores anteriores (pertenecen al sector convencional), debido principalmente al uso de las calefacciones por las bajas temperaturas, y fue disminuyendo a medida que las temperaturas aumentaron a lo largo del año. Los meses de verano fueron los meses de menor demanda en estos sectores debido fundamentalmente a los periodos vacacionales.

MIBGAS es el operador del mercado organizado del gas en España.

La evolución de los precios del gas en el 2019, se detalla en el documento "*Informe sobre el funcionamiento del mercado mayorista de gas en 2019 y recomendaciones para el incremento de la liquidez, la transparencia y el nivel de competencia del mercado organizado"* [39], proporcionado por la CNMC . Destacan tres factores protagonistas en la evolución del precio del gas natural en el 2019:

- Sobreabastecimiento de GNL a nivel mundial. En Europa y España aumentó un 75% y un 45%, respectivamente respecto al 2018, disminuyendo un 40% el promedio anual de €/MWh (de 24.02 €/MWh a 14.28 €/MWh).

- Crecimiento de la demanda de gas natural para generación electrica en España. La competitividad del gas frente al carbón supuso un aumento del 80% de la demanda del gas frente al 2018.
- Influencia de la producción diaria de las energías renovables. La alta presencia de eólica en el mercado spot de la electricidad, disminuye la producción de Ciclo Combinado, disminuyendo el precio del gas debido a la baja demanda.

Para conocer el precio del gas mensual en el 2019 se ha ponderado el volumen de gas vendido diario, y el precio al que se vendió, datos facilitados por MIBGAS [40].

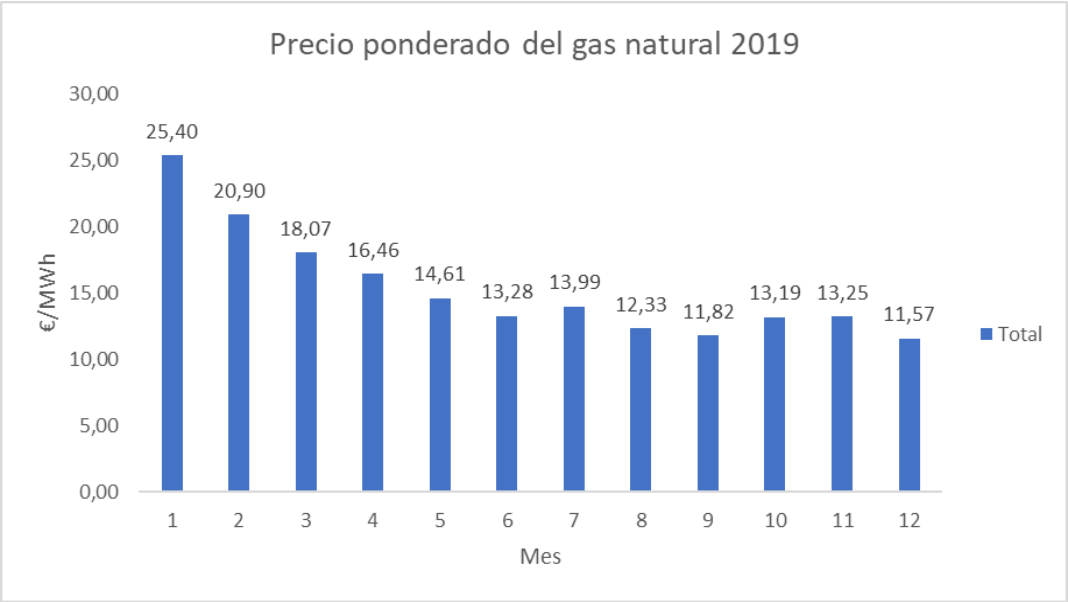


Figura 53 – Precio ponderado mensual del gas año 2019

Comparando la tendencia de los graficos de las Figuras 52 (línea azul) y Figura 53, hay una relación visible y directa entre la demanda del sector convencional y el precio del gas, siendo enero el mes donde más demanda hubo en este sector y donde el gas tuvo el mayor valor, disminuyendo de la misma manera ambos valores a lo largo del año.

En el mes de octubre subió el precio de venta del gas debido a la influencia de los mercados internacionales.

Para conocer el precio del gas natural en estos mercados se ha buscado información en la página web de INDEXMUNDI (herramienta que contiene estadísticas detalladas de países, gráficos y mapas compilados de múltiples fuentes) sobre el precio mensual del gas natural ruso (Rusia es una de las principales fuentes de sumintro de gas a Centro

Europa, pero los precios están bastante relacionados con España porque son mercados próximos). Las unidades del precio son €/millones de BTU[8].

Los datos extraidos se representan en el gráfico de la Figura 54, donde se observa el incremento de precio en el mes de octubre comentado anteriormente, así como la relación evidente con el precio de venta de gas en España.

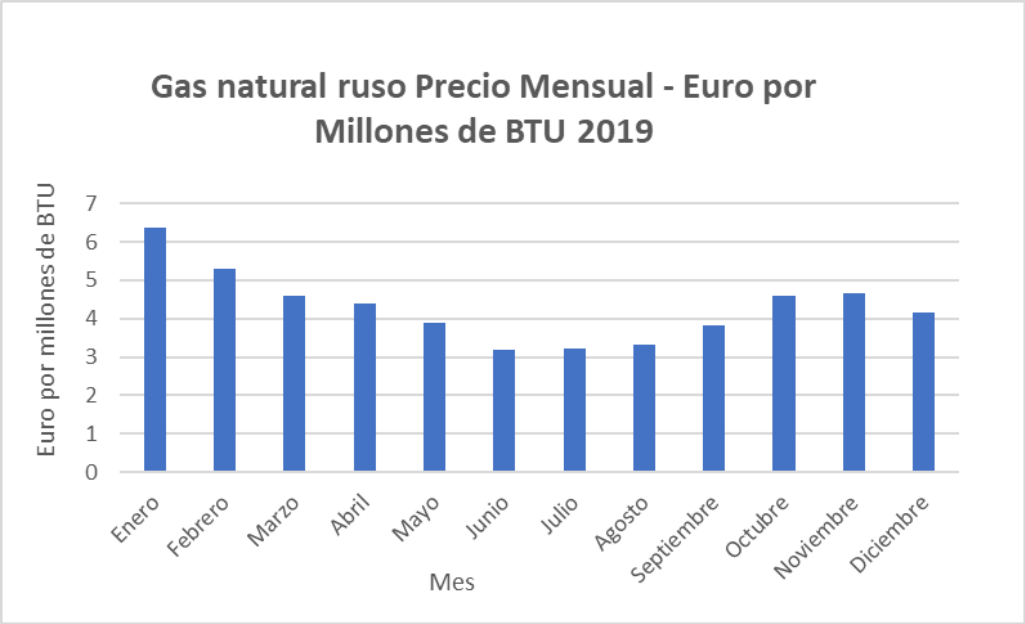


Figura 54 – Precio mensual del gas natural ruso 2019 (€/millones de BTU)

3.1.4.2 AÑO 2021

El análisis del presente proyecto se ha realizado para el año 2019 debido a la situación excepcional que se dio en el 2020, causada por la pandemia mundial COVID-19.

Este año anómalo, causó importantes consecuencias en el precio de la electricidad del año 2021, que merecen ser mencionadas en este proyecto debido a la estrecha relación que mantienen con el precio del gas y, por tanto, con la generación de energía eléctrica mediante las Centrales de Ciclo Combinado.

La relación entre el precio del gas y el precio de la electricidad se explica detalladamente en el apartado 3.2.3 “Influencia del Ciclo Combinado en el precio de la electricidad”.

En el 2020, disminuyó la actividad debido a la grave situación que generó la pandemia, reduciéndose el consumo de gas natural y por tanto los precios de venta de

[8] BTU son las siglas en inglés de British Thermal Unit

este. Cuando la actividad se empezó a recuperar, el consumo de gas aumentó, disparando la demanda debido a la incertidumbre de los países de quedarse sin suministro, generando una gran competencia para asegurar el llenado de los depósitos de gas.

Esta competencia causó el aumento del precio del gas en los mercados internacionales. En el año 2020, los precios son menores que en el año 2019 debido a la baja demanda por la situación pandémica, mientras que en el año 2021 aumentaron por la recuperación económica que causó la competencia mencionada anteriormente (Figura 55). Europa vivió un invierno muy frío (España lo sufrió con la borrasca Filomena), reduciéndose rápidamente las reservas de gas natural por el uso de las calefacciones. Esto causó que el precio se disparara en febrero debido a la necesidad de recuperar lo gastado en enero.

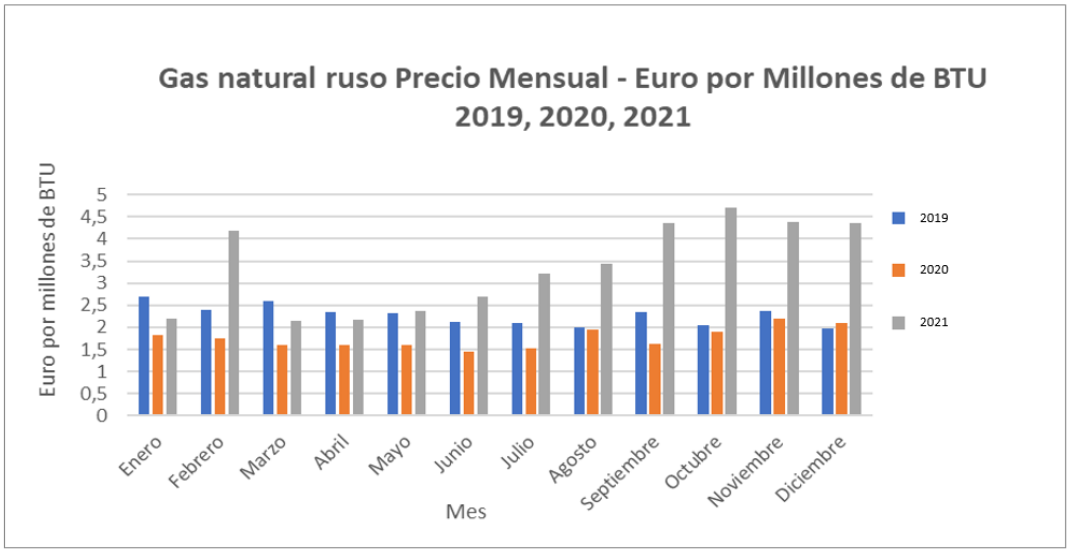


Figura 55 – Comparación precio mensual del gas natural ruso 2019, 2020 y 2021

España importa prácticamente el 100% del gas que utiliza de países como Argelia, EE. UU., Nigeria, Rusia o Qatar, condicionando sus reservas a relaciones comerciales y geopolíticas con estos países (Figura 56).

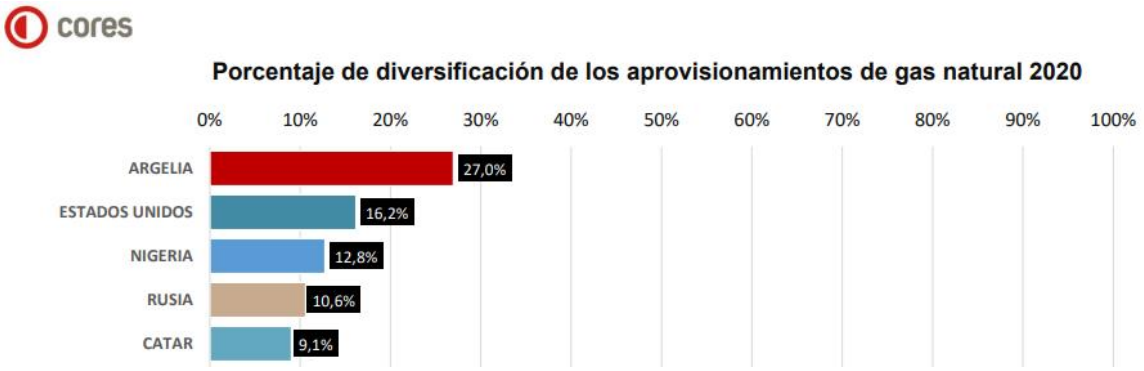


Figura 56 – Importaciones mayoritarias de gas natural en el 2020 []

El 31 de octubre de 2021, el Gaseoducto Magreb-Europa (GEM) cortó su suministro debido a la crisis diplomática entre Argelia (país origen de la materia prima) y Marruecos (país por donde pasaba el gaseoducto). Esto conllevó a suplir ese suministro a través del Gaseoducto de Medgaz, que conecta directamente Argelia con Almería, y al aumento del suministro de GNL a través de buques metaneros con respecto al año anterior (Figura 57).

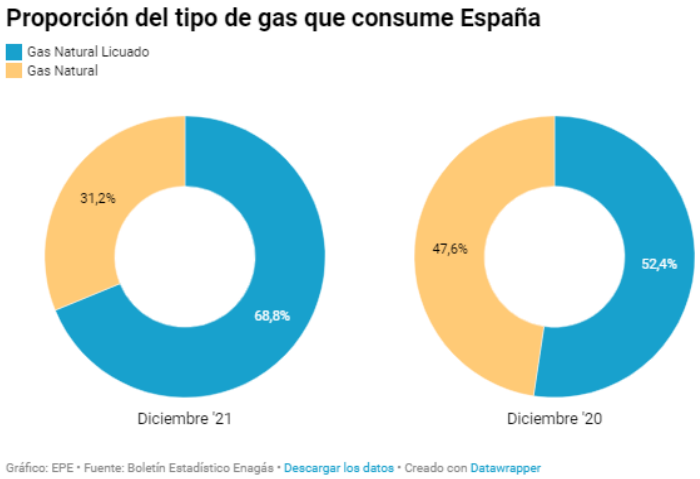


Figura 57 - Proporción del tipo de gas consumido en España 2020 frente a 2021 [25]

En el 2020, el gas se suministró en mayor medida mediante gaseoductos, mientras que en el 2021 fue a través de buques metaneros (GNL). El consumo de gas vía GNL es más caro que el consumo vía gaseoducto, ya que conlleva someter al gas a dos cambios de fase: primero hay que licuarlo en el país importador para transportarlo (encarece el proceso) y después regasificarlo en el destino para distribuirlo por la red gasística nacional. A esto se suma que el transporte por mar puede retrasarse o sufrir algún inconveniente, además de ser un transporte caro y contaminante. El transporte de gas está directamente relacionado con el precio de venta del gas, si el precio del gas sube, el precio del transporte sube.

Otro factor que influyó en la subida de los precios de la electricidad fue la subida de las tasas de emisión de dióxido de carbono, debido a la importante apuesta por impulsar la generación con energías renovables.

Las tasas de emisiones de dióxido de carbono a la atmosfera, es un impuesto de carácter medioambiental que pretende reducir las emisiones de este gas efecto invernadero a la atmosfera, haciendo pagar a los productores en proporción a sus emisiones. En el 2021, estas tasas han alcanzado valores de 60 € la tonelada emitida de CO_2, valores muy elevados respecto a años anteriores (Figura 58).

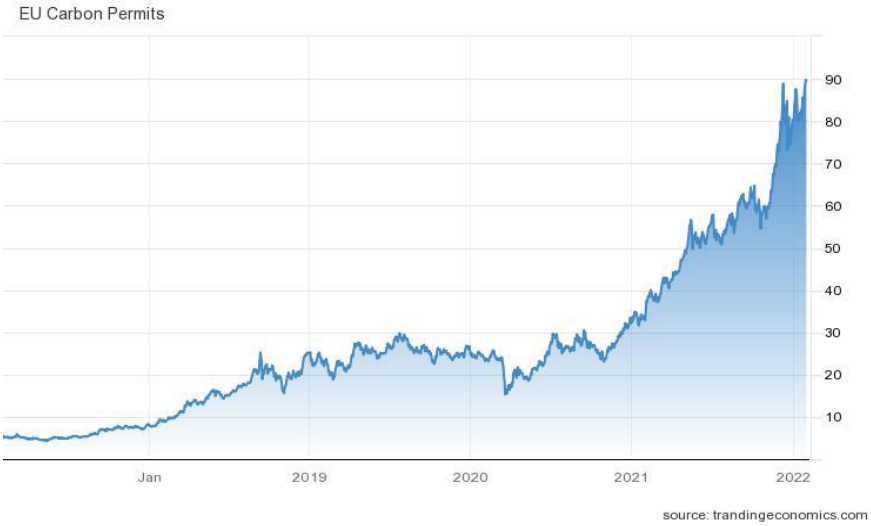


Figura 58 - Tasas emisiones CO2. € por tonelada de CO_2 emitida [41]

Todo ello justifica el desmesurado aumento del precio de la electricidad en el año 2021.

3.1.4.3 Red de transporte de gas en España

ENAGÁS es el principal transportista de gas natural en España y el Gestor Técnico del sistema gasista. España cuenta con dos vías de suministro de gas natural: gaseoductos y buques metaneros (GNL).

Según datos obtenidos de la página web de Enagás (Figura 59), cuenta con tres almacenamientos subterráneos estratégicos en Serrablo (Huesca), Gaviota (Vizcaya) y Yela (Guadalajara) y seis plantas de regasificación que disponen de la tecnología necesaria para la descarga y carga de GNL transportado por buques metaneros: Barcelona, Huelva, Cartagena y Gijón, funcionando al 100%, planta BBG (Bahía Bizkaia Gas) funcionando al 50%, y planta de Saggas funcionando al 72,5%. Estados

Unidos, Qatar, Rusia y Nigeria son los principales países que exportan GNL a la Península.

El Sistema Gasista Español cuenta con 11.000 kilómetros de gasoductos, que permiten el transporte de gas natural desde los países exportadores: Francia, Portugal y Argelia.

A su vez, dispone de 19 estaciones de compresión, de centros de transporte, de estaciones de regulación y medida, y de puntos de conexión a la red, que permiten la correcta distribución primaria del gas por el territorio nacional.

Figura 59 – Mapa de infraestructuras de Enagás [26]

En el esquema de la Figura 60, se muestra el recorrido que sigue el gas natural desde que llega a España, vía gaseoducto o vía barco (GNL), hasta que es utilizado para generación eléctrica en las Centrales de Ciclo Combinado o para consumo convencional (domestico-comercial, industrial).

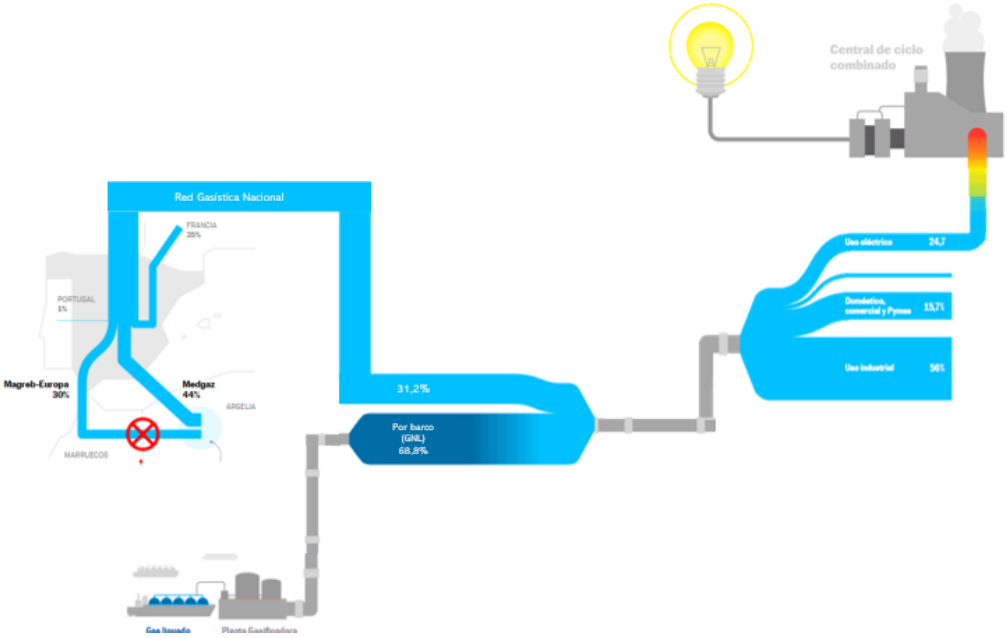


Figura 60 - Transporte del gas natural España [43]

3.2 Etapas de desarrollo: análisis de datos

Como se ha mencionado anteriormente, el análisis que se va a desarrollar consta de varias etapas en las que se plantea una cuestión para resolver, y un factor que permite justificarla. Cada etapa finaliza con una conclusión, y el objetivo del estudio es relacionar todas las conclusiones entre sí para establecer el resultado del análisis.

La tabla 4, se ha generado para presentar las cuestiones, el factor y los datos utilizados, en cada etapa de desarrollo, para facilitar el seguimiento del análisis.

ETAPAS DE DESARROLLO		
Cuestión	**Factor**	**Datos utilizados**
Influencia de las energías renovables en la casación energética del Ciclo Combinado	Factores meteorológicos	Etapa inicial 3.1.1: *"Producción energética mensual en el Mercado Diario en el año 2019"* Apartado 2.1.6 *"Evolución del Ciclo Combinado a lo largo de la historia"*
Participación de las unidades de producción de Ciclo Combinado	Potencia máxima instalada y factor de participación en el Mercado Diario	Etapa inicial 3.1.3: *"Unidades de producción de Ciclo Combinado que casaron mensualmente en el Mercado Diario en el año 2019"* ANEXO 4: *"Participación de las UP de CC según su potencia máxima instalada y su factor de participación en el MD"*
Influencia del Ciclo Combinado en el precio de la electricidad	Precio del gas y presencia de Ciclo Combinado en el Mercado Diario	Etapa inicial 3.1.4: "*Demanda y precio del gas natural en el 2019*" Etapa inicial 3.1.1: *"Producción energética mensual en el MD 2019"*

Tabla 4 – Tabla resumen de las etapas de desarrollo: cuestión, factor y datos utilizados

3.2.1 Influencia de las energías renovables en la casación energética del Ciclo Combinado

Las centrales eólicas y las hidráulicas son las principales fuentes de generación energética renovable del 2019, con un 21.5% y 10% respectivamente, de generación respecto del total (Figura 22).

El aumento de potencia instalada de eólica, ha supuesto al Ciclo Combinado pasar a ser una tecnología de respaldo, para garantizar el suministro eléctrico cuando las fuentes de energía renovables no gestionables no se encuentran disponibles.

Las centrales hidráulicas se caracterizan por su alta capacidad de regular la frecuencia de forma eficaz y económica, pero en épocas de sequias el Ciclo Combinado es quien evita que el sistema se vuelva vulnerable.

Lo mencionado anteriormente, confirma que existe una estrecha relación de equilibrio entre la participación de energías renovables y la participación de Ciclo Combinado en el sistema eléctrico, cuyo fin principal es buscar la estabilidad total del mismo.

Para representar de forma visual la influencia que tienen las energías renovables en la casación de MWh de Ciclo Combinado, en el Mercado Diario, se han recogido del PBF 2019 los datos de casación mensuales de eólica, hidráulica y Ciclo Combinado (gráfico Figura 61).

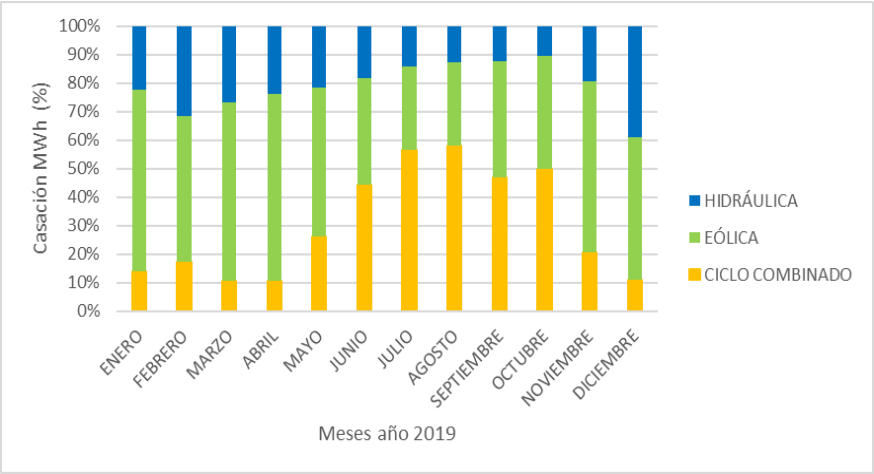


Figura 61 – Porcentaje mensual de MWh casados de renovables y CCC

Los meses de verano y principios de otoño, fueron las temporadas con mayor participación en el Mercado Diario de las unidades de producción de Ciclo Combinado,

debido a la baja participación de eólica y a la reducida participación de las centrales hidroeléctricas, por la escasez de lluvias y la consecuente sequía de los embalses.

Según el "Informe sobre el estado del clima de España 2019", el verano fue seco, pero sin desviarse de la media general[9], con una precipitación media de 64 mm, un 14% menos que la media trimestral general de esta estación en España.

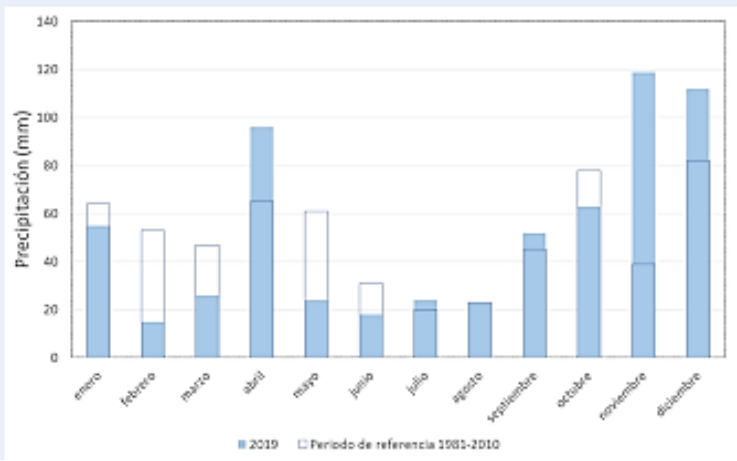


Figura 62 - Precipitación media mensual de 2019 en España. Fuente AEMET

Junio fue un mes muy seco, con precipitaciones muy inferiores a la media general, mientras que julio y agosto fueron meses húmedos, pero con precipitaciones propias del verano, es decir, mucho menores que las del invierno o la primavera (Figura 62).

Los meses de invierno y primavera fueron periodos de mucho viento, por ello la eólica participa como tecnología base en el sistema casando grandes cantidades de electricidad. Esto supone al Ciclo Combinado actuar como fuente de respaldo para cubrir los picos de demanda y no como tecnología base, reduciendo así su producción.

Con este análisis se puede concluir que los factores meteorológicos establecen el grado de participación de las Centrales de Ciclo Combinado en el Mercado Diario, entendiendo como grado de participación la cantidad de MWh casados.

En los meses donde estos factores, favorecen la producción de energía mediante fuentes renovables, gran parte de la demanda es cubierta con este tipo de generación, y el Ciclo Combinado actúa como tecnología de respaldo, aportando energía para cubrir la demanda que no se cubre con las renovables.

[9] AEMET define la "media general" como la media en el periodo de referencia entre los años 1981-2010.

Cuando hay baja presencia de renovables, el CC aumenta su participación y lo hace en función de la demanda que haya, es decir, en momentos de baja demanda, participa menos que en los momentos de alta demanda.

3.2.2 Participación de las unidades de producción de Ciclo Combinado en el Mercado Diario

En España hay un total de cincuenta unidades de producción de Ciclo Combinado repartidas por toda la península, y uno de los objetivos de este proyecto es conocer cómo participa cada una de ellas en el Mercado Diario a partir de los MWh casados mensualmente. Para justificar esta participación se ha analizado mensualmente, cuántas unidades según su potencia máxima instalada han participado en cada mes y, a continuación, con qué factor de participación en el MD lo han hecho.

3.2.2.1 Participación según la potencia máxima instalada

Para facilitar la redacción y el análisis de este apartado, se han divido las unidades de producción en dos grupos en función de la potencia máxima instalada:

- Grupo 1: unidades de producción con valores de potencia instalada entre los 780 MW y 860 MW. La gran mayoría de estas unidades, tienen configuración 2x1 (Anexo 1). Hay 11 unidades que casaron energía (MWh) pertenecientes a este grupo.
- Grupo 2: unidades de producción con valores de potencia instalada entre los 370 MW y 440 MW. Todas las unidades de este grupo tienen una configuración monoeje (Anexo 1). Hay 36 unidades que casaron energía (MWh) pertenecientes a este grupo.

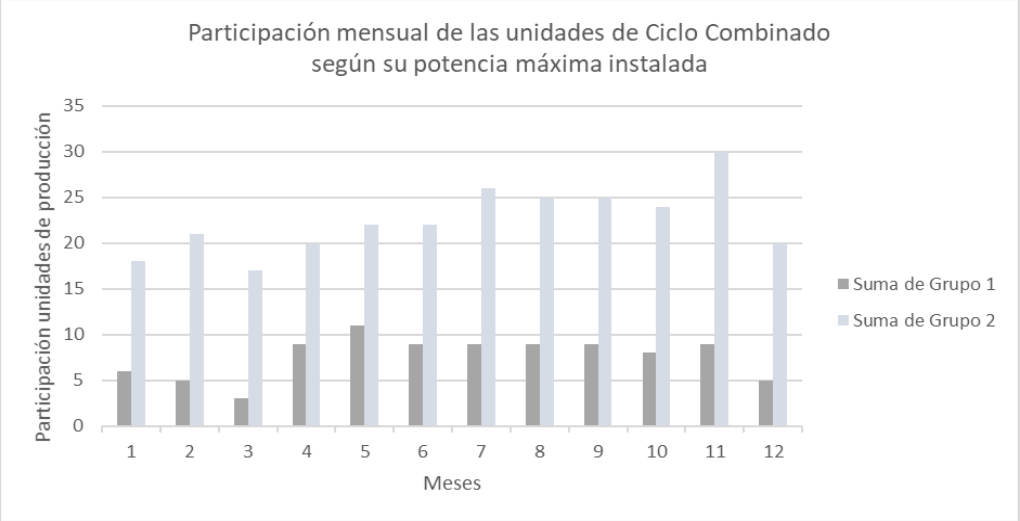


Figura 63 - Participación de las unidades de producción de CC. Potencia máxima instalada

Analizando el grafico de la Figura 63, durante todo el año, la participación de las unidades del Grupo 2 ha sido mayor que la del Grupo 1. Esto fue debido a que las unidades del Grupo 2, al tener menor potencia instalada, participaron generalmente de manera constante durante todo el año, independientemente de la generación con Ciclo Combinado que hubo. En los meses de verano, donde el Ciclo Combinado aumentó por la ausencia de renovables, se sumaron a la producción más unidades del Grupo 2, aumentando la participación de este grupo.

Las unidades del Grupo 1, aumentaron su participación en los meses donde hubo mayor generación de Ciclo Combinado, manteniendo una participación de tan solo 4 o 6 centrales el resto de los meses.

3.2.2.2 Participación según el factor de participación en el Mercado Diario

El factor de participación en el Mercado Diario se define como la relación que existe entre la potencia que ha generado una unidad de producción en el Mercado Diario, y su potencia máxima instalada (ecuación Figura 64).

$$Factor\ de\ participación\ en\ el\ MD\ (\%) = \frac{Potencia\ generada\ (MW)}{Potencia\ máxima\ instalda}$$

Figura 64 - Cálculo factor de participación en el MD de cada unidad de producción

La potencia generada (MW), es el cociente entre la energía generada y las horas invertidas en generar esa energía (ecuación Figura 65).

$$Potencia\ generada\ (MW) = \frac{Energía\ generada\ (MWh)}{Horas\ de\ generación\ (h)}$$

Figura 65 - Cálculo potencia generada (MWh)

La potencia máxima instalada de una unidad de producción (MW), es la energía máxima que puede generar en una hora.

En los meses donde hubo baja participación de Ciclo Combinado, las unidades de producción que pertenecen al Grupo 1 (alta potencia instalada), trabajaron generalmente con un factor de participación por debajo del 50%, valor que aumentó en los meses de verano, donde creció la participación de las centrales gas-vapor.

Las unidades del Grupo 2, trabajaron durante todo el año con un elevado factor de participación de forma general, lo que las convirtió en centrales base, es decir, en centrales que produjeron energía de forma constante durante todos los meses.

Es interesante, estudiar el comportamiento que tuvieron las centrales térmicas que tienen varias unidades de producción o grupos, para analizar la estrategia de producción que presentaron.

- **Central Térmica de Aceca y Centrales Térmica de Castejón 1 y 2**

La C.T. de Aceca (Castilla la Mancha) está integrada por dos unidades de producción: AC3 y AC4, ambas con configuración monoeje y pertenecientes al Grupo 2. El grupo ACE4, cumple con el comportamiento general de las unidades del Grupo 2 descrito anteriormente, es decir, participación constante y con un factor de participación elevado, mientras que ACE3 participa fundamentalmente en los momentos de mayor demanda como apoyo a ACE4, produciendo en el año 13 veces menos que ACE4 (Tabla 5).

	MESES															
UP	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Energía Total Anual	Potencia instalada	Categoria	Grupo
ACE4	87%	82%	89%	87%	85%	83%	80%	82%	78%	83%	80%	79%	624.648,90	372,60	B	2
ACE3		28%	39%		81%	56%	69%	60%			76%		47.887,80	386,00	B	2

Tabla 5 - Estrategia de participación C.T. de Aceca

Los grupos de las C.T. de Castejón 1 y 2, siguieron un comportamiento muy similar a la C.T. de Aceca (Tabla 6), ya que CTJON1 y CTJON2 participaron de manera constante, y CTJON2 entró en los meses de mayor demanda.

	MESES															
UP	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Energía Total Anual	Potencia instalada	Categoria	Grupo
CTJON1	58%	71%	66%	63%	61%	67%	70%	78%	83%	85%	75%	72%	1.203.740,00	424,90	B	2
CTJON2		53%				76%	81%	81%		82%	84%	82%	877.143,40	378,90	B	2
CTJON3	65%	71%	74%	66%		71%	78%	75%	73%	87%	38%	79%	818.391,90	418,40	B	2

Tabla 6 - Estrategia de participación C.T. de Castejón 1 y 2

- **Central térmica de Arcos, Andalucía**

Los tres grupos que integran esta central mantuvieron una participación constante durante casi todo el año. ARCOS3, no siguió el comportamiento de las unidades del Grupo 1 y fue la segunda unidad en producir más energía anual (2.353.745,00 MWh), siendo la primera ALG3 (2.922.556,60 MWh), ambas ubicadas cerca del gasoducto Tarifa-Córdoba.

	MESES															
UP	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Energía Total Anual	Potencia instalada	Categoria	Grupo
ARCOS3	31%	75%		32%	58%	54%	77%	74%	67%	72%	47%	38%	2.353.745,00	822,80	A	1
ARCOS1	85%	86%	86%	86%	78%	74%			66%		84%	81%	729.488,10	389,20	B	2
ARCOS2	82%	87%	88%	86%	82%	82%	74%	81%	81%	66%	91%		606.236,90	373,20	B	2

Tabla 7 - Estrategia de participación C.T. de Arcos

- **Central térmica de Arrubal, La Rioja**

Esta central cuenta con dos unidades de producción, ARRU1 y ARRU2, ambas participaron durante todo el año, pero con un factor de participación en el MD bajo, característica que no presentan la mayoría de las centrales del Grupo 2.

	MESES															
UP	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Energía Total Anual	Potencia instalada	Categoria	Grupo
ARRU1R	44%	47%		44%	39%	40%	40%	44%	72%	81%	80%		747.703,90	394,60	B	2
ARRU2R	39%	39%		33%	45%	40%	37%	37%	39%		86%	91%	551.046,40	390,00	B	2

Tabla 8 - Estrategia de participación C.T. de Arrubal

- **Central térmica de Castellón, Comunidad Valenciana**

La unidad de producción CTN4 mantuvo una participación constante durante todo el año con porcentajes de factor de participación que siguen el patrón general, pero sin aumentar en los momentos de mayor demanda, es decir, fue un grupo que mantuvo una generación constante. CTN3, por el contrario, únicamente participó como apoyo de la generación de mayo y noviembre.

	MESES															
UP	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Energía Total Anual	Potencia instalada	Categoria	Grupo
CTN4	35%	41%	41%	43%	49%	32%	39%	34%	34%	34%	42%	33%	1.199.313,80	839,30	B	1
CTN3					35%						54%		73.268,40	782,00	B	1

Tabla 9 - Estrategia de participación C.T. de Castellón

Central térmica Energía Cartagena y Central térmica Puerto de Barcelona

Los grupos de la C.T. Energía Cartagena (Región de Murcia), ESCCC2 y ESCCC3 participaron con un alto factor de participación en el MD a partir del mes de junio, mes donde comenzó a subir la demanda y la participación de CC en el Mercado, mientras que ESCCC1 solo participó de marzo a mayo (Tabla 10).

	MESES															
UP	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Energía Total Anual	Potencia instalada	Categoria	Grupo
ESCCC2						75%	82%	84%	82%	89%	92%	86%	1.145.067,90	401,30	B	2
ESCCC3					86%	77%	88%	88%	80%	92%			834.988,50	395,20	B	2
ESCCC1			66%	84%	80%								44.703,50	402,60	B	2

Tabla 10 - Estrategia de participación C.T. Energía Cartagena

La C.T. Pto. de Barcelona (Barcelona) participó con la misma estrategia (Tabla 11).

	MESES															
UP	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Energía Total Anual	Potencia instalada	Categoria	Grupo
PBCN1				81%		77%	76%	73%	70%	75%		76%	575.361,90	434,80	B	2
PBCN2			81%		80%	81%	77%	75%	71%	79%	77%		472.562,70	431,40	B	2

Tabla 11 - Estrategia de participación C.T. Puerto de Barcelona

- **Central térmica de Palos de la Frontera, Andalucía**

La C.T. de Palos, fue la central que menos energía produjo en el Mercado Diario (5.378 MWh) debido a la baja participación que tuvo. PALOS2 participó en julio (mes de mayor demanda) al 67% de su capacidad máxima de producción.

	MESES															
UP	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Energía Total Anual	Potencia instalada	Categoria	Grupo
PALOS2							67%				71%		17.602,50	389,10	B	2
PALOS1											77%		5.378,00	386,70	B	2

Tabla 12 - Estrategia de participación C.T de Palos

- **Central térmica Plana de Vent, Cataluña**

La unidad de producción PVENT1 solo participó de enero a mayo, mientras que PVENT2 mantuvo una participación constante, aumentando el factor de participación en el MD en los meses de mayor demanda (Tabla 13).

	MESES															
UP	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Energía Total Anual	Potencia instalada	Categoria	Grupo
PVENT2	83%	34%	30%	42%	99%	101%	102%	102%	100%	94%	97%	83%	1.917.981,40	414,00	B	2
PVENT1	37%	32%	34%	36%	96%								544.127,80	420,10	B	2

Tabla 13 - Estrategia de participación de la C.T. Plana de Vent

- **Central térmica de Sagunto, Comunidad Valenciana**

Las unidades de esta central repartieron su participación, es decir, SAGU2 y 3 participaron en el segundo semestre y SAGU1 en el primero, con un elevado de factor de participación en el MD en ambos casos (Tabla 14).

	MESES															
UP	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Energía Total Anual	Potencia instalada	Categoria	Grupo
SAGU1	84%	78%	85%	86%	82%		82%						216.088,90	409,70	B	2
SAGU2	83%	78%		86%				78%	78%	81%	78%	85%	160.179,10	411,80	B	2
SAGU3									75%	80%	82%		117.956,00	410,60	B	2

Tabla 14 - Estrategia de participación de la C.T. de Sagunto

3.2.3 Influencia del Ciclo Combinado en el precio de la electricidad

«En adelante, cada vez que se haga referencia al precio de la electricidad, será el referido al precio establecido en el Mercado Diario».

Esta etapa, trata de justificar la influencia que tiene el precio del gas y la presencia de las Centrales de Ciclo Combinado, en el precio de la electricidad.

El estudio se ha realizado relacionando el precio de la electricidad, con la presencia en el Mercado Diario del Ciclo Combinado y su precio de venta condicionado por el precio del gas.

La presencia del CC en el Mercado Diario (Figura 66), está fundamentalmente condicionada por la presencia de centrales de generación renovable, tal como se ha analizado en la etapa de desarrollo 3.2.1 “Influencia de las energías renovables en la casación energética de Ciclo Combinado en el Mercado Diario”. Además, en el gráfico de la Figura 37, se visualizó la relación directa que había entre la demanda eléctrica y la generación mediante Ciclo Combinado, aumentando la producción de esta tecnología en los momentos de mayor demanda, y la disminuyendo en los de menor demanda.

Figura 66 - MWh de Ciclo Combinado producidos en el Mercado Diario 2019

La tecnología de Ciclo Combinado utiliza el gas natural para generar energía eléctrica, y el precio de venta de esta materia prima, como ya se ha estudiado en el apartado 3.1.4 "Demanda y precio del gas natural en España en el 2019", depende de varios factores, por lo que los precios de venta de las CCC dependerán del valor del gas en ese momento.

Para estudiar los precios de venta a los que ofertaron las productoras de Ciclo Combinado (Figura 67), y observar la relación con el precio del gas, se han definido cuatro rangos de precio de venta: rango de 80-60 €/MWh, de 60-40 €/MWh, de 40-20 €/MWh y de 0-20 €/MWh, facilitando el estudio para conocer si ofertaron a precios altos o, bajos, y la cantidad de MWh que casaron en cada rango de forma mensual.

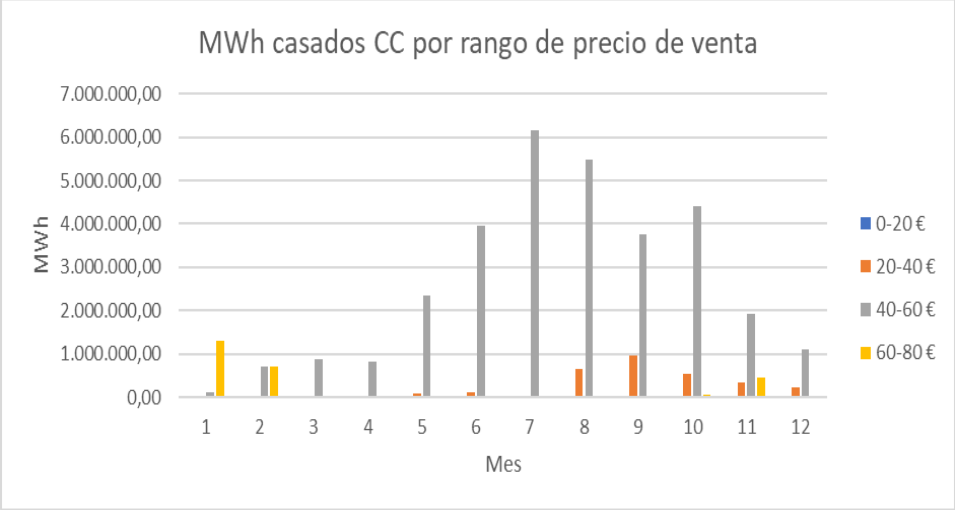


Figura 67 - MWh casados CC por rango de precio de venta

En los meses de enero y febrero, el CC ofertó poca cantidad de energía, pero en el rango de precio más alto debido al elevado del precio del gas (Figura 53), si el precio de

la materia prima sube, los costes de producción suben y, por tanto, el precio de venta sube.

Como era de esperar, las productoras de CC raramente venden su producción a precios bajos (rango de 0-20 €/MWh) ya que no les compensa y perderían dinero.

El rango de 40-60 €/MWh fue el más común y se dio en los meses donde mayor producción de Ciclo Combinado hubo, casando grandes cantidades de energía sobre todo en los meses de julio y agosto.

3.2.3.1 Análisis mensual del precio de la electricidad

Para conocer los precios marginales que tuvo la electricidad en el año 2019, se han utilizado datos aportado por la página web de OMIE. Estos datos se muestran de forma horaria y para facilitar el análisis, se ha trabajado mensualmente, es decir, se ha calculado el precio de electricidad promedio para cada mes (Figura 68).

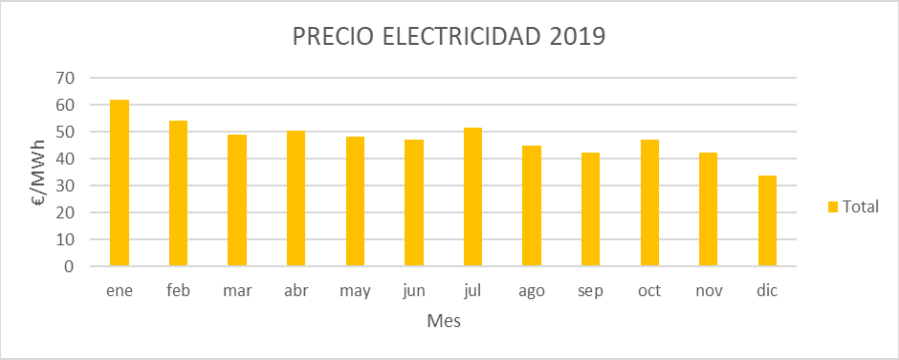


Figura 68 - Precios de la electricidad 2019

Enero fue el mes donde la electricidad se vendió más cara. En este mes hubo poca presencia de Ciclo Combinado, debido a la alta producción de energía con fuentes de generación renovables. Entonces…si hubo poca generación de CC, ¿por qué el precio de la electricidad fue tan elevado? La respuesta está en el precio del gas. Enero fue el mes donde mayor precio tuvo el gas, 23 €/MWh aproximadamente (Figura 53) y ante esta situación, las productoras de Ciclo Combinado encarecieron sus ofertas, tal como se ha mencionado anteriormente.

Por tanto, el elevado precio del gas hizo que el Ciclo Combinado influyera en el precio de la electricidad aun produciendo baja cantidad de energía.

En febrero ocurre prácticamente lo mismo.

Marzo y abril, fueron los meses donde hubo la menor producción de Ciclo Combinado, debido a la alta presencia de eólica e hidráulica, y el precio del gas

disminuyó respecto a los meses anteriores (17 €/MWh aproximadamente). De esta manera, el precio de la electricidad también fue menor.

A medida que finalizó la primavera, el clima cambió y la producción de energía mediante fuentes renovables se vio afectada. Por tanto, en los meses de mayo y junio, el Ciclo Combinado aumentó su producción para garantizar el suministro eléctrico.

En estos meses, el precio del gas siguió bajando (precio ponderado mensual 12 €/MWh) debido a su baja demanda. De esta manera, el precio medio de la electricidad fue de 49 €/MWh ya que las productoras de Ciclo Combinado ofertaron en el rango de 40-60 €/MWh.

En julio, el precio de la electricidad subió respecto a los meses de primavera-verano anteriores, debido a que fue el mes de mayor demanda energética, y donde mayor presencia de Ciclo Combinado hubo. El precio del gas continuó bajando por lo que, en este caso, no fue el factor claramente determinante en el precio de la electricidad, pero si influyente, es decir, el precio de la electricidad aumentó respecto a los meses anteriores, porque el Ciclo Combinado fue la tecnología principal que cubrió el aumento de demanda.

Agosto y septiembre fueron meses con comportamientos similares a julio, disminuyendo la producción con CC en septiembre, debido a la disminución de la demanda respecto a julio y agosto, y por tanto disminuyendo la influencia del CC en el precio de la electricidad.

En octubre, subió el precio del gas, debido al aumento del precio de venta del gas en los mercados internacionales (Figura 54), y subió la producción con Ciclo Combinado respecto al mes anterior. Todo esto influyó en la subida del precio de la electricidad.

En noviembre y diciembre aumentó la producción con renovables, disminuyendo la presencia de Ciclo Combinado y el precio de gas, lo que causó una disminución del precio del gas respecto a octubre.

En noviembre, hubo centrales que ofertaron sus MWh a precios elevados, esto pudo ser debido a que produjeron energía en momentos de alta demanda donde las renovables no lograron cubrirla, por lo que actuaron como centrales de punta, ofertando a precios caros para que les sea rentable producir poca cantidad de MWh (los suficientes para cubrir la demanda).

3.2.3.2 Unidades de producción de Ciclo Combinado que fijaron el precio de la electricidad

Como se ha explicado en el apartado 2.2.3.1 “El Mercado Diario”, el precio de la electricidad en el Mercado Diario es fijado por una unidad de producción, para cada hora del día siguiente.

Se ha estudiado qué unidades de producción de Ciclo Combinado fijaron el precio de la electricidad en el 2019. Para realizar este análisis, se han necesitado los siguientes datos:

- Precios horarios marginales de la electricidad en el Mercado Diario, en el año 2019: estos datos se han obtenido en el web de OMIE → OMIEData → Acceso a ficheros → Mercado Diario → 1. Precios → “Precios horarios del Mercado Diario”.
- Precios y MWh ofertados para cada hora del día, por las unidades de producción de Ciclo Combinado que casaron en el Mercado Diario.

Hubo algunas unidades que casaron varias veces con precios y cantidades de energía diferentes en una misma hora, y para trabajar con un único valor, se ha calculado el precio ponderado de esa unidad para esa hora (ecuación Figura 61).

$$Precio\ ponderado\left(\frac{€}{MWh}\right)=\sum_{x=1}^{x=n}\frac{E_x}{\sum_{y=1}^{y=n}E_y}*P_x$$

Figura 69 - Cálculo precio ponderado para una unidad de producción

Las variables utilizadas en la ecuación de la Figura 69 son:

- E: variable que representa los MWh casados
- P: variable que representa el precio (€/MWh) casado
- n: índice que indica la cantidad de ofertas que casaron en esa hora

Una vez extraídos los datos con los que se va a trabajar, para conocer qué unidades de producción de Ciclo Combinado fijaron el precio de la electricidad, se han filtrado las unidades cuyo precio horario ponderado fue igual al precio horario marginal. Valores mostrados en el Anexo 8.

El Ciclo Combinado fijó 134 veces el precio de la electricidad en el 2019.

Esto quiere decir que tan solo el 0,12% de las horas del año, el precio de la electricidad fue fijado por las centrales de gas, y únicamente lo hicieron 15 de las 47 unidades que casaron.

Con este dato puede parecer que el Ciclo Combinado, apenas tiene influencia sobre el precio de la electricidad, pero para poder determinar esto es más relevante hacer un estudio sobre la cantidad de energía casada entre el 95 % y el 100% del precio marginal.

Durante el 2019, el Ciclo Combinado fue la tecnología que vendió más volumen de energía a un precio de venta cercano al precio marginal, pero fijó el precio en pocas ocasiones, ya que esto lo hicieron con mayor asiduidad las hidráulicas y las renovables (especialmente cogeneración), aprovechando el coste de oportunidad. Esto quiere decir que estas últimas aprovecharon a ofertar un poco más caro que el Ciclo Combinado, pero con un volumen de energía muy inferior a esta tecnología.

Por ejemplo, el mes de julio fue el mes en el que menos veces el CC fijó el precio de la electricidad, pero como se observa en la Figura 70, fue la tecnología que mayor volumen casó al 95% o más, del precio marginal.

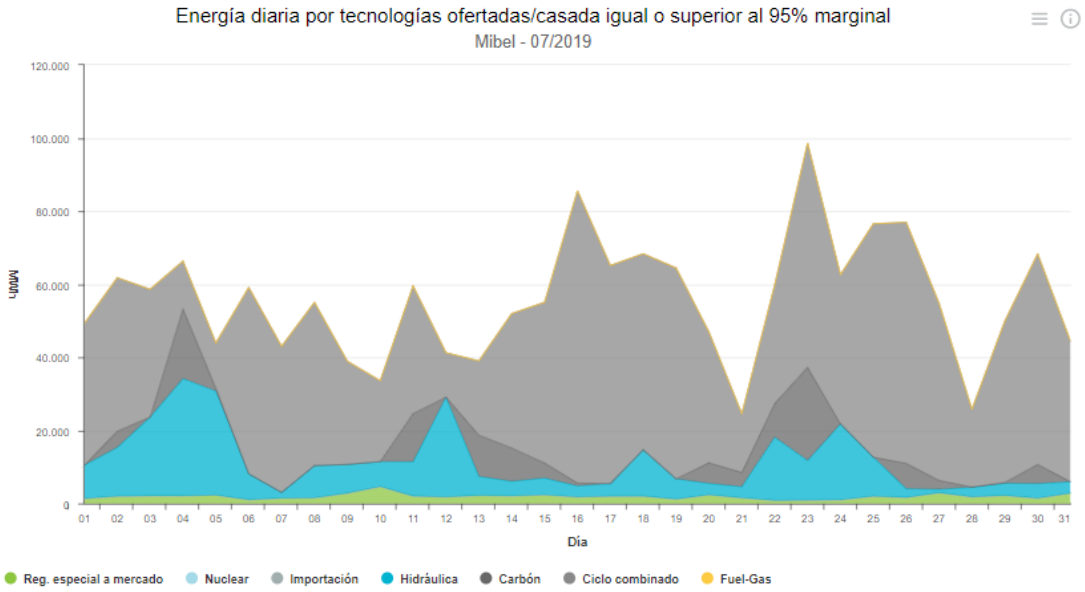


Figura 70 – Energía diaria por tecnologias ofertadas/casadas igual o superior al 95% marginal

En el año 2021, está influencia ha aumentado debido al aumento del precio del gas y de las tasas de emisión de dióxido de carbono.

En la Tabla 15, se muestra el código de la unidad de producción de Ciclo Combinado que fijó el precio, y cuántas veces lo hizo al año.

Unidades de producción	Nº de veces que fijaron el precio de la electricidad en el Mercado Diario
ESCCC2	26
CTN4	25
ESCCC3	19
AMBIETA	15
PGR5	15
ARCOS2	8
BES5	7
ARCOS3	4
PVENT1	4
CTJON2	3
PVENT2	3
STC4	2
BAHIAB	1
ALG3	1
ESC6	1
Nº total veces	**134**

Tabla 15 - Número de veces que el Ciclo Combinado fijó el precio de la electricidad en el Mercado Diario

Es interesante conocer en qué rango de precio fijaron las unidades de producción de Ciclo Combinado de la tabla 15, el precio de la electricidad (Figura 71).

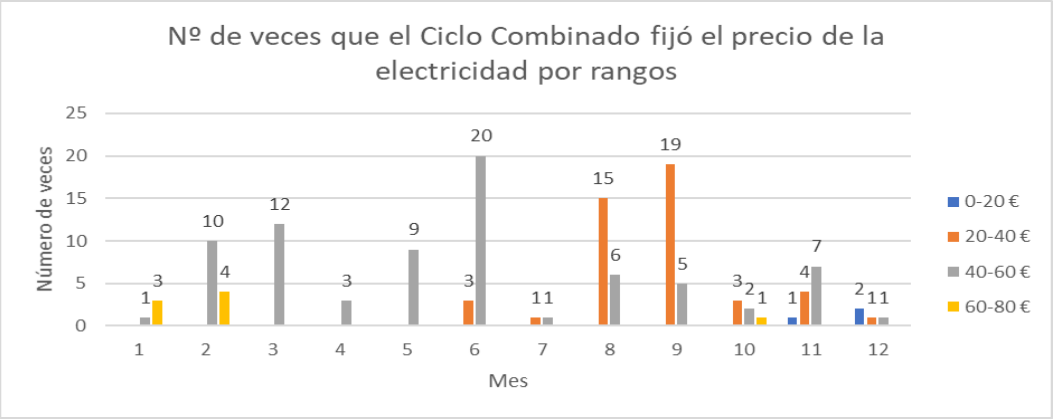


Figura 71 - Nº de veces que el CC fijó el precio de la electricidad

El rango donde más veces fijó el precio el Ciclo Combinado fue el rango de 40-60 €/MWh.

A continuación, se analizan los meses más interesantes en cuanto a número de veces que fijó el Ciclo Combinado fijó el precio de la electricidad, y a cantidad de energía generada.

El mes donde más veces esta tecnología fijó el precio de la electricidad fue junio, con un total de 23 veces, 20 de las cuales lo hizo en el rango de 40-60 €/MW (rango en

el que hizo sus ofertas). Junio fue un mes con gran presencia de Ciclo Combinado, debido a la escasez de renovables y a la alta demanda eléctrica.

Las unidades de producción que más veces fijaron el precio en este mes fueron PGR5 (7 veces), ESCCC2 (6 veces), BES5 (5 veces), seguidas por ARCOS2 (3 veces), CTJON2 (1 vez), y AMBIETA (1 vez).

Las unidades de producción PGR5 y BES5 pertenecen al grupo 1, definido en el apartado 3.2.2.1 "Participación según la producción", y aumentaron su factor de participación en el MD en los meses de verano, teniendo en junio una factor del 41% y del 42% respectivamente. ESCCC2, pertenece al grupo 2 y solamente participó a partir de junio, con factor de participación en el MD, por encima del 70%.

Las unidades que más MWh casaron en junio fueron ALG3 (grupo 1) y PVENT2 (grupo 2), siendo la primera de ellas, la unidad que más energía produjo en todo el 2019. Ambas trabajaron en junio con una factor de participación en el MD altísimo (superior al 90%).

Julio, fue el mes donde más presencia de Ciclo Combinado hubo y donde menos veces esta tecnología fijo el precio de la electricidad, tan solo lo hizo en dos ocasiones.

Las unidades de producción que lo hicieron fueron AMBIETA (grupo 1) y ESCCC2 (grupo 2). Ambas lo fijaron a las tres de la mañana a finales de julio, vendiendo su energía a 40 €/MWh. En este mes, el Ciclo Combinado apenas fijó el precio, pero su alta presencia en el mercado causó una subida del mismo respecto a los meses anteriores.

Las unidades que produjeron más energía fueron ALG3, de nuevo, y ECT3, ambas pertenecientes al grupo 1, y con factor de participación por encima del 90%.

En los meses de enero y febrero, el CC fijó tres y cuatro veces respectivamente, el precio de la electricidad en el rango más caro. La unidad de producción que lo hizo fue CTN4, unidad que pertenece al grupo 1, manteniendo una factor de participación en el MD constante durante todo el año (38 % de factor promedio).

En este mes, las unidades que más MWh casaron fueron BAHIAB y PGR5, ambas vendieron su producción en el rango más caro y pertenecen al grupo 1. BAHIAB mantuvo una factor de participación en el MD, prácticamente constante durante todo el año (promedio 43%) y fue la sexta unidad en generar más energía en el año

(1.851.425,10 MWh). PGR5 produjo durante todo el año menos en los meses de febrero, marzo y diciembre, con una factor de participación promedio del 45%.

En noviembre y diciembre, AMBIETA fijó el precio 3 veces de madrugada en el rango más barato, dando lugar a precios muy bajos de venta de electricidad.

A primeras horas de la madrugada, es normal que los precios de la electricidad sean bajos debido a la baja demanda. AMBIETA siguió el comportamiento propio de las centrales del grupo 1, es decir, en los meses donde hay poca participación de CC, mantuvo un factor de participación en el MD más bajo que cuando dicha participación aumentó.

Las unidades que más energía casaron en estos meses fueron ECT3, AMBIETA, BAHÍA y ARCOS3, todas ellas pertenecientes al grupo 1. ARCOS3 y ECT3 fueron la segunda y tercera central, respectivamente, en generar más energía. Participaron a partir de mayo y fueron aumentando su factor de participación en el MD, en los meses de verano donde más presencia de Ciclo Combinado hubo.

Por tanto, las unidades de producción del grupo 1, fueron en la mayoría de los casos las que fijaron el precio de la electricidad. En los meses donde el gas estuvo más caro, el precio lo fijaron en el rango más caro, mientras que en el resto de los meses lo hicieron fundamentalmente en el rango de 40-60 €/MWh.

En los meses donde aumentó la presencia de CC, también aumentó el número de veces que estas centrales fijaron el precio de la electricidad, exceptuando el mes de julio ya que fue el mes donde más presencia de CC hubo y menos veces fijó el precio de la electricidad.

El número total de veces que el CC fijó el precio de la electricidad, no es relevante en el estudio a nivel conclusiones. Es un dato que se ha aportado al estar analizando esta tecnología, y para conocer qué unidades de producción lo han hecho y qué características técnicas presentan.

Es interesante conocer los rangos de precio de venta en los que las unidades de producción que más MWh casaron, vendieron su producción.

Estas unidades son ALG3, ARCOS3, ECT3 y AMBIETA, todas ellas pertenecen al grupo 1 y tienen configuración 2x1.

ALG3, Central Térmica Bahía de Algeciras con una producción de 2.922.556,60 MWh. Participó en febrero y de abril a noviembre, aumentando su factor de participación en el MD (90%) en los meses de verano, siendo la que más energía generó en el mes de julio, mes de mayor demanda eléctrica y mayor presencia de Ciclo Combinado. En los meses de verano vendió su producción en el rango de 40-60 €/MWh mayoritariamente (Figura 72), y en febrero fijó dos veces el precio de la electricidad también en este rango, además de vender parte de su producción en el rango más caro por el elevado precio del gas.

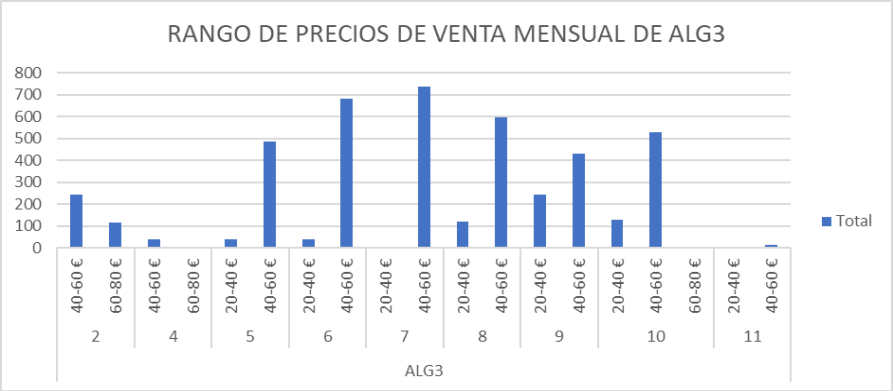


Figura 72 - Rango de precios de venta mensual ALG3

ARCOS3, Central Térmica de Arcos con una producción de 2.353.745 MWh. Participó todo el año y aumentó su factor de participación en el MD (77%) en los meses de verano, al igual que ALG3. En los meses de invierno, la baja energía que vendió lo hizo en el rango de 40-60 €/MWh y en el de 60-80 €/MWh (Figura 73), mientras que en los de verano lo hizo con precios entre los 40-60 €/MWh, fijando el precio de la electricidad dos veces en junio, una en septiembre y otra en noviembre.

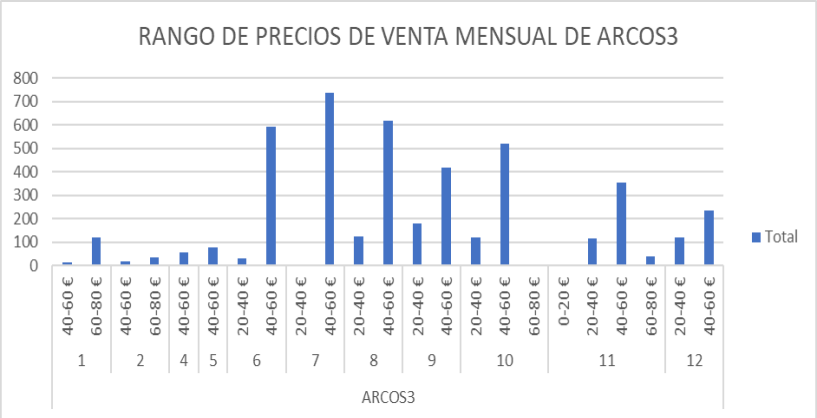


Figura 73 - Rango de precios de venta mensual ARCOS3

ECT3, Central Térmica Escatrón-Los Fallos con una producción de 2.228.567,30 MWh. Únicamente participó de mayo a noviembre, aumentando su factor de

participación en el MD (90%) en los meses de julio y agosto, coincidiendo con los meses de mayor demanda energética. En estos meses, ofertó su producción en el rango de 40-60 €/MWh. No fijó el precio de la electricidad en ninguna hora del año.

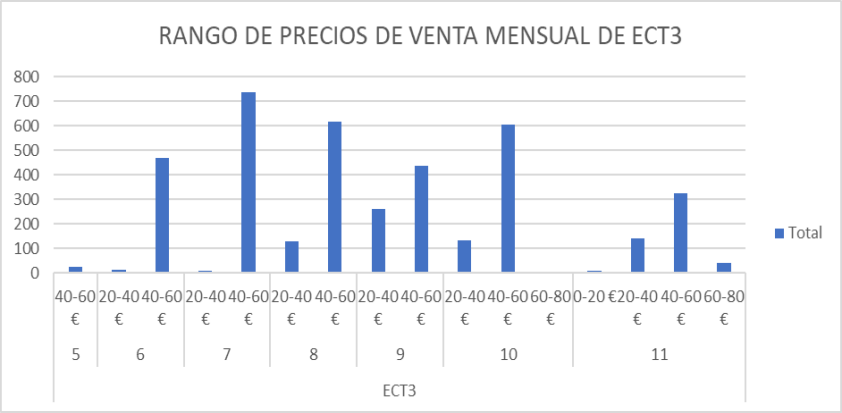


Figura 74 - Rango de precios de venta mensual ECT3

AMBIETA, Central Térmica de Boroa con una producción de 2.026.421,80 MWh.

Participó durante todo el año, aumentando su factor de participación en el MD en los meses de verano, aunque en menor medida que las unidades anteriores (60%).

En los meses de enero, vendió su producción en los rangos de 40-60 €/MWh y de 60-80 €/MWh, mientras que, en los meses de verano, lo hizo en el rango de 40-60 €/MWh, actuando de la misma manera que ALG3 y ARCOS3. AMBIETA fijó el precio 18 veces, mínimo 1 vez al mes.

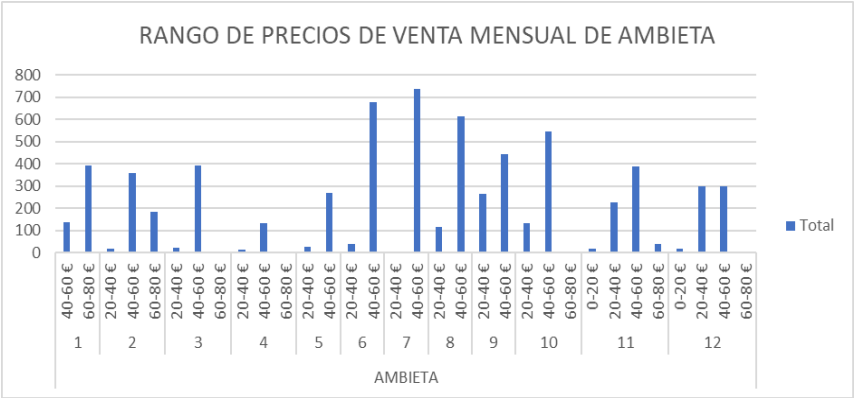
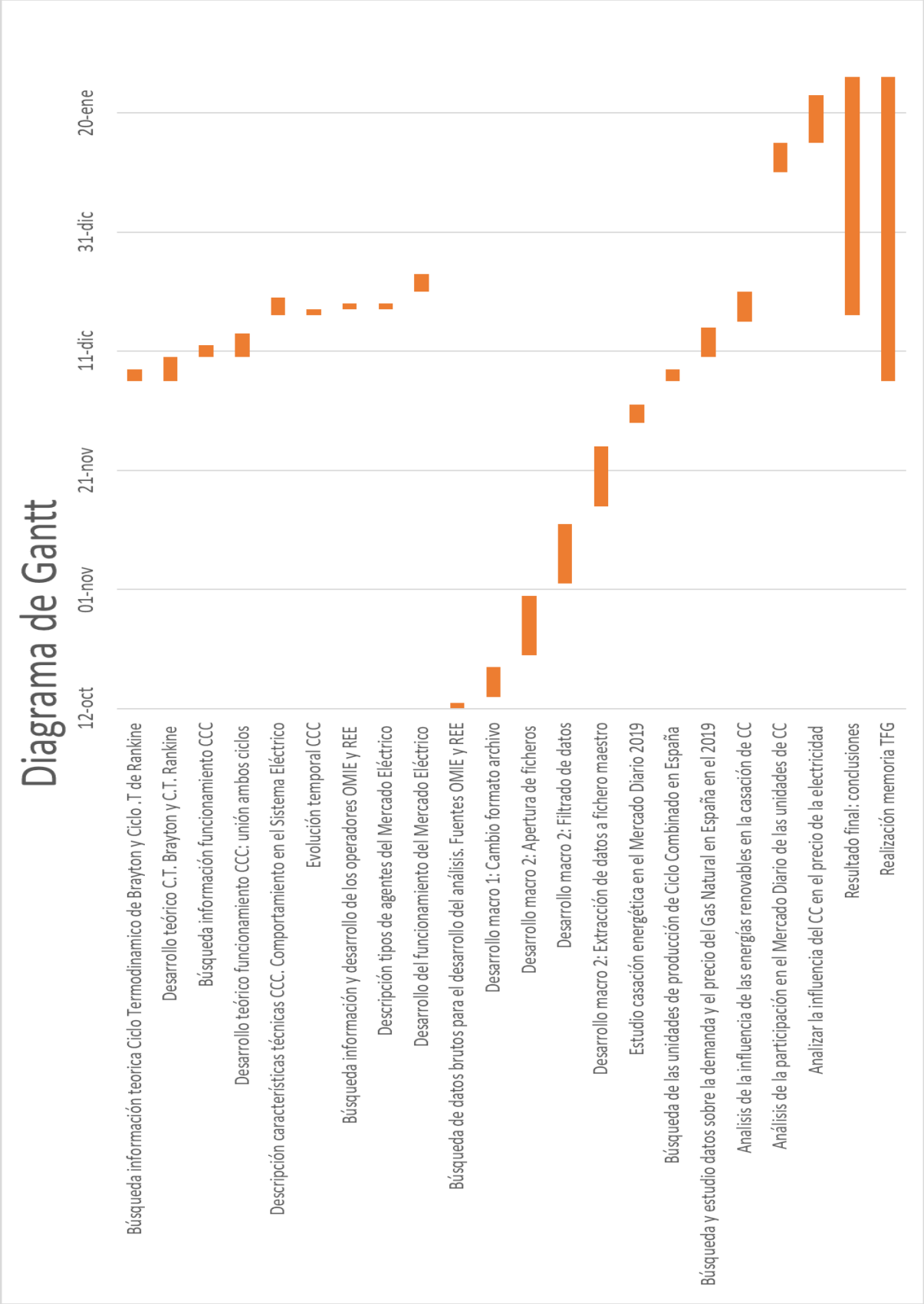


Figura 75 - Rango de precios de venta mensual AMBIETA

3.3 Planificación temporal



3.4 Resultado final: conclusiones

En este apartado se expone el resultado final del análisis, donde se relacionan las conclusiones obtenidas en las diferentes etapas de desarrollo.

El objetivo del presente análisis de datos es, conocer los factores que han influido y repercutido en la participación del Ciclo Combinado en el Mercado Diario en el año 2019.

La descripción experimental consta de tres etapas, y el análisis de cada una de ellas se ha realizado de forma mensual. De esta manera, se ha tratado de relacionar, mes a mes, los distintos factores influyentes, con el objetivo de asignar patrones estacionales que definan la participación del Ciclo Combinado en el mercado en cada época del año.

La meteorología es el punto de inflexión que define la presencia del Ciclo Combinado en el sistema eléctrico, y el papel de desempeña en el mismo.

Cuando los factores meteorológicos favorecen la producción de energía mediante fuentes renovables, los productores de estas centrales ofertan su energía a precios baratos para asegurarse entrar en el mercado y no perder la energía que son capaces de generar.

En estos meses, gran parte de la demanda se cubre con la generación renovable, y el Ciclo Combinado actúa como tecnología de respaldo, aportando la energía necesaria para cubrir la demanda. Cuando las centrales de gas participan en el Mercado Diario con este papel, producen poca cantidad de energía y sus precios de oferta dependen del precio del gas, encareciéndolos cuando el gas esta caro, como ocurrió en los meses de enero y febrero.

En cambio, en los meses de marzo, abril y diciembre el gas estuvo más barato y el precio al que ofertaron las CCC fue menor, disminuyendo así el precio de la electricidad respecto a los meses de enero y febrero.

Por tanto, en los meses donde hay alta presencia de renovables, hay menor presencia de Ciclo Combinado, y el precio del gas influye en los precios de venta de energía de estas productoras.

Las unidades de producción que más participaron en estos meses fueron las pertenecientes al Grupo 2 (potencia máxima instalada entre 370 MW y 440 MW), ya que mantuvieron una participación prácticamente constante durante todo el año, a

diferencia de las unidades del Grupo 1 (potencia máxima instalada entre 780 MW y 860 MW), que lo hicieron mayoritariamente en los meses donde hubo mayor presencia de Ciclo Combinado, manteniendo una participación de tan solo 4 o 6 centrales el resto de los meses.

En cuanto al factor de participación en el MD (relación que existe entre la potencia que ha generado una unidad de producción en el Mercado Diario, y su potencia máxima instalada), las unidades del Grupo 1, trabajaron generalmente con porcentajes por debajo del 50%, valores que aumentaron en los meses de verano donde creció la participación de las centrales gas-vapor, mientras que las unidades del Grupo 2, trabajaron durante todo el año con un factor de participación elevado de forma general, lo que las convirtió en centrales base, es decir, en centrales que produjeron energía de forma constante durante todos los meses.

Durante los meses de verano y los meses de finales de la primavera, la presencia de renovables en el sistema disminuye, aumentando la participación de las productoras de Ciclo Combinado. Estas centrales participan más o menos en función de la demanda que hay, es decir, en momentos de baja demanda, participan menos que en los momentos de alta demanda.

El precio de la electricidad aumentó en el mes de julio debido a la alta demanda eléctrica, la baja presencia de renovables y el consecuente aumento de participación de las Centrales de Ciclo Combinado. El precio del gas en este mes siguió la tendencia bajista de los meses anteriores, por lo que los precios a los que las productoras vendieron la electricidad no fueron excesivamente caros por este factor, sino por la alta flexibilidad y rapidez de respuesta que dieron en los momentos de alta demanda para mantener la seguridad y viabilidad del suministro.

En los meses de verano, aumentó la participación de todas las unidades de Ciclo Combinado, tanto del Grupo 1 como del Grupo 2, debido a la baja presencia de renovables y a la subida de la demanda en determinados meses.

Este estudio confirma la importancia que presenta el mantenimiento de este tipo de centrales en la transición energética hacia la descarbonización, ya que su alta flexibilidad y rapidez de respuesta, les permite dotar a la red de adaptación y respaldo en los momentos donde las renovables no tienen capacidad suficiente para cubrir la demanda.

Se ha demostrado que el precio de la electricidad está influenciado por el volumen de producción de Ciclo Combinado (volumen que depende de la presencia de energías renovables en el sistema), y por el precio al que venden la energía las productoras de esta tecnología, marcado por el precio del gas.

Las unidades de producción que más energía generaron en el 2019 fueron ALG3, ARCOS3, ECT3 y AMBIETA, todas ellas presentan configuración 2x1 y una potencia instalada entre 780 MW y 860 MW.

Las cuatro unidades tuvieron un comportamiento similar en cuanto a participación y factor de participación en el MD, exceptuando AMBIETA, que a diferencia del resto mantuvo una participación constante durante todo el año y un factor de participación en el MD, más bajo que las demás.

Los rangos de precios en los que vendieron su producción siguen el mismo patrón en todas ellas, ofertando en los meses de enero y febrero en el rango de 60-80 €/MWh y en el de 40-60 €/MWh, y en los de verano en el de 40-60 €/MWh fundamentalmente, debido al precio del gas.

Capítulo 4 – Presupuesto del proyecto

En este apartado se calcula el presupuesto del proyecto. Al ser un proyecto de análisis de datos, los costes directos son de recursos humanos, que son los siguientes (Tabla 16):

GRUPO	RECURSO	HORAS	COSTE/HORA	TOTAL
RRHH	Director de proyecto	53	35,00 €	1.855,00 €
RRHH	Ingeniero junior	264	15,00 €	3.960,00 €
RRHH	Desarrollador VBA	20	18,00 €	360,00 €
Total				**6.175,00 €**

Tabla 16 – Costes directos del proyecto

Además, se contemplan una serie de costes indirectos promediados en un 12% sobre los costes directos, por lo que, en este caso, esta partida es de 741,00 €.

Estos costes indirectos incluyen:

- Infraestructuras
- Consumibles
- Mobiliario
- Equipos informáticos
- Consumo de electricidad y gas
- Contrato de Internet

Por último, se incluyen los costes generales del proyecto que son un 5% sobre los costes directos, siendo esta partida de 308,75 €. Estos costes incluyen el gasto proporcional de los diferentes departamentos necesarios para la sustentación de la empresa:

- RRHH
- Administración
- Contabilidad
- Marketing

Con esto, se obtiene que el coste total del proyecto es de 7.224,75 €.

El beneficio a obtener para este proyecto es del 25% sobre el coste total, es decir, 1.806,19 €.

Por tanto, el **precio de venta** es de **9.030,94 €.**

Anexo 1: Información general sobre las unidades de producción de Ciclo Combinado

En la Tabla 16, se recogen los datos más relevantes de las centrales de Ciclo Combinado bajo estudio, cuyo fin es aportar información sobre las mismas y poder realizar posteriormente el análisis de su participación en el mercado.

Los datos que se detallan en la tabla son:

- UBICACIÓN → Nombre de la comunidad autónoma a la que pertenece.
- ITEM → Número para referirse a las centrales de Ciclo Combinado que aparecen en el mapa.
- NOMBRE → Nombre de la central térmica de Ciclo Combinado.
- CÓDIGO → Código asignado por REE para cada unidad de producción.
- AÑO DE INICIO DE ACTIVIDAD → Año en el que comenzó a generar electricidad.
- POTENCIA MAXIMA INSTALADA (MW) → Potencia máxima que puede producir la central expresada en Megavatios.
- Nº GRUPOS Y CONFIGURACIÓN → Un grupo es una unidad de producción de Ciclo Combinado. En España hay un total de 50 grupos.

Las configuraciones de las unidades de Ciclo Combinado más habituales son la configuración monoeje y la configuración 2x1.

La configuración monoeje consiste en un eje longitudinal donde se acoplan la turbina de gas, la turbina de vapor y el alternador, que se complementan con una caldera de recuperación (Figura 73). Las unidades de producción con esta configuración tienen valores de potencia máxima instalada en torno a los 400 MW.

La principal ventaja que presenta la configuración monoeje, es la posibilidad de funcionar únicamente con la turbina de gas, permitiendo la producción de energía en caso de avería de la turbina de vapor.

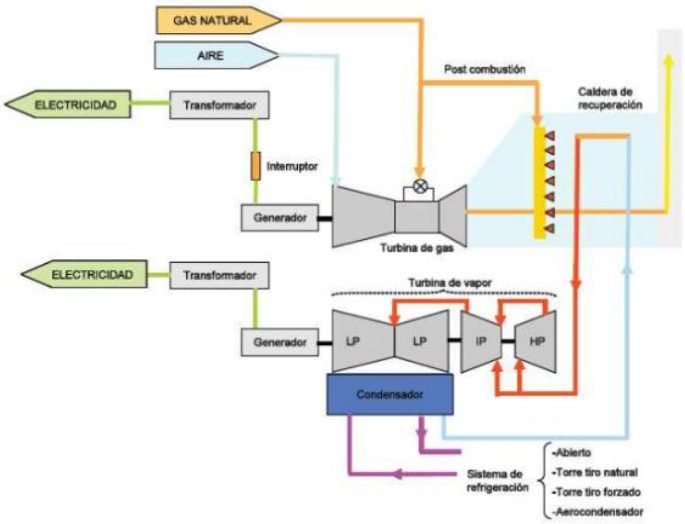


Figura 76 - Configuración CCC monoeje

Pero también presenta un inconveniente, y es que tener dos alternadores y dos transformadores requiere mayor coste de inversión

La configuración 2x1 consiste en dos turbinas de gas que alimentan cada una de ellas a su correspondiente caldera de recuperación de calor, y producen vapor para un único Ciclo de Rankine (Figura). Las unidades de producción con esta configuración tienen valores de potencia máxima instalada en torno a los 800 MW, el doble que las de configuración monoeje debido a la presencia de 2 turbinas de gas.

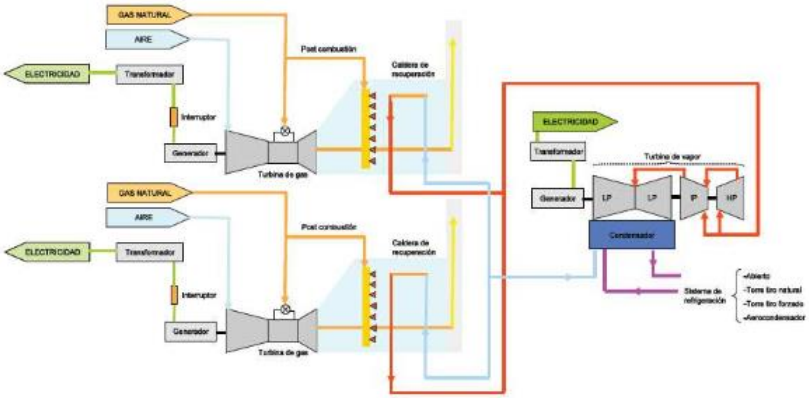


Figura 77 - Configuración CCC 2x1

La principal ventaja que presenta esta configuración es que cuenta con una alta flexibilidad de operación, al posibilitar el funcionamiento con una turbina de gas y una turbina de vapor, y arrancar de forma rápida la segunda turbina de gas. Pero en el momento que la turbina de vapor presenta una avería, la unidad de producción deja de funcionar.

UBICACIÓN	ITEM	NOMBRE	Nº GRUPOS	CODIGO	CONFIGURACIÓN	AÑO DE INICIO DE ACTIVIDAD	POTENCIA MAXIMA INSTALADA (MW)
ANDALUCÍA	1	C.T. Cristóbal Colón	1	COL4	monoeje	2006	390.9
	2	C.T. Palos de la Frontera	3	PALOS1	monoeje	2004/2005	386.7
				PALOS2	monoeje		389.1
				PALOS3	monoeje		391
	3	C.T. de Arcos	3	ARCOS1	monoeje	2005	389.2
				ARCOS2	monoeje		373.2
				ARCOS3	2x1		822.8
	4	C.T. de Campanillas	1	MALA1	monoeje	2011	415.5
	5	C.C.C. de San Roque	2	SROQ1	monoeje	2002	389.8
				SROQ2	monoeje		401.8
	6	C.T. Campo de	2	CAMGI10	monoeje	2004	392.6
				CAMGI20	monoeje		387.9
	7	C.T. Bahía de Algeciras	1	ALG3	2x1	2011	820.5
ARAGÓN	8	C.T. Escatrón - Los Fallos	1	ECT3	2x1	2011	804.3
	9	C.T. Escatrón - Peaker	1	ECT2	2x1	2007	274.6
	10	C.T. Castellnou	1	CTNU	2x1	2006	790.6
ASTURIAS	11	C.T. Soto de Ribera	2	SRI4R	monoeje	2008/2010	426
				SRI5	monoeje		428.1
CATALUÑA	12	C.T. Plana del Vent	2	PVENT1	monoeje	2007	420.1
				PVENT2	monoeje		414
	13	C.T. Tarragona Power	1	TAPOWER	monoeje	2003	416.9
	14	C.T. del Puerto de Barcelona	2	PBCN1	monoeje	2011	434.8
				PBCN2	monoeje		431.4
	15	C.T. del Besós	2	BES3	monoeje	2002	411.9
				BES4	monoeje		399.7
	16	C.C.C. Besós V	1	BES5	2x1	2011	859

UBICACIÓN	ITEM	NOMBRE	Nº GRUPOS	CODIGO	CONFIGURACIÓN	AÑO DE INICIO DE ACTIVIDAD	POTENCIA MAXIMA INSTALADA (MW)
COMUNIDAD VALENCIANA	17	C.T. de Castellón	2	CTN3	monoeje	2002/2008	782
				CTN4	monoeje		839.3
	18	C.T. de Sagunto	3	SAGU1	monoeje	2007	409.7
				SAGU2	monoeje		411.8
				SAGU3	monoeje		410.6
REGIÓN DE MURCIA	19	C.T. Escombreras - Iberdrola	1	ESC6	2x1	2005	815.6
	20	C.T. Energía Cartagena	3	ESCCC1	monoeje	2006	402.6
				ESCCC2	monoeje		401.3
				ESCCC3	monoeje		395.2
	21	C.T. Cartagena Energy	3	CTGN1	monoeje	2006	418.2
				CTGN2	monoeje		417.8
				CTGN3	monoeje		412.7
CASTILLA LA MANCHA	22	C.T. de Aceca	2	ACE3	monoeje	2005/2006	386
				ACE4	monoeje		372.6
GALICIA	23	C.T. de As Pontes	1	PGR5	monoeje	2008	8
							55.6
	24	C.T. de Sabón	1	SBO3	monoeje	2008	391.3
LA RIOJA	25	C.T. de Arrúbal	2	ARRU1R	monoeje	2005	394.6
				ARRU2R	monoeje		390
NAVARRA	26	C.T. Castejón 1	2	CTJON1	monoeje	2002/2008	424.9
				CTJON2	monoeje		378.9
	27	C.T. Castejón 2	1	CTJON3	monoeje	2003	418.4
PAÍS VASCO	28	C.T. Bahía de Bizkaia	1	BAHIAB	2x1	2003	785.3
	29	C.T. de Santurce	1	STC4	monoeje	2005	396.4
	30	C.T. de Boroa (Amorebieta)	1	AMBIETA	2x1	2005	786.4

Anexo 2: Código Macro 1

Código de la subrutina principal:

```
Sub Obtener_Nombres_Subcarpetas()

    'Sección 1: Declaración de variables y objetos
    Dim fs, ruta, carpeta, archivo, subcarpeta As Object

    Set fs = CreateObject("Scripting.FileSystemObject")

    'La variable "ruta" toma el valor del directorio donde el usuario tiene almacenados los archivos
    'descargados de OMIE
    ruta = Worksheets("Macro_1").Range("C10").Value & "\" & Worksheets("Macro_1").Range("C11").Value

        'Limpiar resgistros donde se van a pegar los nombres de los archivos diarios
        Worksheets("Resultados_Macro_1").Select
        Worksheets("Resultados_Macro_1").Range("B2:C2").Select
        Range(Selection, Selection.End(xlDown)).Select
        Selection.ClearContents
        'Posicionar en "B2"
        Worksheets("Resultados_Macro_1").Range("B2").Select


   'Sección 2: Obtención de ruta y ajustes necesarios a ruta

   'Condición para comprobar si el último caracter de la cadena de texto "ruta" es "\", si es, no
   'se realiza ninguna acción, si no es, se incluye "\" como ultimo caracter

   If ruta = "" Then
       Exit Sub
   ElseIf Right(ruta, 1) <> "\" Then
       ruta = ruta & "\"
   End If

   'Sección 3: Objeto Folder de la ruta indicada
   'Función de VBA para acceder a la carpeta del directorio indicado

   On Error GoTo ErrHandler
   Set carpeta = fs.GetFolder(ruta)

   'Sección 4: Obtener subcarpetas del objeto Folder
   'Bucle for que recorre la carpeta máster obteniendo el nombre de cada una de las subcarpetas
   'contenidas. Por cada una de las subcarpetas, se ejecuta la subrutina
   '"Obtener_Nombres_Archivos" hasta que llegue a la última
   For Each subcarpeta In carpeta.SubFolders
       Obtener_Nombres_Archivos (subcarpeta)
   Next

   'Seccion 5: Cambiar Extenseion de archivos
   'Una vez recorridas todas las subcarpetas y obtenidos todos los nombres de los archivos,
   'se llama a la subrutina "Cambiar_Extension_Archivo"
   Call Cambiar_Extension_Archivo

   'Sección 6: Auto-ajustar columnas y salir
   'Una vez finalizada la subrutina "Cambiar_Extension_Archivos", se autoajustan las columnas
   'que contienen los nombres de los archivos originales y de los recodificados al nuevo formato
   ActiveCell.EntireColumn.AutoFit
   Exit Sub

   ErrHandler:
       ActiveCell.Value = "Ruta inexistente"
   End Sub
```

Código de la primera subrutina secundaria:

```
'La variable "ruta" es una de las subcarpetas de la carpeta máster
Sub Obtener_Nombres_Archivos(ruta)

    'Sección 1: Declaración de variables y objetos
    Dim fs, carpeta, archivo, subcarpeta As Object
    Set fs = CreateObject("Scripting.FileSystemObject")


    'Sección 2: Obtención de ruta y justes necesarios a ruta
    'Condición para comprobar si el último caracter de la cadena de texto "ruta" es "\", si es,
    'no se realiza ninguna acción, si no es, se incluye "\" como ultimo caracter
    If ruta = "" Then
        Exit Sub
    ElseIf Right(ruta, 1) <> "\" Then
        ruta = ruta & "\"
    End If


    'Sección 3: Objeto Folder de la ruta indicada
    'Función de VBA para acceder a la carpeta del directorio indicado
    On Error GoTo ErrHandler
    Set carpeta = fs.GetFolder(ruta)


    'Sección 4: Obtener archivos del objeto Folder
    'Bucle for que recorre la subcarpeta obteniendo el nombre de cada uno de los archivos contenidos,
    'escribiendo el nombre del archivo en la celda activa. Al realizar la escritura, se desplaza hacia
    'abajo una posición la celda posicionada para escribir el nombre del siguiente archivo
    For Each archivo In carpeta.Files
        ActiveCell.Value = ruta & archivo.Name
        ActiveCell.Offset(1, 0).Select
    Next

    'Sección 6: Ssalir
    Exit Sub

     ErrHandler:
         ActiveCell.Value = "Ruta inexistente"
     End Sub
```

Código de la segunda subrutina secundaria:

```
Sub Cambiar_Extension_Archivo()

    'Seccion 1: Declaracion de variables
    Dim cnt_regis, pos_punto, longitud, long_extension, x As Integer
    Dim cadena, extension1, extension2, cadena2, nombre_nuevo, nombre_anterior As String

    'La variable "extension2" toma el valor leído de la celda "C12" (extension a convertir ".txt")
    Worksheets("Macro_1").Select
    Worksheets("Macro_1").Range("C12").Select
    extension2 = Worksheets("Macro_1").Range("C12").Value

    'Seccion 2: Conocer cantidad de registros a cambiar
    Worksheets("Resultados_Macro_1").Select
    Worksheets("Resultados_Macro_1").Range("B1").Select

    'La variable "cadena" toma el valor leído de la celda "B2" (nombre del archivo diario)
    cadena = Worksheets("Resultados_Macro_1").Range("B2").Value
    'Funcion que devuelve la longitud de una cadena
    longitud = Len(cadena)

    'Funcion que devuelve la posición de la cadena donde se encuentra por primera vez el caracter ".",
    'recorriendo ésta desde el último caracter hasta el primero
    pos_punto = InStrRev(cadena, ".")

    'Se obtiene la longitud de la extension del archivo ".1". En este caso, long_extension = 2
    long_extension = longitud - pos_punto + 1 '

    'Se extrae la extensión del archivo. En este caso extension1 = ".1"
    extension1 = Right(cadena, long_extension)

    'Función para conocer la fila del último registro de la hoja. Se le resta 1 para no contabilizar
    'el título de la columna. En este caso, cnt_regis = 365
    cnt_regis = Cells(Rows.Count, 2).End(xlUp).Row - 1

    'Seccion 3: Cambiar extension de los registros
    Worksheets("Resultados_Macro_1").Select
    Worksheets("Resultados_Macro_1").Range("C2").Select

    'Bucle for para el cual la variable "x" coge valores desde 1 hasta 365, lo que permite recorrer
    'todas las celdas donde se han guardado los nombres de los archivos antiguos y generar el nuevo
    'nombre de cada archivo reemplanzado la extensión ".1" por ."txt", y guardando este nuevo valor
    'en la celda contigua de la derecha
    For x = 1 To cnt_regis
       cadena2 = ActiveCell.Offset(0, -1).Value
       ActiveCell.Value = Replace(cadena2, extension1, extension2)
       ActiveCell.Offset(1, 0).Select
    Next

    Worksheets("Resultados_Macro_1").Columns("B:C").AutoFit

    Worksheets("Resultados_Macro_1").Select
    Worksheets("Resultados_Macro_1").Range("B2").Select

    'Seccion 4: Cambiar nombre de los archivos
    'Bucle for para el cual la variable "x" coge valores desde 1 hasta 365, lo que permite cambiar
    'el nombre de los archivos antiguos por el definido para los archivos nuevos
    For x = 1 To cnt_regis
        nombre_anterior = ActiveCell.Value
        nombre_nuevo = ActiveCell.Offset(0, 1).Value
        Name nombre_anterior As nombre_nuevo
        ActiveCell.Offset(1, 0).Select
    Next

    'Posicionamiento de las celdas seleccionadas
    Worksheets("Resultados_Macro_1").Select
    Worksheets("Resultados_Macro_1").Range("A1").Select
    Worksheets("Macro_1").Select
    Worksheets("Macro_1").Range("A1").Select

End Sub
```

Anexo 3: Código Macro 2

```
Sub Extraer_Datos()

    'Seccion 1: declaracion de variables
    Dim nombre_archivo_macro, nombre_hoja_datos_diarios, nombre_archivo_datos_diarios As String
    Dim nombre_archivo_resultados As String
    Dim pos_ult_fila_datos_diarios, pos_ult_columna_datos_diarios, contador, contador_datos As Integer
    Dim pos_ult_fila_datos_brutos, pos_ult_columna_datos_brutos As Integer

    'La variable "nombre_archivo_resultados" adquiere el valor de la celda "H5"
    nombre_archivo_resultados = Worksheets("Macro_2").Range("H5").Value
    'Nombre del archivo de las Macros: "Macro - Participación de las CCC..."
    nombre_archivo_macro = ActiveWorkbook.Name
    'Contador para recorrer el nombre de los archivos que hay que abrir
    contador = 2
    'Contador para posicionar la celda antes de pegar resultados en Libro "Resultados Brutos"
    contador_datos = 1
    'Abrir archivo
    Workbooks.Open nombre_archivo_resultados

    Worksheets("AUX").Select
    'borrar contenido de las celdas de la hoja "AUX"
    Worksheets("AUX").Cells.ClearContents
    'borrar contenido de las celdas de la hoja "DATOS"
    Worksheets("DATOS").Cells.ClearContents

    'Seccion 2: bucle para recorrer el nombre de todos los archivos e ir abriendo uno por uno
    'para trabajar los datos
        'Posicionamiento de selector en celda inicial "nombre_archivo_macro"
        Application.Goto Workbooks(nombre_archivo_macro).Worksheets("Resultados_Macro_1").Cells(contador, 3)


'Se realiza el bucle hasta que la celda activa esté vacía
  Do Until IsEmpty(ActiveCell)
    'El format = 4 es para abrir un archivo tipo texto (.txt). El Local = 1 es para
    'seleccionar el idioma del Excel como predeterminado para abrir el Excel
    '(en este caso español). Si este campo se deja vacío, es 0 por defecto, y el
    'idioma es estado unidense, lo que provoca una mala conversión de la fecha,
    'ya que por ejemplo 2 de enero de 2019 se muestra como 01/02/2019
    Workbooks.Open ActiveCell.Value, , , 4, , , , , , , , , , 1

    'Archivo abierto con datos diarios
    nombre_archivo_datos_diarios = ActiveWorkbook.Name
    'Hoja del archivo abierto con los datos diarios
    nombre_hoja_datos_diarios = ActiveSheet.Name
    Worksheets(nombre_hoja_datos_diarios).Range("I3").Select
    'Escribe CCC en la celda "I3"
    ActiveCell.FormulaR1C1 = "CCC"
    Range("I4").Select
    'En la celda "I4" se escribe la siguiente fórmula que determina si el registro pertenece
    'a una unidad de producción de CC, escribiendo "SI" o "NO" en la nueva columna creada "CCC".
    'La fórmula busca el valor de la columna de cada registro en el maestro de unidades de
    'producción de CC, de la hoja "Macro_2" del libro "Macro - Participación...".
    'En caso de encontrarse dicho valor se escribe "SI", en caso contrario se escribe "NO"

    ActiveCell.FormulaR1C1 = _
    "=IF(IFERROR(VLOOKUP(RC[-5],'[Macro - Participación de las CCC en el mercado diario 2019 v1.0.xlsm]Macro_2'" _
    !R7C[-7]:R56C[-7],1,0),"""")<>"""","SI","NO")"

    'Conocer posición de última fila de la hoja del libro de los datos diarios (curva_pbc_uof_2019xxxx)
    pos_ult_fila_datos_diarios = Cells(Rows.Count, 1).End(xlUp).Row
    'Conocer posición de última columna de la hoja del libro de los datos diarios (curva_pbc_uof_2019xxxx)
    pos_ult_columna_datos_diarios = Cells(3, Columns.Count).End(xlToLeft).Column

    'Introducir la fórmula para todas las filas de datos
    Selection.AutoFill Destination:=Range(Cells(4, 9) _
    , Cells(pos_ult_fila_datos_diarios, pos_ult_columna_datos_diarios))
```

```
'Seccion 3: exportar sumatorio de MW producidos por hora y CCC a excel de Resultados (cuando exportemos los Precios,
'utilizamos el mismo bucle y variamos esta lógica)

    'Seleccion de rango "A3" hasta la celda de la última columna y de la última fila con datos, es decir,
    'selección de toda la tabla de datos
    Worksheets(nombre_hoja_datos_diarios).Range(Cells(3, 1), Cells(pos_ult_fila_datos_diarios _
    , pos_ult_columna_datos_diarios)).Select
    'Se habilitan los filtros de la cabecera
    Selection.AutoFilter

    'Se filtra por las CCC = SI y Ofertada/Casada = C
    ActiveSheet.Range(Cells(3, 1), Cells(pos_ult_fila_datos_diarios, pos_ult_columna_datos_diarios)) _
    .AutoFilter Field:=9, Criteria1:="SI"
    ActiveSheet.Range(Cells(3, 1), Cells(pos_ult_fila_datos_diarios, pos_ult_columna_datos_diarios)) _
    .AutoFilter Field:=8, Criteria1:="C"

    'Se ordena por hora ascendente y por central alfabéticamente
    ActiveWorkbook.Worksheets(nombre_hoja_datos_diarios).AutoFilter.Sort.SortFields.Clear
    ActiveWorkbook.Worksheets(nombre_hoja_datos_diarios).AutoFilter.Sort.SortFields. _
        Add2 Key:=Range(Cells(4, 1), Cells(pos_ult_fila_datos_diarios, 1)), SortOn:=xlSortOnValues, Order:=xlAscending _
        , DataOption:=xlSortNormal
    ActiveWorkbook.Worksheets(nombre_hoja_datos_diarios).AutoFilter.Sort.SortFields. _
        Add2 Key:=Range(Cells(4, 4), Cells(pos_ult_fila_datos_diarios, 4)), SortOn:=xlSortOnValues, Order:=xlAscending _
        , DataOption:=xlSortNormal

  'Se aplica la ordenación
  With ActiveWorkbook.Worksheets(nombre_hoja_datos_diarios).AutoFilter.Sort
      .Header = xlYes
      .MatchCase = False
      .Orientation = xlTopToBottom
      .SortMethod = xlPinYin
      .Apply
  End With

  'Se pegan los datos filtrados en el Libro Resultados Brutos, hoja AUX
  Worksheets(nombre_hoja_datos_diarios).Range("A3").Select
  Worksheets(nombre_hoja_datos_diarios).Range(Selection, Selection.End(xlToRight)).Select
  Worksheets(nombre_hoja_datos_diarios).Range(Selection, Selection.End(xlDown)).Select
  Selection.Copy

  'Abrir el libro "Resultados brutos - Participacion..." y selección celda "A1". Pegado de datos.
  Application.Goto Workbooks(nombre_archivo_resultados).Worksheets("AUX").Cells(contador_datos, 1)
  Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks:=False, Transpose:=False
  Application.CutCopyMode = False ' "ESC" para deseleccionar area de copiado

  contador_datos = Cells(Rows.Count, 1).End(xlUp).Row + 1

  'MsgBox (contador_datos)
  'Cerrar archivo actual y abrir siguiente archivo
  Workbooks(nombre_archivo_datos_diarios).Close SaveChanges:=False
  contador = contador + 1
  'nombre_archivo_macro
  Application.Goto Workbooks(nombre_archivo_macro).Worksheets("Resultados_Macro_1").Cells(contador, 3)

Loop

    'Una vez pegados todos los datos, se limpian las cabeceras que se han ido pegando en cada pegada de
    'todos los archivos diarios
    Application.Goto Workbooks(nombre_archivo_resultados).Worksheets("AUX").Cells(1, 1)
    Selection.AutoFilter
    pos_ult_fila_datos_brutos = Cells(Rows.Count, 1).End(xlUp).Row
    pos_ult_columna_datos_brutos = Cells(1, Columns.Count).End(xlToLeft).Column

    ActiveSheet.Range(Cells(3, 1), Cells(pos_ult_fila_datos_brutos, pos_ult_columna_datos_brutos)) _
    .AutoFilter Field:=1, Criteria1:= _
    Array("1", "2", "3", "4", "5", "6", "7", "8", "9", "10", "11", "12", "13", "14", "15", "16", "17" _
    , "18", "19", "20", "21", "22", "23", "24"), Operator:=xlFilterValues

    'Se pegan los datos ya limpios en la hoja DATOS
    Range("A1").Select
    Range(Selection, Selection.End(xlToRight)).Select
    Range(Selection, Selection.End(xlDown)).Select
    Selection.Copy
    Workbooks(nombre_archivo_resultados).Worksheets("DATOS").Select
    Range("A1").Select
    Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks:=False, Transpose:=False
    Application.CutCopyMode = False
    Range("A1").Select

End Sub
```

Anexo 4: Participación de las unidades de producción de CC según su potencia máxima instalada y su factor de participación en el Mercado Diario

UP	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Energía Total Anual	Potencia instalada	Categoria	Grupo
ALG3		49%		45%	48%	91%	93%	92%	83%	80%	50%		2.922.556,60	820,50	A	1
ARCOS3	31%	75%		32%	58%	54%	77%	74%	67%	72%	47%	38%	2.353.745,00	822,80	A	1
ECT3					50%	70%	91%	91%	57%	47%	62%		2.228.567,30	804,30	A	1
AMBIETA	17%	13%	11%	12%	11%	27%	47%	61%	63%	56%	33%	43%	2.026.421,80	786,40	A	1
PVENT2	83%	34%	30%	42%	99%	101%	102%	102%	100%	94%	97%	83%	1.917.981,40	414,00	B	2
BAHIAB	40%	42%	39%	28%	40%	42%	43%	49%	42%	60%	42%	46%	1.851.619,60	785,30	A	1
CAMGI20	68%	48%			83%	92%	89%	89%	91%	88%	83%		1.521.425,10	387,90	B	2
CTJON1	58%	71%	66%	63%	61%	67%	70%	78%	83%	85%	75%	72%	1.203.740,00	424,90	B	2
CTN4	35%	41%	41%	43%	49%	32%	39%	34%	34%	34%	42%	33%	1.199.313,80	839,30	B	1
SRI5						70%	73%	66%	79%	86%	79%	73%	1.162.250,60	428,10	B	2
ESCCC2						75%	82%	84%	82%	89%	92%	86%	1.145.067,90	401,30	B	2
SROQ1	79%	66%	79%	83%	78%	79%	81%	74%	73%	74%	73%	74%	1.120.255,40	389,80	B	2
MALA1	80%	73%	81%	81%	73%	84%	83%	80%	75%	77%	75%	76%	1.085.993,40	415,50	B	2
PGR5	42%			18%	42%	41%	52%	55%	55%	54%	43%		1.076.823,60	800,00	A	1
CTJON2		53%				76%	81%	81%		82%	84%	82%	877.143,40	378,90	B	2
BES5	41%			39%	41%	47%	49%	42%	38%		35%	40%	866.709,30	859,00	A	1
ESC6				41%	60%	73%	38%	41%	37%	36%			861.495,80	815,60	A	1
CTGN3	82%	76%	84%	82%	80%	81%	81%	76%	73%	76%	75%	84%	836.914,90	412,70	B	2
ESCCC3					86%	77%	88%	88%	80%	92%			834.988,50	395,20	B	2
CTJON3	65%	71%	74%	66%		71%	78%	75%	73%	87%	38%	79%	818.391,90	418,40	B	2
ARRU1R	44%	47%		44%	39%	40%	40%	44%	72%	81%	80%		747.703,90	394,60	B	2
ARCOS1	85%	86%	86%	86%	78%	74%			66%		84%	81%	729.488,10	389,20	B	2
SRI4R	65%	54%					57%	66%	80%	79%	71%	71%	722.244,40	426,00	B	2
BES3	92%		67%	83%			84%	79%	78%	71%	78%	84%	649.184,00	411,90	B	2
TAPOWER					62%	61%	59%	61%			63%	45%	627.452,30	416,90	B	2
ACE4	87%	82%	89%	87%	85%	83%	80%	82%	78%	83%	80%	79%	624.648,90	372,60	B	2
CTGN1		74%	83%	82%		81%	80%	73%	72%	75%	74%	73%	610.478,40	418,20	B	2
ARCOS2	82%	87%	88%	86%	82%	82%	74%	81%	81%	66%	91%		606.236,90	373,20	B	2
PBCN1				81%		77%	76%	73%	70%	75%		76%	575.361,90	434,80	B	2
ARRU2R	39%	39%		33%	45%	40%	37%	37%	39%		86%	91%	551.046,40	390,00	B	2
PVENT1	37%	32%	34%	36%	96%								544.127,80	420,10	B	2
PBCN2			81%		80%	81%	77%	75%	71%	79%	77%		472.562,70	431,40	B	2
SROQ2		65%	67%	87%	50%				80%	71%	25%		333.500,00	401,80	B	2
COL4					55%	60%	87%	82%					331.621,00	390,90	B	2
SAGU1	84%	78%	85%	86%	82%		82%						216.088,90	409,70	B	2
CTGN2	81%	77%			75%				77%		81%		205.914,10	417,80	B	2
SAGU2	83%	78%		86%				78%	78%	81%	78%	85%	160.179,10	411,80	B	2
SBO3				26%	85%		83%	81%	78%	74%	72%	74%	128.529,00	391,30	B	2
SAGU3									75%	80%	82%		117.956,00	410,60	B	2
STC4										45%	81%		104.102,40	396,40	B	2
CTN3					35%						54%		73.268,40	782,00	B	1
CTNU				41%	68%								52.202,20	790,60	A	1
ACE3		28%	39%		81%	56%	69%	60%			76%		47.887,80	386,00	B	2
BES4											73%	78%	46.384,00	399,70	B	2
ESCCC1			66%	84%	80%								44.703,50	402,60	B	2
PALOS2							67%				71%		17.602,50	389,10	B	2
PALOS1											77%		5.378,00	386,70	B	2

Anexo 5: Sumatorio de horas mensuales de participación para cada unidad de producción

UNIDAD	GRUPO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
AMBIETA	1	531	564	419	156	296	716	744	732	711	678	677	620
BAHIAB	1	477	444	291	97	186	537	686	710	543	598	419	280
PVENT2	2	50	80	219	112	606	720	744	744	647	731	125	187
ARCOS3	1	132	56		56	78	623	744	744	600	646	516	358
ALG3	1		361		43	526	720	744	720	678	666	18	
CAMGI20	2	116	9			658	702	744	744	720	744	25	
CTJON1	2	124	373	207	309	496	211	457	675	331	272	471	25
ECT3	1					24	480	744	744	696	744	515	
CTN4	1	151	246	239	171	73	482	573	524	354	475	389	191
SROQ1	2	165	189	154	109	359	325	548	585	411	439	361	148
ARRU1R	2	195	243		115	318	531	688	565	324	607	66	
SRI5	2						573	681	463	511	693	318	356
ESCCC2	2						587	512	723	575	490	308	229
MALA1	2	276	316	134	150	87	494	455	281	338	443	249	88
ARRU2R	2	68	170		7	367	510	713	489	57		311	240
CTJON2	2		27				555	691	624		512	256	218
ESC6	1				38	19	38	689	744	479	732		
PVENT1	2	640	569	464	364	615							
CTJON3	2	129	115	281	78		476	290	48	338	477	63	315
CTGN3	2	235	267	92	158	239	190	250	258	332	409	133	33
PGR5	1	314			2	206	200	435	462	340	320	274	
TAPOWER	2					461	576	684	720			20	16
ESCCC3	2					226	69	736	723	623	84		
SRI4R	2	276	26					85	408	325	560	398	278
BES5	1	204			187	279	300	580	363	265		36	121
ARCOS1	2	349	297	293	252	397	293			64		302	42
ACE4	2	234	153	35	130	54	129	326	168	265	110	323	123
BES3	2	48		79	104			199	454	363	516	220	51
ARCOS2	2	105	336	328	254	344	187	86	120	17	56	102	
CTGN1	2		80	56	60		161	308	527	342	183	163	53
PBCN1	2				90		176	473	345	334	325		35
PBCN2	2			59		142	171	395	194	243	37	192	
SROQ2	2		74	64	37	2				406	536	1	
COL4	2					19	55	492	460				
SAGU1	2	64	131	126	18	212		92					
CTGN2	2	271	163			60				66		66	
SAGU2	2	48	91		18				149	20	42	86	36
SBO3	2				2	36		61	68	105	62	60	28
SAGU3	2									186	126	57	
STC4	2										15	316	
CTN3	1					183						55	

UNIDAD	GRUPO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ACE3	2		7	1		19	19	55	24			57	
BES4	2											120	37
ESCCC1	2			10	16	114							
CTNU	1				17	87							
PALOS2	2							27				38	
PALOS1	2											18	

Anexo 6: Demanda mensual de gas 2019

Mercado liberalizado					
Año	Mes	Convencional	Generación eléctrica	GNL de consumo directo	Total
2019	enero	32.045	6.887	1.033	**39.966**
2019	febrero	26.566	5.455	906	**32.927**
2019	marzo	25.379	4.919	909	**31.208**
2019	abril	23.532	6.158	890	**30.580**
2019	mayo	20.803	8.646	899	**30.348**
2019	junio	19.099	11.127	791	**31.017**
2019	julio	18.618	15.031	955	**34.603**
2019	agosto	17.136	14.954	870	**32.960**
2019	septiembre	18.834	11.527	882	**31.243**
2019	octubre	20.621	11.825	946	**33.392**
2019	noviembre	26.097	8.486	964	**35.547**
2019	diciembre	27.129	6.308	918	**34.355**
2019	**Total**	**275.859**	**111.323**	**10.963**	**398.145**

Anexo 7: Sumatorio mensual de MWh casados por cada unidad de producción

CCC	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total CCC
BAHIAB	150.206,30	146.835,90	88.350,30	21.145,00	58.900,50	178.560,60	229.805,40	275.940,50	179.183,90	280.973,10	139.526,40	102.191,70	1.851.619,60
ALG3	0,00	144.832,00	0,00	15.790,00	208.105,30	538.072,90	566.343,50	542.585,00	461.163,30	438.344,00	7.320,60	0,00	2.922.556,60
CTJON1	30.756,40	112.594,00	58.483,10	83.043,20	127.726,40	59.645,20	135.486,40	223.982,20	116.822,80	98.021,90	149.542,40	7.636,00	1.203.740,00
ARCOS2	32.173,50	108.848,50	108.060,10	81.226,30	105.006,60	57.254,70	23.625,50	36.339,70	5.147,20	13.897,10	34.657,70	0,00	606.236,90
ARCOS1	115.178,10	99.353,10	98.174,70	84.275,30	119.899,10	83.955,40	0,00	0,00	16.459,90	0,00	98.880,00	13.312,50	729.488,10
MALA1	91.202,00	96.434,60	45.356,50	50.507,50	26.502,00	173.112,50	156.789,50	93.136,00	105.423,20	142.518,10	77.272,00	27.739,50	1.085.993,40
CTN4	44.713,40	84.687,10	81.941,30	61.515,00	29.838,30	128.309,70	189.626,30	148.600,10	100.687,40	137.489,90	138.404,30	53.501,00	1.199.313,80
CTGN3	79.672,50	83.300,60	31.862,50	53.163,80	78.845,50	63.667,60	83.530,00	81.149,00	100.222,60	129.117,30	40.938,50	11.445,00	836.914,90
PVENT1	98.560,00	75.619,30	66.000,50	55.342,00	248.606,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	544.127,80
AMBIETA	71.471,50	57.554,00	37.315,90	14.987,90	25.787,90	153.933,20	276.205,10	348.883,60	354.539,60	299.267,80	177.377,70	209.097,60	2.026.421,80
CTGN2	91.392,50	52.141,10	0,00	0,00	18.848,00	0,00	0,00	0,00	21.250,00	0,00	22.282,50	0,00	205.914,10
SROQ1	50.831,00	48.360,50	47.133,00	35.325,40	108.653,10	99.707,80	172.811,10	168.337,30	117.092,30	126.268,90	102.820,00	42.915,00	1.120.255,40
ACE4	75.573,60	46.532,60	11.571,00	42.282,00	17.108,00	39.957,00	97.374,20	51.056,00	76.787,30	33.981,00	96.345,20	36.081,00	624.648,90
ARRU1R	34.050,00	45.180,00	0,00	19.820,00	48.345,00	84.815,00	109.745,00	99.127,20	92.334,60	193.439,10	20.848,00	0,00	747.703,90
SAGU1	21.906,00	42.040,90	44.083,00	6.344,00	70.923,00	0,00	30.792,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	216.088,90
ARCOS3	34.044,40	34.397,70	0,00	14.957,30	37.116,70	277.080,70	471.342,20	454.290,30	333.208,70	384.528,10	200.869,90	111.909,00	2.353.745,00
CTJON3	34.926,00	34.266,60	86.518,10	21.564,00	0,00	140.919,50	94.295,10	15.019,20	103.025,00	173.268,00	9.890,00	104.700,40	818.391,90
SAGU2	16.462,00	29.242,10	0,00	6.344,00	0,00	0,00	0,00	47.712,00	6.431,00	13.978,00	27.482,00	12.528,00	160.179,10
ARRU2R	10.420,00	25.690,00	0,00	905,00	64.167,40	78.850,00	101.624,20	71.203,00	8.717,50	0,00	104.705,70	84.763,60	551.046,40
CTGN1	0,00	24.719,70	19.337,50	20.660,00	0,00	54.767,50	102.875,00	160.350,20	103.298,20	57.687,80	50.507,50	16.275,00	610.478,40
SROQ2	0,00	19.218,00	17.312,00	12.870,00	400,00	0,00	0,00	0,00	130.455,00	153.145,00	100,00	0,00	333.500,00
PVENT2	17.150,00	11.408,00	27.366,00	19.310,00	248.861,20	301.344,00	313.224,00	313.224,00	267.052,90	284.609,20	50.135,00	64.297,10	1.917.981,40
SRI4R	76.574,60	5.949,00	0,00	0,00	0,00	0,00	20.771,00	115.435,40	110.110,10	188.532,50	120.526,20	84.345,60	722.244,40
CTJON2	0,00	5.376,80	0,00	0,00	0,00	160.258,20	211.541,60	190.958,00	0,00	159.781,10	81.490,10	67.737,60	877.143,40
CAMGI20	30.653,10	1.678,80	0,00	0,00	211.689,50	249.836,20	256.864,30	257.234,60	252.876,20	252.585,40	8.007,00	0,00	1.521.425,10
ACE3	0,00	755,00	151,00	0,00	5.968,90	4.128,40	14.641,00	5.599,90	0,00	0,00	16.643,60	0,00	47.887,80
PGR5	111.930,00	0,00	0,00	315,00	73.493,20	69.896,90	194.797,70	218.532,50	159.805,00	147.005,00	101.048,30	0,00	1.076.823,60
BES5	71.030,00	0,00	0,00	62.095,70	99.320,00	120.818,60	242.205,00	132.460,00	86.510,00	0,00	10.950,00	41.320,00	866.709,30
BES3	18.240,00	0,00	21.732,00	35.723,00	0,00	0,00	68.824,00	148.500,00	117.235,00	150.300,00	71.000,00	17.630,00	649.184,00
ECT3	0,00	0,00	0,00	0,00	9.600,00	269.869,80	544.970,40	545.140,00	321.760,00	279.170,00	258.057,10	0,00	2.228.567,30
SRI5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	172.484,30	212.598,70	130.922,10	172.161,50	255.862,70	107.111,30	111.110,00	1.162.250,60
ESCCC2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	176.371,30	168.517,30	243.246,50	188.982,20	175.485,30	113.507,00	78.958,30	1.145.067,90
ESC6	0,00	0,00	0,00	12.722,40	9.328,90	22.550,80	212.178,10	249.053,60	142.928,50	212.733,50	0,00	0,00	861.495,80
ESCCC3	0,00	0,00	0,00	0,00	76.454,10	21.057,40	256.831,10	252.314,60	197.818,10	30.513,20	0,00	0,00	834.988,50
TAPOWER	0,00	0,00	0,00	0,00	119.441,70	147.608,60	169.006,60	183.113,30	0,00	0,00	5.282,10	3.000,00	627.452,30
PBCN1	0,00	0,00	0,00	31.735,00	0,00	59.179,00	155.498,50	109.408,50	101.642,00	106.348,90	0,00	11.550,00	575.361,90
PBCN2	0,00	0,00	20.490,00	0,00	49.145,00	59.625,00	130.575,00	62.478,00	74.011,00	12.600,00	63.638,70	0,00	472.562,70
COL4	0,00	0,00	0,00	0,00	4.095,00	12.821,00	167.485,00	147.220,00	0,00	0,00	0,00	0,00	331.621,00
SBO3	0,00	0,00	0,00	205,00	11.996,00	0,00	19.698,00	21.614,00	32.101,30	18.034,60	16.825,10	8.055,00	128.529,00
SAGU3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	57.402,00	41.419,00	19.135,00	0,00	117.956,00
STC4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2.650,20	101.452,20	0,00	104.102,40
CTN3	0,00	0,00	0,00	0,00	49.915,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	23.353,20	0,00	73.268,40
CTNU	0,00	0,00	0,00	5.556,00	46.646,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	52.202,20
BES4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	34.884,00	11.500,00	46.384,00
ESCCC1	0,00	0,00	2.642,00	5.390,00	36.671,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	44.703,50
PALOS2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7.066,50	0,00	0,00	0,00	10.536,00	0,00	17.602,50
PALOS1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5.378,00	0,00	5.378,00
CAMGI10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ECT2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PALOS3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	**1.409.116,90**	**1.437.015,90**	**913.880,50**	**875.119,80**	**2.447.405,20**	**4.060.458,80**	**6.209.564,30**	**6.144.166,30**	**4.714.645,30**	**4.993.555,70**	**2.718.730,30**	**1.333.598,90**	

Bibliografía

[1] SmartGridSpain "Los ciclos combinados, pieza clave para respaldar las energías renovables" [en línea]: https://smartgridspain.org/web/valores-en-red/renovables/2020/06/08/los-ciclos-combinados-pieza-clave-para-respaldar-las-energias-renovables/ (8 de junio de 2020).

[2] AleaSoft Energy Forecasting "Los ciclos combinados y la eólica en el mix de electricidad español" [en línea]: https://aleasoft.com/es/ciclos-combinados-eolica-mix-electricidad-espannol/ (10 de marzo de 2021).

[3] Fundación Naturgy "Las ventajas ambientales de las Centrales de Ciclo Combinado" [en línea]: https://www.fundacionnaturgy.org/publicacion/las-ventajas-ambientales-las-centrales-ciclo-combinado/ (10 de marzo de 2021).

[4] Eisenberg. Gas Services "Que son los Gasoductos" [en línea]: https://www.eisenberg.com.mx/infraestructura/gasoductos/ (1 de septiembre de 2021).

[5] Cuadernos de derecho para ingenieros "Energía Eléctrica - Ciclos combinados" [en línea]: https://cuadernosdederechoparaingenieros.com/capitulo-energia/ciclos-combinados/ (15 de septiembre 2021).

[6] Universidad de Cantabria. Open Course Ware "Centrales de Generación Eléctrica" [en línea]: https://ocw.unican.es/pluginfile.php/1160/course/section/1407/bloque-energia-IV.pdf

[7] Dr. Amado Enrique Navarro Frómeta "El Ciclo de Rankine" [en línea]: https://navarrof.orgfree.com/Docencia/Termodinamica/CiclosGeneracion/ciclo_rankine.htm

[8] YouTube. Dirección de Educación a Distancia USM "Ciclo de Brayton," [en línea]: https://www.youtube.com/watch?v=jzezy_Y5Lq8

[9] Universidad Nacional de Tucumán. Facultad de Ciencias Exactas y Tecnología "Ciclo Combinado TV+TG" [en línea]: https://catedras.facet.unt.edu.ar/centraleselectricas/wp-content/uploads/sites/19/2014/10/Apunte-TG-1.pdf

[10] Fundación Endesa "Central de Ciclo Combinado," [en línea]: https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/centrales-electricas-convencionales/central-termica-convencional-ciclo-combinado.

[11] Blog de Tecnología de Pedro Landín "Centrales de Ciclo Combinado" [en línea]: http://pelandintecno.blogspot.com/2012/11/centrales-de-ciclo-combinado.html (febrero de 2012).

[12] Red Eléctrica España "Gestor de la red y transportista" [en línea]: https://www.ree.es/es/actividades/gestor-de-la-red-y-transportista

[13] Area Tecnología "Transporte y distribución de la energía eléctrica" [en línea]: https://www.areatecnologia.com/como-se-distribuye-energia-electrica.htm

[14] Red Eléctrica España "Informe del Sistema Eléctrico Español 2019" [en línea]: https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/informe-del-sistema-electrico-espanol-2019

[15] AEQ "Mercado Eléctrico (III): Los servicios de ajuste del sistema eléctrico peninsular" [en línea]: https://www.aeqenergia.com/index.php/blog/mercado-electrico-iii-los-servicios-de-ajuste-del-sistema-electrico-peninsular

[16] Red Eléctrica España "Procedimiento de operación 1.5 del Sistema Eléctrico" [en línea]: https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/RES_PO_1.5.pdf (21 de julio de 2006).

[17] Enérgya VM "¿Qué es un contrato bilateral en el sector eléctrico?" [en línea]: https://www.energyavm.es/que-es-un-contrato-bilateral-en-el-sector-electrico/ (11 de octubre de 2018).

[18] O-Innova "Mercado Eléctrico" Antonio Maestro. [en línea]: https://www.o-innova.com/mercado-electrico/ (27 de abril de 2015).

[19] N. Energía "¿Qué es y cómo funciona el pool eléctrico en España?" [en línea]: https://nabaliaenergia.com/blog/pool-electrico-espana/ (18 de octubre de 2021).

[20] Xataka. “Cómo funciona el mercado eléctrico y por qué, a pesar de que el precio a veces llegue a cero, apenas va a repercutir en nuestra factura” [en línea]: https://www.xataka.com/energia/como-funciona-mercado-electrico-que-a-pesar-que-precio-a-veces-llegue-a-cero-apenas-va-a-repercutir-nuestra-factura-1 (17 de octubre de 2021).

[21] OMIE "Funcionamiento del Mercado Diario" [en línea]: https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/mercado_diario_1.pdf

[22] Fundación Endesa “El mercado eléctrico” [en línea]: https://www.fundacionendesa.orghttps://fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/el-mercado-electrico (17 de octubre de 2021).

[23] OMIE "Mercado de Electricidad" [en línea]: https://www.omie.es/es/mercado-de-electricidad

[24] DocPlayer “Centrales de Ciclo Combinado (CC). Configuración monoeje y 2x1” [en línea]: https://docplayer.es/6265689-Centrales-de-ciclo-combinado-cc.html

[25] El periódico de España “Crisis energética. España refuerza el suministro de gas con más barcos y ampliando el gaseoducto con Argelia” [en línea]: https://www.epe.es/es/economia/20220125/espana-refuerza-suministro-gas-barcos-13143090 (25 de enero de 2022).

[26] Enagas “Plantas de regasificación” [en línea]: https://www.enagas.es/enagas/es/Transporte_de_gas/PlantasRegasificacion.

[27] Gana Energía “Por qué sube el precio del gas” [en línea]: https://ganaenergia.com/blog/por-que-sube-precio-gas/#:~:text=En%20resumen%2C%20la%20escalada%20de,el%20aumento%20de%20la%20gasolina. (9 de noviembre de 2021).

[28] Red Eléctrica España. ESIOS “Generación Programada PBF Ciclo Combinado” [en línea]: https://www.esios.ree.es/es/analisis/9?vis=1&start_date=01-01-2019T00%3A00&end_date=31-12-2019T23%3A50&compare_start_date=01-12-2018T00%3A00&groupby=month&compare_indicators=550.

[29] CORES. Series estadísticas actualizadas “Consumo gas natural” [en línea]: https://www.cores.es/es/estadisticas (14 de enero de 2022).

[30] ENAGAS. Demanda gas natural “Histórico de demanda: Informe mensual” [en línea]: https://www.enagas.es/enagas/es/Gestion_Tecnica_Sistema/DemandaGas/ObservatorioDemanda?vgnNextStartIndex=10&combo_1=e58dca140ba6d610VgnVCM100000202c14ac&totalelements=12

[31] Diario de Huelva "Naturgy propone al Gobierno el cierre de su Central de Ciclo Combinado de Palos” [en línea]: https://www.diariodehuelva.es/2019/05/22/naturgy-propone-al-gobierno-el-cierre-de-su-central-de-ciclo-combinado-de-palos/ (22 de mayo de 2019).

[32] AEMET "Informe sobre el estado del clima en España 2019," [en línea]: http://www.aemet.es/documentos/es/conocermas/recursos_en_linea/publicaciones_y_estudios/estudios/Informes%20estado%20clima/Informe_estado_clima_2019.pdf.

[33] ENAGAS. Transporte y operación “Mapa de infraestructuras de ENAGÁS en España” [enlínea]: https://www.enagas.es/enagas/es/Transporte_de_gas/TransporteYOperacion/MapaInfraestructuras.

[34] ENAGAS. Presentación [en línea]: https://www.enagas.es/enagas/es/QuienesSomos/Presentacion.

[35] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, CNMC “IS/DE/007/20: IS DEL MERCADO DE GAS NATURAL EN ESPAÑA. AÑO 2019. -ANUAL-.” [en línea]: https://www.cnmc.es/expedientes/isde00720-0.

[36] Red Eléctrica España. ESIOS “Balance de generación programada” [en línea]: https://www.esios.ree.es/es/balance?date=01-01-2019&program=PBF&agg=month.

[37] Wikipedia “Hora central europea” [en línea]: https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Hora_central_europea&oldid=133926899 (12 de marzo de 2021).

[38] Wikipedia "Anexo: Centrales térmicas en España" [en línea]: https://es.wikipedia.org/wiki/Anexo:Centrales_t%C3%A9rmicas_en_Espa%C3%B1a.

[39] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, CNMC "INF/DE/061/20 “Informe sobre el funcionamiento del mercado mayorista de gas en 2019 y recomendaciones para el incremento de la liquidez, la transparencia y el nivel de

competencia del mercado organizado” [en línea]: https://www.cnmc.es/expedientes/infde06120.

[40] MIBGAS "MIBGAS. Acceso a ficheros" [en línea]: https://www.mibgas.es/es/file-access?path=AGNO_2019.

[41] Tranding Economics. "EU Carbon Permits" [en línea]: https://tradingeconomics.com/commodity/carbon.

[42] Periódico Heraldo "Así funcionan las fuentes de gas que abastecen a España desde Argelia" [en línea]: https://www.heraldo.es/noticias/nacional/2021/10/28/asi-funcionan-las-fuentes-de-gas-que-abastecen-a-espana-desde-argelia-1529826.html?autoref=true (28 de octubre de 2021).

[43] Periódico El País "Así afronta España el cierre del gaseoducto del Magreb" [en línea]: https://elpais.com/economia/2021-11-14/asi-afronta-espana-el-cierre-del-gasoducto-del-magreb.html. (14 de noviembre de 2021).

[46] OMIE. Acceso a ficheros. [en línea]: https://www.omie.es/es/file-access-list.

[47] Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico "PNIEC - Plan Nacional Integrado de Energía y Clima" [en línea]: https://www.miteco.gob.es/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf. (20 de enero de 2020).

[48] Red Eléctrica España "El Sistema Eléctrico Español 2005," [en línea]: https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2005.pdf.

[49] CORES "Porcentaje de diversificación de los aprovisionamientos de gas natural 2020" [en línea]: https://www.cores.es/sites/default/files/archivos/diversificacion/web_diversificacion_porcentaje2020.pdf

[50] OMIE "Energía diaria por tecnologías ofertada/casada igual o superior al 95% marginal" [en línea]: https://www.omie.es/es/market-results/monthly/daily-market/daily-power-over-95?scope=monthly&year=2019&month=7&system=9

[51] OMIE "Tecnologías que marcan el precio marginal del Mercado Diario" [en línea]: https://www.omie.es/es/market-results/monthly/daily-market/marginal-price-technologies?scope=monthly&year=2019&month=2&country

Universidad de Alcalá

Escuela Politécnica Superior

ESCUELA POLITECNICA SUPERIOR

Universidad de Alcalá