



UNIVERSIDAD
DE MÁLAGA



ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

Departamento: Lenguajes y Ciencias de la Computación

Área de Conocimiento: Lenguajes y Sistemas Informáticos

TRABAJO FIN DE GRADO

Análisis del Mercado Eléctrico en España

GRADO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL

Autor: Javier Díaz García

Tutoras: Nathalie Moreno

Mónica Trella

MÁLAGA, 08/02/23

Resumen

El objetivo del presente proyecto es crear una herramienta docente que permita simular el comportamiento del mercado de la electricidad en España.

Para ello, se realiza un estudio del funcionamiento del Mercado Ibérico de la Electricidad y del sistema marginalista en el que este se basa. En esta memoria se desarrollan los ejemplos y situaciones que la herramienta docente permite simular a partir de los datos oficiales del operador del mercado.

Finalmente, se desarrolla el funcionamiento de la herramienta de simulación y se detallan los componentes del código que la definen.

Índice de Contenidos

1. Estado del arte	10
2. Objetivos del proyecto	11
3. Análisis del Mercado Eléctrico	12
3.1) Antecedentes	12
3.1.1) Real Decreto 54/1997	13
3.1.2) Real Decreto 24/2013	18
3.2) Agentes del Mercado Eléctrico	19
3.3) Funcionamiento del Mercado Ibérico de Electricidad	20
3.3.1) Introducción al Mercado Eléctrico	20
3.3.2) Mercado diario	25
3.3.3) Mercado a plazo	28
3.3.4) Mercado intradiario	31
3.3.5) Mercado de ajuste	34
4) Contribución de las distintas energías en el mercado eléctrico	38
4.1) Tecnologías que intervienen en el mercado eléctrico	38
4.2) Potencia instalada	44
4.3) Tecnologías en el mercado diario	46
4.3.1) Energía horaria por tecnologías	47
4.3.2) Energía horaria por tecnologías (día de verano)	60
4.4) Evolución del precio energético	62
4.4.1) Análisis anual de 2019	63
4.4.1) Análisis anual de 2020	66
4.4.2) Análisis anual de 2021	71
4.4.3) Análisis anual de 2022	76
4.5) El problema del gas natural	79
4.5.1) Día con el mayor precio de la energía (08/03/22)	80

5)	Herramienta de Simulación en C++	83
5.1)	Diseño de la interfaz gráfica de usuario (GUI)	84
5.2)	Modelo Vista Controlador (MVC)	89
5.2.1)	Modelo	90
5.2.2)	Controlador y vista	100
5.3)	Comparación de la simulación con datos reales	112
6)	Conclusiones	118
7)	Referencias bibliográficas	119
8)	Anexo . Código completo	126
	COferta.hpp	126
8.1)	126	
8.2)	COferta.cpp	126
8.3)	CLista.hpp	129
8.4)	CLista.cpp	130
8.5)	ui_comparar.h	138
8.6)	ui_comparar.cpp	139
8.7)	ui_ejemplo.h	146
8.8)	ui_ejemplo.cpp	147
8.9)	QCustomPlot.h y QCustomPlot.cpp	163

Índice de imágenes

Imagen 1. Resumen Reales Decretos de 1979 a 2013	17
Imagen 2. Resumen de los submercados del MIBEL	21
Imagen 3. Resumen de la implicación de los submercados en 2018-2019	22
Imagen 4. Representación del mercado a plazo y mercado spot en 2019.	24
Imagen 5. Representación del mercado a plazo y mercado spot en 2018.	24
Imagen 6. Influencia de los mercados en el precio final.	24
Imagen 7. Boceto de las curvas agregadas de oferta y demanda.	26
Imagen 8. Volumen de energía negociada en los submercados del mercado a plazo.	30
Imagen 9. Horarios del mercado intradiario.	32
Imagen 10. Regulación secundaria por tecnologías en 2019.	36
Imagen 11. Regulación terciaria por tecnologías en 2019.	37
Imagen 12. Potencia instalada 2022.	45
Imagen 13. Energía horaria por tecnologías 13/11/22.	47
Imagen 14. Energía casada por tecnologías 13/11/22 tramo 4.	48
Imagen 15. Energía casada por tecnologías 13/11/22 tramo 14.	50
Imagen 16. Energía casada por tecnologías 13/11/22 tramo 20.	53
Imagen 17. Precio horario del mercado diario 13/11/22.	56
Imagen 18. Curvas agregadas de oferta y demanda del 13/11/22.	57
Imagen 19. Comparación de precios marginales del 13/11/22 y 03/08/22.	60
Imagen 20. Evolución del precio aritmético marginal del mercado eléctrico.	62
Imagen 21. Precio aritmético mensual de 2019 (€/MW).	64
Imagen 22. Energía mensual casada de 2019 (MW).	65
Imagen 23. Generación de las distintas tecnologías en 2019.	66
Imagen 24. Precio aritmético mensual de 2020 (€/MW).	67
Imagen 25. Energía mensual casada de 2020 (MW).	68
Imagen 26. Comparación de energías casadas mensuales (MW) y precios marginales aritméticos (€/MW) en 2019 y 2020.	69
Imagen 27. Precio de combustibles fósiles en \$/MWh de 2013 a 2021.	71
Imagen 28. Precio mensual del gas natural de 2021.	72
Imagen 29. Precio aritmético mensual y energía final de 2021.	72

Imagen 30. Comparación de energías casadas mensuales (MW) y precios marginales aritméticos (€/MW) en 2019 y 2021. _____	73
Imagen 31. Relación del precio aritmético mensual de 2021 (€/MW) y el precio aritmético mensual del gas natural (€/MW) en 2021. _____	74
Imagen 32. Generación de las distintas tecnologías en 2021. _____	75
Imagen 33. Comparación de energías casadas mensuales (MW) y precios marginales aritméticos (€/MW) en 2021 y 2022. _____	77
Imagen 34. Precio del MWh producido con gas en España de 2021 a octubre de 2022. _____	78
Imagen 35. Curvas agregadas de oferta y demanda del tramo 20 del 08/03/22 y del 13/11/22. _____	81
Imagen 36. Media aritmética mensual del precio marginal de 2022. _____	83
Imagen 37. Desarrollo preliminar. Ventana principal. _____	84
Imagen 38. Desarrollo preliminar. Cuadro Importar. _____	85
Imagen 39. Desarrollo preliminar. Botón: Mostrar más información del ejemplo. ____	86
Imagen 40. Desarrollo preliminar. Ventana: Mostrar más información del ejemplo. _	87
Imagen 41. Desarrollo preliminar. Bloque Insertar. _____	87
Imagen 42. Desarrollo preliminar. Botón: Exportar datos. _____	88
Imagen 43. Desarrollo preliminar. Ventana: Comparación de mercados diarios. ____	89
Imagen 44. CO oferta.hpp. _____	90
Imagen 45. Función sistema_ecuaciones de CO oferta.cpp. _____	92
Imagen 46. CLista.hpp. _____	93
Imagen 47. Fragmento representativo de las ofertas del 13/11/22. _____	94
Imagen 48. Ejemplo de las curvas agregadas de oferta y demanda del tramo 4 del 13/11/22 _____	95
Imagen 49. Función ofertasventa de CLista.cpp. _____	96
Imagen 50. Función creargraficas de CLista.cpp. _____	98
Imagen 51. Función calcularcsacion de CLista.cpp _____	99
Imagen 52. Función calculos de mainwindow.cpp. _____	99
Imagen 53. Función mostrar_datos de mainwindow.cpp. _____	100
Imagen 54. Ventana principal de la herramienta (mainwindow.ui). _____	100
Imagen 55. Código del cuadro importar de mainwindow.cpp. _____	101

Imagen 56. Demostración de funcionamiento del botón importar. _____	102
Imagen 57. Función crear_grafica del mainwindow.cpp. _____	103
Imagen 58. Función del tramo 4 del 13/11/22. _____	104
Imagen 59. Fragmento 1 del código de ui_ejemplo.cpp. _____	104
Imagen 60. Fragmento 2 del código de ui_ejemplo.cpp. _____	105
Imagen 61. Demostración de funcionamiento del botón: Mostrar más información del ejemplo. _____	105
Imagen 62. Demostración de funcionamiento de Insertar oferta 1. _____	106
Imagen 63. Demostración de funcionamiento de Insertar oferta 2. _____	106
Imagen 64. Funciones de insertar. _____	107
Imagen 65. Función de exportar. _____	108
Imagen 66. Demostración de funcionamiento de comparar. _____	109
Imagen 67. Función de comparar 1. _____	110
Imagen 68. Función de comprar 2. _____	111
Imagen 69. Comparación de diferencias entre simulador y datos de OMIE. _____	112
Imagen 70. Datos finales de la curva de compra del tramo 4 del 13/11/22. _____	113
Imagen 71. Comparación de resultados reales con simulados. _____	114

Índice de tablas

Tabla 1. Resumen de la implicación de submercados en 2019. _____	23
Tabla 2. Potencia instalada. _____	44
Tabla 3. Energía casada por tecnologías 13/11/22 tramo 4. _____	48
Tabla 4. Energía casada por tecnologías 13/11/22 tramo 14. _____	49
Tabla 5. Energía casada por tecnologías 13/11/22 tramo 20. _____	52
Tabla 6. Energía horaria por tecnologías 13/11/22 _____	55
Tabla 7. Implicación de las energías con ofertas cercanas a 0 €/MW del 13/11/22 en el precio de la energía según datos de OMIE. _____	58
Tabla 8. Media aritmética de precios marginales y energía total casada del 13/11/22 y 03/08/22. _____	61
Tabla 9. Comparación de la energía horaria por tecnologías del tramo 15 del 03/08/22 y del tramo 14 del 13/11/22. _____	61
Tabla 10. Precio aritmético mensual y energía final de 2019. _____	64
Tabla 11. Generación de las distintas tecnologías en 2019. _____	65
Tabla 12. Precio aritmético mensual y energía final de 2020. _____	67
Tabla 13. Generación de las distintas tecnologías en 2020. _____	70
Tabla 14. Generación de las distintas tecnologías en 2021. _____	75
Tabla 15. Precio aritmético mensual y energía final de 2021. _____	76
Tabla 16. Comparación de la energía horaria por tecnologías de los tramos 20 del 08/03/22 y del 13/11/22. _____	80
Tabla 17. Implicación de las energías con ofertas cercanas a 0 €/MW del 08/03/22 y del 13/11/22 en el precio de la energía. _____	82

1. Estado del arte

Durante los últimos años, con la liberalización del mercado eléctrico en 1997, algunos estudiantes de último grado han tratado el funcionamiento del mercado eléctrico desde diferentes perspectivas, entre estos destacan:

- El Mercado Eléctrico Portugués (Sanz, 2009). Este Trabajo de Fin de Máster estudia el comportamiento del mercado eléctrico portugués y el cambio de paradigma en su funcionamiento desde la liberalización del sector eléctrico.
- Simulador de Mercado Eléctrico Ibérico (Bosh, 2014). En este Trabajo de Fin de Grado se analiza la estructura del sector eléctrico tras implantarse el último Real Decreto que lo regula (el Real Decreto 24/2013). Además, se desarrolla una herramienta de simulación del mercado diario en el software MATLAB.

Con carácter empresarial, se han realizado muchos simuladores eléctricos más precisos y completos, algunos de ellos son:

- PLEXOS (Energy Exemplar, 2008). Energy Exemplar es una empresa multinacional desarrolladora de *software* de simulación. PLEXOS es su programa más importante. Este es un *software* de simulación del mercado eléctrico que se actualiza con los últimos datos y noticias del mercado.
- xPryce (Simulyde, 2016). Este *software* sirve a los agentes del mercado que lo contraten para prever el futuro comportamiento del sector y permitirles analizar con precisión sus costes de oportunidad.

La mayoría de las herramientas de simulación del mercado eléctrico no son de carácter académico, por lo que su utilización a nivel docente no permite una comprensión real del mercado. Estas herramientas sirven a agentes del propio mercado para operar con mayor facilidad.

Este proyecto desarrolla una memoria con los ejemplos y la información teórica necesaria para el entendimiento del funcionamiento del mercado sin la necesidad de tener conocimientos previos de este. La herramienta de simulación permite poner en práctica estos procesos y su objetivo es el de ayudar a asimilar toda la información.

2. Objetivos del proyecto

El objetivo de este proyecto es desarrollar una herramienta docente para el aprendizaje del funcionamiento del mercado eléctrico. Está orientada a personas que no tienen conocimientos previos acerca del tema y consta de dos partes: una memoria que desarrolla los aspectos teóricos siguiendo una metodología basada en ejemplos, y un software de simulación que permite al estudiante poner en práctica estos conocimientos.

El software desarrollado toma como entrada los datos de precio y energía de vendedores y compradores, cruza las ofertas de ambos agentes y obtiene el punto de casación, valor que determina el precio de la electricidad en cada tramo de un día.

El programa permite al usuario, por un lado, estudiar casos reales precargados en el sistema, cuyos datos se han obtenido directamente de las webs de los operadores del mercado (OMIE,2019), y que son paradigmas de comportamientos del mercado de interés desde el punto de vista docente. Además de estudiar casos predefinidos, el usuario puede proporcionar como entrada conjuntos de datos simulados y observar cómo se comportaría el mercado en esos casos.

El desarrollo del proyecto consta de las siguientes fases:

- Estudio del mercado eléctrico y los submercados que lo componen.
- Participación de las diferentes tecnologías generadoras de energía en el mercado.
- Evolución de la demanda y los precios de 2019 a 2022.
- Implicación del gas natural como combustible en la generación de electricidad.
- Desarrollo de la herramienta de simulación.

3. Análisis del Mercado Eléctrico

3.1) Antecedentes

En 1944 se funda la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (UNESA). Dicha compañía consiste en una agrupación de las principales compañías eléctricas del sector.

El objetivo de esta Asociación de empresas radica en el desarrollo, promoción e interconexión de los distintos sistemas eléctricos regionales. UNESA se encarga de gestionar y decidir qué centrales están en producción, con qué rendimiento y qué canales de transporte se deben utilizar para abastecer la demanda de electricidad en el país.

En 1970, esta asociación de empresas consigue crear una red que recorre todo el país. Esta red triplica la producción de energía eléctrica con respecto a la original.

Debido a la cada vez mayor necesidad de aumentar la producción de electricidad, muchos grupos entran en el mercado de la generación de energía. No obstante, a causa de los largos periodos necesarios para la construcción de centrales, la mayoría de estas empresas obtienen su electricidad del fueloil, un combustible que se obtiene de los procesos de refinación del petróleo. Este tipo de centrales tienen un proceso de construcción inferior a otro tipo de centrales, como la nuclear.

En 1973, se produce una crisis de petróleo que obligó a UNESA y a los nuevos grupos que entran en el mercado eléctrico a buscar otros recursos para abastecer la demanda.

En 1979, se toman medidas para reducir la dependencia del petróleo en España. La principal línea de actuación que se sigue es la creación de centrales de carbón nacional, la integración de cinco centrales nucleares y una mayor inversión en tecnologías renovables. Aun así, se necesita tomar medidas para estabilizar la situación financiera de las empresas. En consecuencia, entra en juego la liberalización del sector eléctrico, en el año 1997.

3.1.1) Real Decreto 54/1997

El 27 de noviembre de 1997 se promulga la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, la cual liberaliza el mercado eléctrico en España. Tras este decreto, España observa como su sistema oligopolístico se regula, convirtiéndose en un mercado donde existe una auténtica competitividad; así, se genera por primera vez el libre intercambio de energía en el mercado.

Los conceptos claves del Real Decreto son 54/1997 son:

- Separación legal de actividades reguladas y no reguladas. En el anterior sistema de mercado, las empresas apuestan por una estructura verticalmente integrada en las que ellas mismas distribuyen y producen la electricidad. Sin embargo, el artículo 14 de esta ley (separación de actividades), prohíbe a las sociedades mercantiles realizar actividades relacionadas con la distribución y la producción. No obstante, un grupo de sociedades sí que podría compatibilizar ambas actividades siempre y cuando estas tareas sean ejercidas por grupos diferentes.
- La producción, distribución y comercialización de la electricidad se desarrolla en un régimen de libre competencia. El sistema se basa en las ofertas de los productores y en las demandas de los distribuidores en función de la necesidad de los consumidores.
- Acceso de terceros a la red de distribución y transporte (con peajes).
- Libertad para elegir a los proveedores.
- El sistema eléctrico nacional dejó de ser público. Este era gestionado por la REE (Red Eléctrica Española).
- Garantía de suministro de energía a todos los consumidores demandantes del servicio.
- Cumplir los requisitos exigidos por el paquete de Energía y Cambio Climático de la Unión Europea. Los objetivos de la Unión Europea eran:
 - Reducir para 2020 la producción de gases invernadero un 20 por ciento con respecto a la de 1990.
 - Conseguir que el 20 por ciento de la energía primaria se obtenga de energías renovables.
 - Obtener un 20 por ciento de mejora en la eficiencia energética.

A pesar de que el objetivo principal de esta ley era liberalizar el mercado eléctrico del país, el gobierno seguía teniendo competencias en este. Dichas competencias se ejercían a través de un organismo conocido como la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico. Las competencias de dicha entidad se resumen en:

- Regulación de la calidad y seguridad del suministro (realizada por el Ministerio de Industria y Energía).
- Autorización de las instalaciones eléctricas.
- Fijar el peaje para acceso de terceros a la red.
- Realización de una planificación eléctrica de carácter indicativo que contiene los siguientes puntos:
 - o Estimación de la potencia mínima que debe ser instalada para cubrir la demanda prevista.
 - o Plantear la posible evolución de las condiciones del mercado para asegurar la calidad del suministro.
 - o Asegurar el correcto cumplimiento de los criterios de protección medio ambiental.
- Regulación de la actividad eléctrica cuando su uso afecta a más de una Comunidad Autónoma o el transporte o distribución salga del ámbito territorial de una de ellas.
- Sancionar a las sociedades por los incumplimientos de esta ley.

El Real Decreto 54/1997 mejoró sustancialmente el nivel de seguridad y calidad del suministro eléctrico. Por otro lado, la liberalización del mercado eléctrico se desarrolló con mayor facilidad de la esperada y de la exigida por las directivas europeas, permitiendo así a los consumidores poder elegir a sus distribuidores.

El 9 de Julio de 2013, se aprueba la ley 24/2013, la cual es la principal norma reguladora de las actividades del sector eléctrico en la actualidad.

El objetivo de esta ley es muy similar a la de la 54/1997: Establecer las pautas para la regulación del sector eléctrico para así asegurar la sostenibilidad económica, garantizando el suministro y unos niveles de calidad mínimos.

No obstante, la situación era muy diferente a la existente en España en 1997.

Tras la promulgación de la 54/1997, hasta la consolidación de la 24/2013, el Estado tuvo que ejercer sus competencias para asegurar un correcto funcionamiento del sistema. Entre las intervenciones más importantes se encuentran:

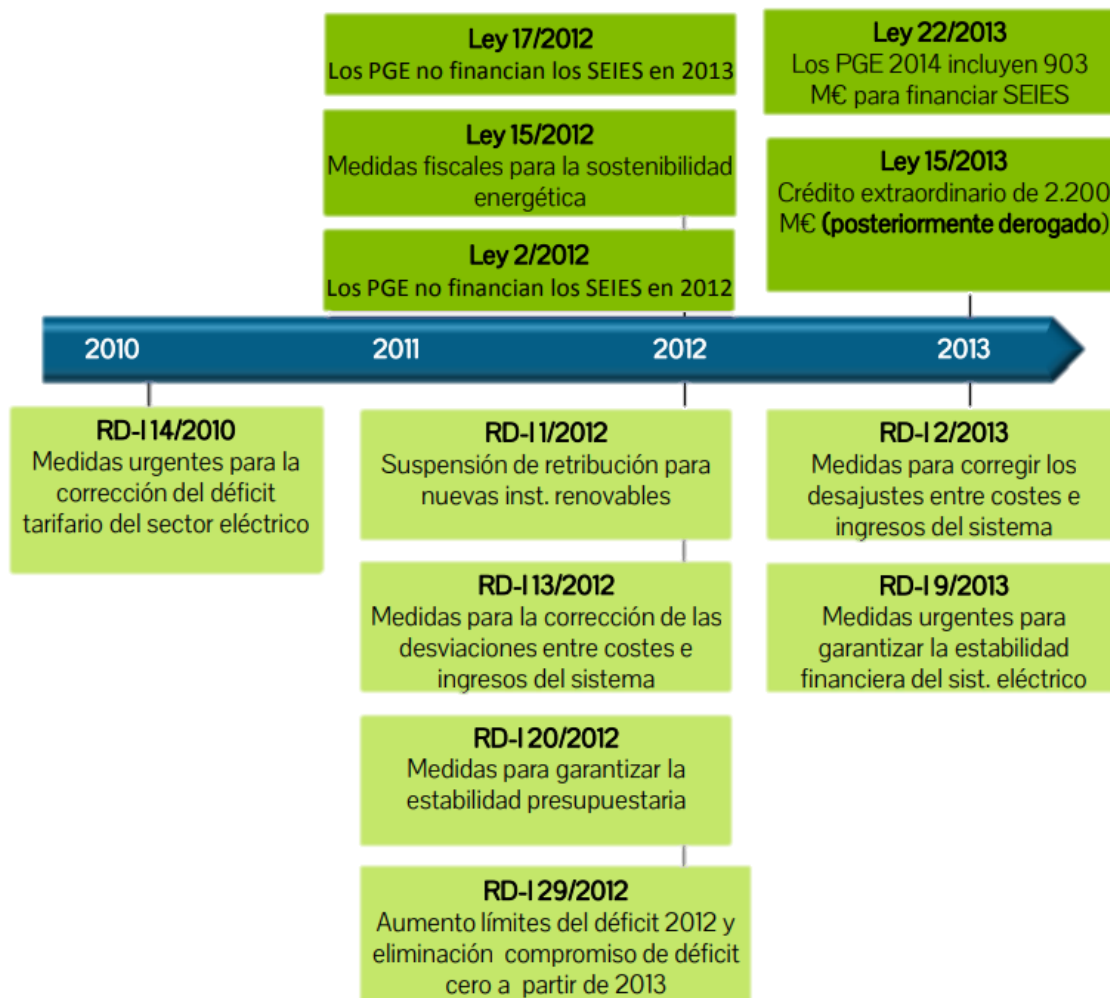
- El Real Decreto 14/2010, adoptando medidas para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico,
- El Real Decreto 01/2012, donde se procede a la supresión de los incentivos económicos para la creación de nuevas instalaciones eléctricas. Principalmente, estos incentivos iban dirigidos a las centrales basadas en energía renovables o residuos.
- El Real Decreto 20/2012, con la meta de reducir el déficit. Se tomaron medidas para estabilizar la situación financiera del mercado eléctrico: Se redujeron las retribuciones de las centrales eléctricas en régimen ordinario (no renovables). Además, se modificaron las retribuciones que se realizaban a los organismos relacionados con la actividad de transporte, para que ahora estas se reconocieran en función de los de servicios no amortizados de estos grupos.
- El Real Decreto 29/2012, que tenía como finalidad que los desajustes temporales de las liquidaciones producidas por el sistema eléctrico en este año tuvieran en cuenta tanto el déficit producido en ese año como el déficit de 1500 millones de euros ya reconocido en la Ley 54/1997.
- El Real Decreto 15/2012, un conjunto de reformas que tenían como prioridad hacer un uso del sistema eléctrico que fuera más respetuoso con el medio ambiente y una mejora en la sostenibilidad energética basada en fuentes renovables. Debido a que el mercado eléctrico causaba un enorme impacto económico y ambiental en el Estado, se tomaron medidas de carácter excepcional para contribuir a un mejor desarrollo de los objetivos. Una de ellas se basaba en que el sistema no solo se financiaría a través de los peajes de acceso y otros ingresos regulados, sino que también se invertiría en él con ingresos procedentes de los Presupuestos Generales del Estado.

Finalmente, a consecuencia de no conseguir eliminar el déficit del mercado eléctrico con las anteriores medidas, se aprobaron dos leyes mucho más directas y contundentes que las anteriores para acabar con el déficit:

- El Real Decreto 02/2013, el cual introdujo nuevas reformas para actualizar de forma más constante y eficiente los costes del mercado eléctrico. Esto permitía tomar decisiones sobre las necesidades del mercado eléctrico con mayor soltura y que este no se viera afectado por la volatilidad de los precios de los combustibles de uso doméstico.
- El Real Decreto 15/2013, que aprobaba una financiación procedente de los Presupuestos Generales del Estado de 2.200.000.000 euros a los presupuestos del Ministerio de Industria, Energía y Turismo para que este tratara de mejorar la situación financiera del mercado.

En el siguiente resumen, se puede apreciar una línea cronológica sobre las leyes más importantes promulgadas entre 1979 y 2013 referentes el sistema eléctrico:

Imagen 1. Resumen Reales Decretos de 1979 a 2013



Nota. Resumen Reales Decretos de 1979 a 2013. (s. f.). *Energía y Sociedad*.
https://www.energiaysociedad.es/pdf/documentos/regulacion_tarifas/regulacion_nacional/PPTLey24_2013.pdf

Tras muchas modificaciones y nuevas normativas, se produjo una importante alteración en los pilares del funcionamiento que proponía la ley promulgada en 1973. En consecuencia, el legislador decidió promulgar una nueva ley que permitiese una reforma global de la actividad del sector. Su finalidad era regularizar la situación y crear un sistema que pueda perdurar en el tiempo sin necesidad de la intervención del Estado.

Conocido el contexto histórico, se desarrollan los puntos generales del real decreto aprobado por España y el Consejo de la Unión Europea el 9 de julio de 2013, la Ley 24/2013.

3.1.2) Real Decreto 24/2013

La finalidad básica de este decreto es la misma que la de la Ley 54/1997: Establecer la regulación del sector eléctrico, garantizando el suministro y asegurar la sostenibilidad económica.

Se establecen revisiones automáticas de los peajes y cargos con el objetivo de eliminar el déficit actual de casi 2000 millones de euros. Estas revisiones se encuentran sujetas a modificación si sobrepasa ciertos umbrales en el aumento o la disminución del déficit.

El Ministerio de Industria, Energía y Turismo, pasa a tener la responsabilidad de redactar un informe de carácter anual de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos. Dicho informe consiste en una previsión de la evolución de los ingresos y costes del mercado eléctrico para los seis años posteriores a su elaboración.

Debido al fuerte crecimiento y aumento de la eficiencia en las centrales basadas en energías renovables, se unifican las centrales de régimen ordinario (tradicionales) y las de régimen especial (cogeneración, residuos y renovables), incorporando ambas en una única regulación unificada. Esto permite a este último grupo de centrales competir de forma más directa con las centrales de energía tradicionales.

Además, con carácter excepcional, la ley plantea la posibilidad de modificar los regímenes retributivos de las centrales de cogeneración, residuos y renovables en dos casos:

- Ante una obligación de cumplimiento para el medioambiente impuesto por la Unión Europea.
- Cuando se prevea que la modificación de las retribuciones para este tipo de centrales suponga una reducción del coste energético y, por tanto, de la dependencia de la energía de otros países.

3.2) Agentes del Mercado Eléctrico

Según el artículo 6 del Real Decreto 24/2013 y las modificaciones posteriores del artículo 4.3 del Real Decreto 23/2020 y el artículo 21.1 y 21.2 de Real Decreto 15/2018, se pueden clasificar a los agentes del mercado en los siguientes:

Los **productores** son aquellas entidades o personas jurídicas que generan la energía eléctrica. Entre otras de sus funciones, se encuentran las de construir y mantener las instalaciones de generación.

El **operador del mercado** es el encargado de gestionar el sistema de ofertas de compra-venta de energía eléctrica en el mercado. Es decir, esta sociedad recibe las ofertas de venta realizadas por los generadores y las ofertas de adquisición de energía publicadas por las distribuidoras. A partir de estos datos, realiza la casación de ambas ofertas. Asimismo, se encarga de asegurar el suministro energético.

El **transportista** es aquella sociedad mercantil que tiene la obligación de transportar la energía eléctrica por el territorio. Además, se encarga de la construcción, mantenimiento y gestión de las instalaciones de transporte.

Los **distribuidores** son los responsables de llevar la energía al punto de consumo, manteniendo y operando las instalaciones necesarias para ello. Existen multitud de distribuidoras en España. Sin embargo, hay cinco grandes entidades que controlan el 90% de la actividad. Estas son: Iberdrola Distribución Eléctrica S.A, Endesa Distribución Eléctrica S.L, Unión Fenosa Distribución S.A y EDP: Hidrocantábrico Distribución Eléctrica S.A.

Los **comercializadores** se encargan de la venta de electricidad a los consumidores. Acceden a esta energía a través de las redes de transporte o distribución. Sirven directamente como paso conductor entre los consumidores y el resto de los agentes.

Los **consumidores** son aquellos que compran la energía eléctrica a los comercializadores para su consumo propio.

Las entidades que funcionan como **instalaciones de almacenamiento** se ocupan de acumular la energía eléctrica para su futuro consumo. Adicionalmente, se encargan de conservar la energía no eléctrica que pueda ser transformada a energía eléctrica.

Estas entidades también se encargan de dicha conversión. Cabe destacar que otros agentes como los productores, transportistas y distribuidores también tienen la posibilidad de poseer este tipo de instalaciones sin alterar su estado de agente en el mercado.

Los **reguladores** son la Administración General del Estado y la Comisión Nacional de Energía. Son los responsables de controlar y asegurar el correcto funcionamiento del mercado e intervenir en él para regularlo si fuera necesario.

3.3) Funcionamiento del Mercado Ibérico de Electricidad

3.3.1) Introducción al Mercado Eléctrico

El Mercado Eléctrico en España tiene una estructura marginalista y se encuentra dividido en cuatro grandes mercados.

Se define como un sistema marginalista, ya que el precio de la energía viene directamente determinado por las ofertas de compra-venta de energía que realizan los agentes en el Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL). El sistema marginalista deshecha las ofertas menos competentes del proceso, tratando de alcanzar los precios más competitivos.

OMIE es el operador del Mercado Ibérico de Energía. Opera tanto en Portugal como en España. Tiene diversas funciones en todo el proceso de intercambio de energía, regulando el proceso e interviniendo en ciertas circunstancias.

REE, la Red Eléctrica de España, opera en el mercado de ajuste como operador del sistema.

Para hablar de la antelación de los contratos con respecto al día del verdadero intercambio de energía, se utiliza el término día del despacho. A lo largo del día del despacho, se realizan las adquisiciones de energía. Como se puede ver en el siguiente gráfico, el mercado a plazo se realiza antes del día anterior al día del despacho; el diario se realiza un día antes del despacho; el intradiario en el mismo día; y el mercado de ajuste, compuesto por el resto de los mercados, entre el día anterior y el día de despacho (6.1. Formación de precios en el mercado mayorista diario de electricidad, 2022).

Imagen 2. Resumen de los submercados del MIBEL

tiempo	Mercado	Gestor	Producto	
Antes del despacho (hasta D-1)	Mercado de contratos bilaterales	OTC, OMIP	Contratos a plazo físicos financieros	Mercado a plazo
	Subastas suministro de último recurso (CESUR)	OMEL	Contratos financieros	
Día anterior al despacho (D-1)	Mercado del día anterior	OMEL	Energía horaria	Mercado diario
	Mercado de Restricciones	REE	Restricciones técnicas y por garantía de suminist.	Mercados de corto plazo
	Mercados de SSCC: Reserva Secundaria Reserva Potencia Subir	REE	Secundaria: MW Terciaria: MWh	
Intradiarios	OMEL	Energía Horaria		
Día del despacho (D)	Gestión de desvíos y restricciones técnicas en tiempo real Restricciones técnicas tras intradiarios Reserva Terciaria	REE	Energía a subir y bajar	

Nota. Resumen de los submercados del MIBEL. (s. f.). Energía y Sociedad.
<https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/6-1-formacion-de-precios-en-el-mercado-mayorista-diario-de-electricidad/>

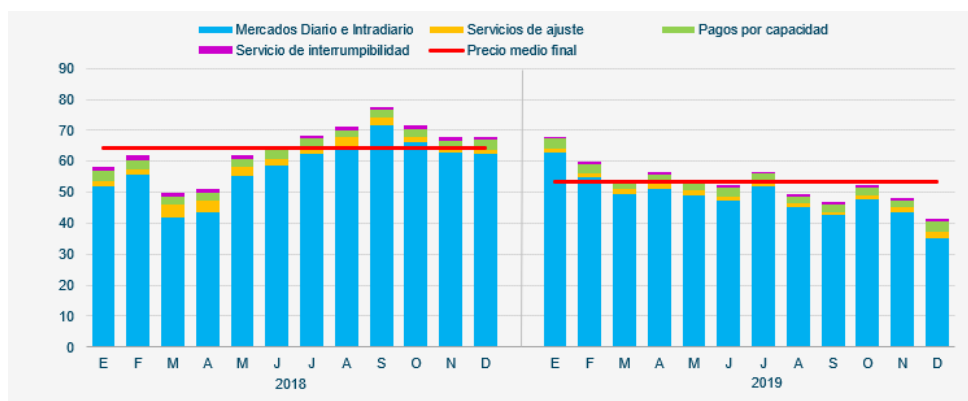
Resumen de los mercados que componen el MIBEL:

- **Mercado a plazo:** Es el que se realiza con mayor antelación, desde años antes hasta el día anterior de la adquisición de energía. En este mercado, los agentes intercambian contratos de adquisición de energía para asegurarse una parte de las ofertas y dar estabilidad al mercado. Las ofertas lanzadas se incluyen en el mercado diario, por lo que las ofertas y contratos de este mercado afectan al precio del mercado diario.
- **Mercado diario:** Conocido también como *pool*, se trata del más conocido e influyente de los mercados del MIBEL. Un día antes del despacho, los agentes del mercado lanzan sus ofertas de compra y venta de energía para los diferentes tramos horarios del día. A continuación, un algoritmo conocido como Euphemia (EUPHEMIA Public Description, 2020), cruza las ofertas y obtiene un precio de la energía que viene determinado por las ofertas realizadas por los agentes del mercado. Este solo permite a los agentes que hayan hecho las ofertas más competentes realizar la adquisición de energía, todos al precio marcado por el algoritmo y no al de su propia oferta.

- **Mercado intradiario:** Este mercado se ejecuta unas horas antes de la adquisición de energía, durante el día del despacho. Su funcionalidad es la de darle a los agentes del mercado la oportunidad de modificar las ofertas que se han realizado en el mercado diario con unas horas de antelación. Este mercado ayuda enormemente a las empresas a evaluar con mayor facilidad sus costes de oportunidad. Por ejemplo, ante unas condiciones meteorológicas peores de las esperadas, quizá algunos agentes no son capaces de abastecer la oferta que realizaron en el mercado diario, permitiendo a otros agentes con mejores condiciones intervenir en el mercado.
- **Mercado de ajuste:** Se divide en varios procesos, submercados y regulaciones que se realizan el día anterior o el propio día del despacho. Su objetivo es asegurar el correcto funcionamiento del mercado y eliminar los desequilibrios en frecuencia y los desajustes de producción y compra.

Se realiza una estimación de la influencia de los diferentes mercados en el precio final, comparando los datos de los diferentes procesos en los años 2018 y 2019. Todos los datos se obtienen de REE:

Imagen 3. Resumen de la implicación de los submercados en 2018-2019



Nota. Resumen de la implicación de los submercados en 2018-2019. (s. f.). Red Eléctrica Española. <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/informe-del-sistema-electrico-espanol-2019>

En la imagen 3, el dato azul (Mercados Diario e Intradiario) incluye a estos dos mercados y el mercado a plazo, ya que los contratos y ofertas lanzados en el mercado a plazo se incluyen en el mercado diario. El resto de los datos son parte del mercado de ajuste. Este último, por tanto, afecta en un 5% del precio final, aproximadamente.

A continuación, se muestra una tabla con los datos de la participación del mercado diario (incluyendo el a plazo), el intradiario y el de ajuste (incluye el resto de los procesos) en el precio final medio del año 2019.

Tabla 1. Resumen de la implicación de submercados en 2019.

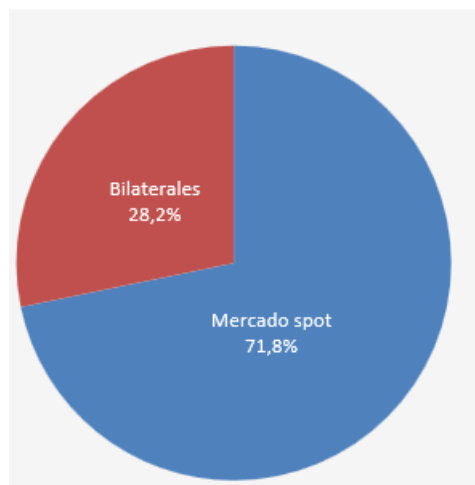
Precio (€/MWh) (1)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	%
Mercado diario	62,98	54,93	49,35	50,94	48,93	47,40	51,96	45,37	42,59	47,74	43,59	35,36	48,59	91,0
Mercado intradiario	-0,03	-0,03	-0,02	-0,05	-0,01	-0,01	0,00	0,00	-0,01	-0,02	-0,03	-0,02	-0,02	0,0
Servicios de ajuste del sistema	1,15	1,14	1,73	2,56	1,81	1,31	0,81	1,02	1,08	1,38	1,51	2,07	1,46	2,7
Restricciones técnicas PDBF	0,63	0,71	1,05	1,64	1,21	1,01	0,51	0,73	0,73	0,98	1,11	1,37	0,96	1,8
Restricciones técnicas en tiempo real	0,03	0,01	0,06	0,08	0,03	0,01	0,02	0,01	0,05	0,07	0,05	0,09	0,04	0,1
Restricciones intradiario	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	0,0
Reserva de potencia adicional a subir	0,12	0,06	0,14	0,27	0,06	0,00	0,01	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,06	0,1
Banda de regulación secundaria	0,35	0,37	0,41	0,51	0,39	0,25	0,23	0,23	0,28	0,32	0,44	0,63	0,37	0,7
Incumplimiento de energía de balance	-0,02	-0,02	-0,02	-0,03	-0,02	-0,02	-0,02	-0,01	-0,02	-0,03	-0,04	-0,03	-0,02	0,0
Coste desvíos	0,16	0,16	0,18	0,24	0,24	0,13	0,17	0,17	0,17	0,13	0,14	0,16	0,17	0,3
Saldo desvíos	-0,06	-0,08	-0,08	-0,09	-0,06	-0,03	-0,06	-0,07	-0,07	-0,06	-0,11	-0,08	-0,07	-0,1
Control del factor de potencia	-0,07	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,05	-0,05	-0,06	-0,06	-0,09	-0,07	-0,06	-0,1
Saldo PO 14.6	0,01	-0,01	0,05	0,00	0,02	0,02	0,00	0,01	0,00	0,00	0,01	0,00	0,01	0,0
Fallo Nominación UPG	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	0,0
Pagos por capacidad	3,16	3,08	2,38	2,41	2,30	2,70	3,25	2,07	2,37	2,33	2,43	3,11	2,65	5,0
Servicio de interrumpibilidad	0,71	0,75	0,72	0,77	0,75	0,75	0,69	0,74	0,79	0,77	0,75	0,76	0,74	1,4
Precio final 2019	67,97	59,87	54,16	56,63	53,78	52,15	56,71	49,20	46,82	52,20	48,25	41,28	53,42	100,0

Nota. Resumen de la implicación de submercados en 2019. Adaptado de Red Eléctrica Española. (s. f.). Red Eléctrica Española.
https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/InformesSistemaElectrico/2019/inf_sis_elec_ree_2019_v2.pdf

Se observa que la influencia del mercado intradiario es casi nula. La del mercado de ajuste es, aproximadamente, del 5%. El mercado diario, junto con el de a plazo, conforman el 91% del precio en 2019.

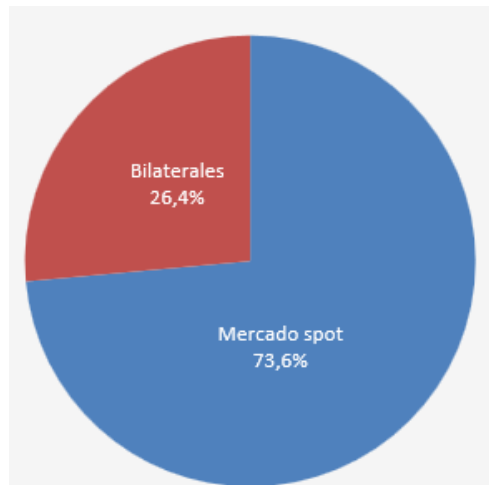
Seguidamente, se muestran las gráficas de la representación de ofertas del mercado a plazo (bilaterales) con las ofertas del resto de mercados (mercado spot) en el año 2018 y 2019:

Imagen 4. Representación del mercado a plazo y mercado spot en 2019.



Nota. Representación del mercado a plazo y mercado spot en 2019. (s. f.). Red Eléctrica Española.
<https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/informe-del-sistema-electrico-espanol-2019>

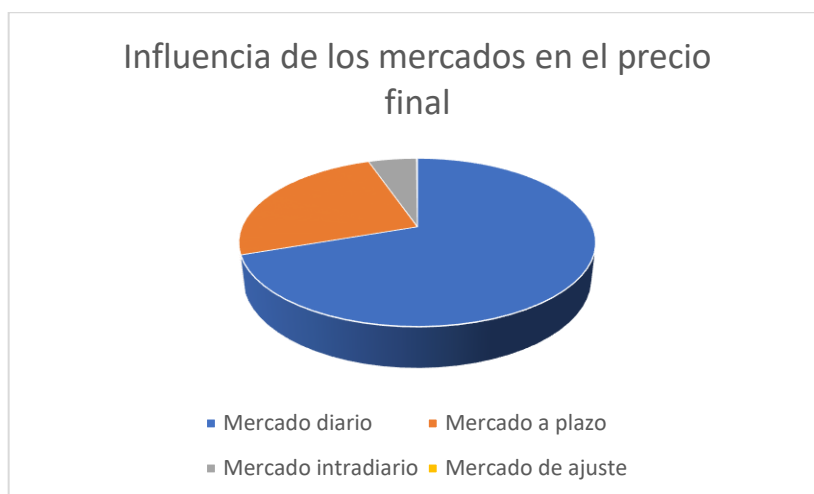
Imagen 5. Representación del mercado a plazo y mercado spot en 2018.



Nota. Representación del mercado a plazo y mercado spot en 2018. (s. f.). Red Eléctrica Española.
<https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/informe-del-sistema-electrico-espanol-2018>

Junto con los datos anteriores, se deduce que la mayor participación en el mercado es del mercado diario (un 67% aproximadamente), seguido del mercado a plazo (un 24% aproximadamente), el mercado de ajuste (un 5%) y, finalmente, el mercado intradiario, con una repercusión prácticamente nula.

Imagen 6. Influencia de los mercados en el precio final.



Nota. Influencia de los mercados en el precio final.

3.3.2) Mercado diario

El mercado a plazo precede en su ejecución al mercado diario. Sin embargo, es crucial comprender el funcionamiento y las limitaciones del mercado diario para poder exponer correctamente la estructura del mercado a plazo. Por esta razón, se desarrolla el desglose del MIBEL con el funcionamiento del mercado diario.

El mercado diario se realiza todos los días del año a las 12:00 horas de Europa Central. En este, se fijan los precios de la electricidad para todos los mercados de Europa para el día siguiente. Hay un precio distinto para cada uno de los 24 tramos (del 1 al 25), en los que está dividido el día. Cada tramo tiene un valor diferente en el precio de la energía, ya que las ofertas que se realizaron el día anterior son diferentes para cada tramo según la oferta y la demanda.

Se trata de uno de los mercados más importantes y, en consecuencia, de los más característicos, ya que es el más influyente en el precio final del mercado. Permite a los agentes ajustar sus ofertas según la energía que puedan producir los productores y las necesidades de energía que tengan las comercializadoras. Estos datos pueden fluctuar en gran medida, según el tipo de energía y las condiciones meteorológicas que afecten tanto a la producción de energía (renovables) como a la demanda.

Los agentes que intervienen en el mercado diario están obligados a regirse por las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica, el cual regula sus actividades en el mercado diario.

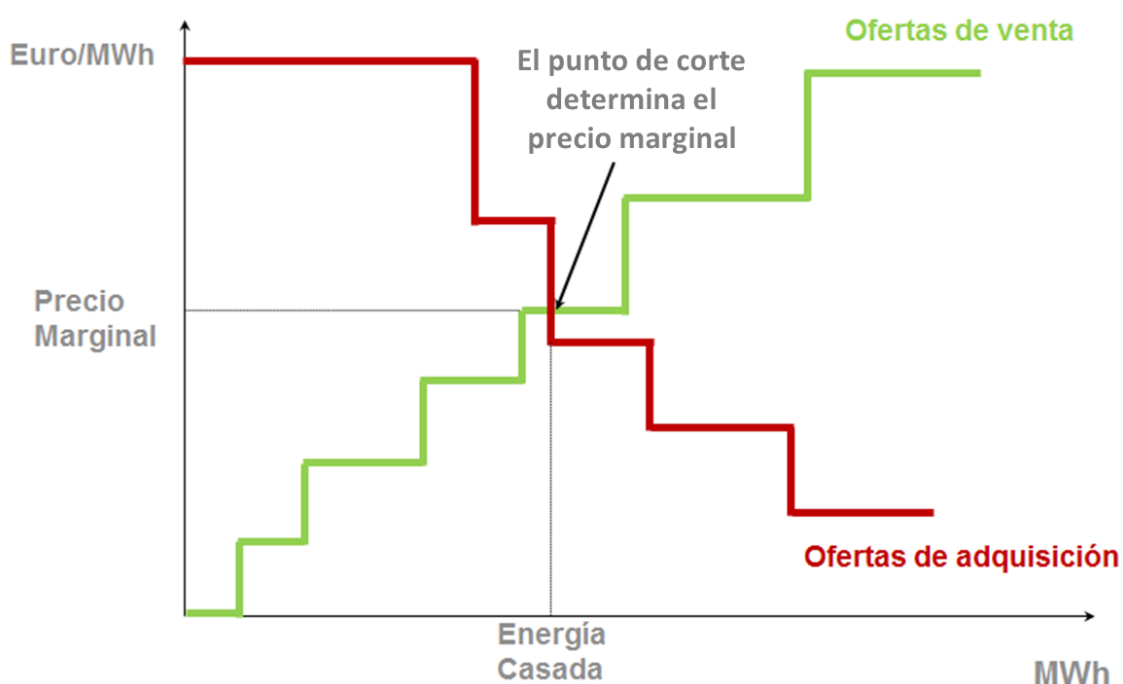
El procedimiento es el siguiente:

- Los vendedores: Se asocian directamente con los productores de energía eléctrica y realizan sus ofertas indicando el precio mínimo al que están dispuestos a vender su electricidad (entre 0 y 180 €/MWh).
- Los compradores: Lanzan sus ofertas según el precio máximo al que quieren comprar la energía (también entre 0 y 180 €/MWh). Entre los compradores se diferencian dos categorías:
 - Los comercializadores, que venden la electricidad a los consumidores.
 - Los consumidores directos, que pueden obtener directamente la energía en el mismo proceso de mercado que los comercializadores. Para ser

consumidor directo, se debe tramitar con el operador del mercado español, OMIE, en concreto con OMEL, que es el gestor correspondiente de la regulación del mercado diario.

Los vendedores y los compradores realizan sus ofertas para todos los tramos del día posterior. A continuación, el algoritmo Euphemia se encarga de cruzar las ofertas de ambos agentes y obtiene lo que se conoce como punto de casación. Este valor determina el precio de la electricidad en cada tramo del día.

Imagen 7. Boceto de las curvas agregadas de oferta y demanda.



Nota. Boceto de las curvas agregadas de oferta y demanda. (s. f.). CNMC. <https://blog.cnmc.es/2019/08/28/de-mercados-mayoristas-y-sanciones-por-infracciones/#>

Para calcular su valor, el algoritmo coloca en la misma gráfica las acumuladas de las ofertas de venta (productores), ordenadas por el precio que están dispuestas a vender de menor a mayor. A continuación, coloca las acumuladas de las ofertas de adquisición (compradores), ordenadas de mayor a menor precio. Donde se cruzan las ofertas de ambos agentes se obtiene el punto de casación, el cual marca el precio de venta de la energía.

Todos los vendedores cuyas ofertas quedan a la derecha del punto de casación no venden su electricidad en dicho tramo horario. En contraposición, todos los

vendedores cuyas ofertas se encuentran a la izquierda del punto de casación, venden la cantidad de energía que han ofertado al precio estipulado por el punto de casación, no al precio de su propia oferta.

Lo mismo ocurre con los compradores, todos aquellos cuyas ofertas se encuentran a la izquierda del punto de casación, son los que les compran la energía a los productores al precio marcado por el punto de casación. A las ofertas aceptadas se les llama ofertas casadas.

Lo mencionado con anterioridad solo se aplica en ofertas simples. Sin embargo, las ofertas simples pueden incluir algunas de estas condiciones complejas (*Mercado diario* | OMIE. 2019):

- Rampas o gradientes de carga: Son un tipo de oferta dirigida, principalmente, a unidades de producción que no pueden permitirse cambios bruscos en los puntos de casación a lo largo del día. Consiste en establecer la diferencia máxima entre la energía de una hora y la siguiente y así, sucesivamente.
- Condición de ingresos mínimos: Esta oferta da la oportunidad a los productores de vender su energía a un precio mínimo. Permite realizar ofertas en todos los tramos del día, pero si al final del día no se supera una cantidad estipulada por la productora, esta no participa en el proceso de casación de dicho día, no vendiendo así su electricidad.
- La condición de indivisibilidad: Los productores establecen un valor mínimo del precio de la energía a todas las horas del día. Si el punto de casación sobrepasa ese valor en un tramo del día, en ese tramo no venden su energía. Por su parte, los compradores (comercializadores y consumidores directos) pueden establecer un valor máximo al que compran la electricidad en cada tramo del día. Si el punto de casación está por debajo de este valor, no compran energía.
- La condición de parada programada: En caso de que un agente que ejerce de vendedor en el mercado no cumpla con la condición de ingresos mínimos citada anteriormente, este puede realizar una parada de un máximo de tres tramos horarios donde no oferte energía. A cambio, el agente vendedor debe realizar estas ofertas en los tres primeros tramos horarios del día siguiente,

superando con todas sus ofertas la condición de ingresos mínimos. Además, las ofertas de estos tres primeros tramos del siguiente día deben ser decrecientes en términos de energía.

Las condiciones complejas están presentes en el mercado diario e intradiario. Sin embargo, no se tiene en cuenta en la herramienta de simulación. En consecuencia, no se analizan el resto de las condiciones complejas.

Finalmente, los resultados obtenidos en el mercado diario se recogen en el Programa Diario Viable Definitivo (PDVD) y se envían al operador del sistema. Este último se encarga de revisar que las ventas negociadas en el mercado diario sean técnicamente viables para las redes de transporte. Por ello, los datos finales del mercado diario pueden ser modificados por el operador del sistema, si fuera necesario.

El precio de la energía es diferente para cada mercado de Europa, pero el MIBEL engloba tanto a España como a Portugal. El precio de la energía en el mercado suele ser el mismo para ambos países, aunque en el caso de preverse posibles saturaciones de las redes de transporte, se realizaría una separación de mercados, repitiéndose el proceso con la separación de ofertas de ambos países y obteniéndose diferentes precios de la energía.

3.3.3) Mercado a plazo

El mercado a plazo precede al mercado diario. Su función es permitir a los agentes realizar contratos de compra de energía con una antelación de al menos 24 horas, pudiendo realizarse el contrato incluso años antes de la adquisición de energía.

La existencia de un mercado a plazo es fundamental para que los agentes del mercado puedan valorar sus riesgos y evitar pérdidas.

El mercado diario es el más conocido e influyente de los mercados eléctricos. No obstante, los precios de la energía de este mercado no se conocen hasta 24 horas antes de la compra-venta de electricidad. Debido a esto, es muy difícil prever cuáles serán los valores de mercado. Si no existiese el mercado a plazo, los agentes deberían realizar sus contratos y ofertas a sus clientes intentando prever un precio que es muy fluctuante. Este último varía según la cantidad de energía que se ha producido, la

demanda exigida por los consumidores, etc. De tal forma que puede causar pérdidas a los agentes del mercado y una subida de precios a los clientes de las distribuidoras.

El mercado a plazo permite a las empresas asegurarse la adquisición de una cierta cantidad de energía a un determinado precio. Esto les permite realizar previsiones de sus costes y de la energía vendida o comprada. Este mercado se complementa con el resto de los mercados, especialmente el diario, para que los agentes puedan reajustar sus ofertas de venta y adquisición de energía según sus necesidades, con un tiempo de actuación mucho menor que en el mercado a plazo (en el mercado intradiario se pueden realizar ofertas hasta cuatro horas antes de la compra-venta de electricidad).

Los agentes del mercado pueden realizar ofertas para cualquier tramo de cualquier día. Pese a ello, si se llega a un acuerdo y se firma un contrato en el mercado a plazo para el tramo de un día, dicho agente no puede ofertar en el mercado diario para el mismo tramo. Por este motivo, los agentes realizan sus ofertas según el coste de oportunidad y el precio que se prevé en el mercado diario.

En conclusión, se puede deducir que el objetivo principal del mercado a plazo es el de asegurar a los agentes unas adquisiciones de energía para poder estimar los precios con los que trabajar. Así pues, reducen el coste de oportunidad y se mejora la estabilidad del mercado.

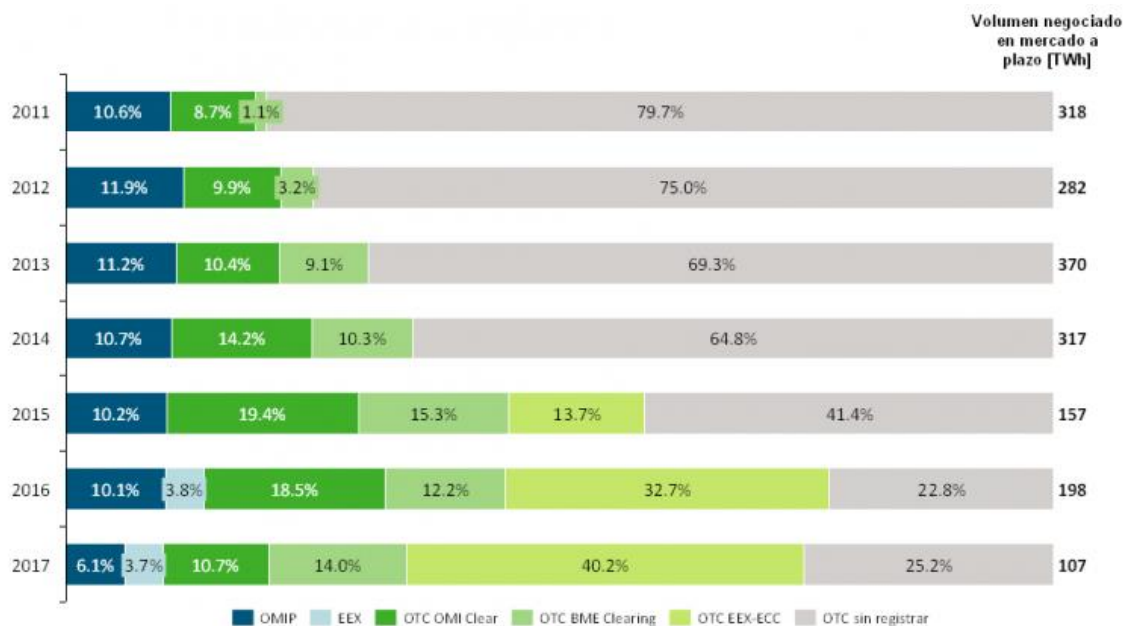
Existen dos mercados a plazo en España:

- **Mercado no organizado de contratos bilaterales (OTC)**

En este mercado se incluyen los contratos bilaterales físicos, en los que son los propios agentes los que organizan sus contratos; y el mercado OTC, donde los contratos se realizan a través de intermediarios o *brokers*.

En la siguiente imagen se observa un gráfico del volumen de energía negociado en los mercados a plazo:

Imagen 8. Volumen de energía negociada en los submercados del mercado a plazo.



Nota. Volumen de energía negociada en los submercados del mercado a plazo. (s. f.). Energía y Sociedad <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/6-2-formacion-de-precios-en-los-mercados-mayoristas-a-plazo-de-electricidad/#:~:text=Los%20mercados%20a%20plazo%20de,%2C%20a%C3%BIos%2C%20etc>

▪ Mercado organizado de futuros eléctricos (OMIP)

El OMIP es un conjunto de instituciones que regula los contratos producidos para asegurar la liquidez del mercado. Se entienden a las instituciones que conforman a OMIP como un regulador de mercado, de la misma forma que OMIE es el regulador del mercado diario e intradiario de subastas en el mercado ibérico.

El mercado regulado por OMIP es el mercado donde los agentes realizan sus ofertas de compra y venta. Los agentes investigan las ofertas publicadas y, para participar en una de estas, realizan un procedimiento con OMIP que permite la transacción de energía.

En el mercado de contratos bilaterales, son los propios agentes del mercado los que, de forma privada, fijan los datos y términos del contrato. En el OTC, el procedimiento es muy similar, aunque con la mediación de un *broker*.

3.3.4) Mercado intradiario

El objetivo del mercado intradiario es el de permitir a sus agentes modificar sus ofertas unas horas antes de la venta de energía. Este mercado está regulado por OMEL, al igual que el mercado diario.

La energía eléctrica es difícil de almacenar, por lo que es muy importante para los compradores prever correctamente cuánta energía van a requerir los consumidores y cuánta electricidad son capaces de producir los vendedores. En ocasiones, estos factores no son sencillos de anticipar, lo que da lugar a la necesidad de un mercado intradiario.

Las modificaciones producidas en el mercado intradiario con respecto al diario no suelen ser muy significativas; si bien es un proceso importante para permitir tanto a vendedores como a compradores modificar sus ofertas teniendo en cuenta los factores del día en cuestión.

Existen diversas razones por las que los agentes del mercado pueden querer intervenir en el mercado intradiario. En el caso de los vendedores, estos son algunos ejemplos: problemas técnicos, una mayor o menor producción de energía en energías renovables por un estado no esperado de la meteorología, la realización de una oferta con la energía adicional producida, la retirada de la oferta en caso de no poder producir la energía casada...

En lo que respecta a los compradores, el caso más común es la modificación de la oferta para adquirir más o menos energía de la casada por necesidades meteorológicas.

Las modificaciones en las ofertas del mercado intradiario están reguladas por el operador del sistema y por el artículo 15 del Real Decreto 2019/1997.

El mercado intradiario se divide en dos procesos: un mercado intradiario de subastas y un mercado intradiario continuo.

Se diferencian dos procesos en el mercado intradiario:

▪ Mercado intradiario de subastas

Permite a los agentes modificar las ofertas realizadas en el mercado diario hasta cuatro horas antes de la compra-venta de energía.

El mercado intradiario de subastas regula las interconexiones España-Portugal, España-Marruecos y España-Andorra. Este se divide en seis sesiones con los siguientes horarios:

Imagen 9. Horarios del mercado intradiario.

	SESIÓN 1ª	SESIÓN 2ª	SESIÓN 3ª	SESIÓN 4ª	SESIÓN 5ª	SESIÓN 6ª
Apertura de Sesión	14:00	17:00	21:00	1:00	4:00	9:00
Cierre de Sesión	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Casación	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Publicación del programa acumulado (PIBCA)	15:07	17:57	21:57	1:57	4:57	9:57
Publicación PHF de los OSs	16:20	18:20	22:20	2:20	5:20	10:20

Nota. Horarios del mercado intradiario. (s. f.). OMIE. https://www.OMIE.es/sites/default/files/inline-files/mercados_intradiario_y_continuo.pdf

El procedimiento es igual que en el mercado diario. Para las seis sesiones del día del mercado intradiario, se calculan los valores de casación de las ofertas de los compradores y vendedores; entonces, el operador del sistema realiza los ajustes, en caso de ser necesarios, y obtiene el precio de la electricidad para cada tramo del día.

Las ofertas complejas realizadas en el mercado intradiario pueden contener condiciones complejas, como las vistas en el mercado diario. No se analizan las características de estas condiciones en el proyecto.

Tras cada sesión, se crea el Programa Intradiario Básico de Casación Incremental (PIBCI). El operador del sistema lo revisa y publica el Programa horario Final (PHF), que contiene el resultado final del mercado intradiario de subastas (PIBCI), el mercado intradiario continuo (PDVD) y el mercado intradiario continuo.

En este documento se actualizan los valores de capacidad de compra y venta de energía de los agentes del mercado para cada periodo del día. Estos valores son parte del proceso del mercado intradiario continuo.

- **Mercado intradiario continuo (MIC)**

Con el objetivo de permitir el traspaso y comercio de la electricidad entre las distintas zonas y países de Europa, varios operadores del mercado (entre los que se incluye a OMIE) trabajaron en un proyecto conocido como XBID.

Como resultado del proyecto, se obtuvo un sistema informático que incorporaba todos los mercados diarios e intradiarios de subastas de los países de la Unión Europea, así como sus interconexiones.

Con toda esta información, se podían eliminar los desbalances de energía creados entre los mercados de las distintas zonas. Esto permitió que las ofertas de compra y venta de una zona pudiesen ser casadas por otro país conectado al sistema informático mencionado.

En la Plataforma de Negociación de OMIE, la Local Trading Solution (LTS), aparecen todas las ofertas realizadas que han quedado a la derecha del punto de casación, es decir, ofertas no casadas.

Estas ofertas no casadas pueden ser casadas en mercados de otros países. Cada oferta se negocia y se define con un contrato propio.

En el MIC, la aceptación de los contratos de ofertas se realiza en tramos llamados “rondas”. Las rondas se inician, inmediatamente, al finalizar la ronda anterior, lo que sucede tras la aceptación o negación de las ofertas que se incluyen en la negociación.

Las ofertas enviadas al MIC pueden contener condiciones complejas, al igual que el mercado diario y el intradiario de subastas. Estas condiciones no se analizan en el proyecto.

El operador del mercado analiza las ofertas no casadas en el mercado diario e intradiario de subastas y las que cumplen los requisitos son enviadas a LTS correspondiente (hay una por operador). Este último envía las ofertas de venta y compra de cada zona al sistema informático XBID. Finalmente, analiza si se realiza la oferta entre distintos operadores del mercado o si se rechaza.

Tras cada ronda, XBID envía los resultados a los operadores del mercado para que estos actualicen sus Programas Horarios Finales del Continuo (PHFC) y actualicen su capacidad de interconexión entre zonas.

3.3.5) Mercado de ajuste

Este mercado está orientado a mantener el equilibrio entre la generación y el consumo de energía y está regulado por Red Eléctrica de España (REE).

El mercado de ajuste se divide en tres formas diferentes de actuación:

- **Gestión de restricciones técnicas (RRTT)**

Esta operación se realiza tanto tras la formación de precios en el mercado diario (al obtenerse el PDVD), como en tiempo real, durante y tras la ejecución del mercado intradiario.

Se refiere a restricción técnica a cualquier incidencia en la producción o transporte de la energía que pueda afectar a la calidad del servicio.

Las restricciones técnicas más comunes son las ocasionadas por las limitaciones previstas en las redes de transporte. REE usa los datos de los contratos del mercado a plazo, el mercado diario e intradiario para alimentar los algoritmos que prevén estos fallos para tratar de anticiparse a ellos y evitarlos.

- **Gestión de desvíos**

Es la herramienta que utiliza REE para solucionar los desequilibrios entre oferta y demanda que pueden producirse en el mercado intradiario. Se realiza unas horas antes del despacho.

El operador del sistema estudia y realiza la previsión de los desvíos producidos en la generación-adquisición tras la ejecución del mercado intradiario. Si la suma de los desvíos es mayor de 300 MW de media por hora, se realiza el mercado de gestión de desvíos.

En dicho mercado, el operador del sistema solicita ofertas a los generadores capaces de intervenir en este mercado para aumentar o reducir su producción según les convenga. Únicamente pueden intervenir en este mercado aquellos productores que

hayan casado sus ofertas en el mercado diario y, por tanto, estén incluidos en el PHFC del mercado intradiario.

- **Gestión de servicios complementarios (SSCC)**

Se trata de una serie de servicios ofrecidos por los generadores de energía que el regulador del sistema puede utilizar para asegurar el funcionamiento del mercado y mantener el equilibrio entre la generación y la demanda.

Las tecnologías que intervienen en este submercado son aquellas capaces de modificar en mayor o menor medida su producción. Las centrales flexibles como las hidráulicas regulables, las de bombeo, las de ciclo combinado, carbón, etc., pueden modificar su producción a su antojo según sus costes de oportunidad. Mientras tanto, energías como la nuclear, solar, eólica, etc., no tienen esa capacidad. Por lo cual, las tecnologías flexibles son las que más participan en estos submercados.

- **Regulación primaria**

Los generadores de energía que prestan este servicio son aquellos capaces de modificar la potencia generada gracias a su regulador de velocidad. Su objetivo es eliminar los desequilibrios de frecuencia (50 Hz) de manera automática y con una repuesta de un máximo de 30 segundos. Esta regulación es de carácter obligatorio para los generadores que pueden prestar este servicio durante 20 segundos; a partir de este tiempo, es la regulación secundaria la que se encarga de eliminar los desajustes. El operador del sistema no aplica ninguna remuneración a las centrales que aportan este servicio.

Los generadores que se encargan de este servicio son los térmicos, hidráulicos y algunos eólicos y solares con baterías instaladas.

- **Regulación secundaria o Banda de Regulación**

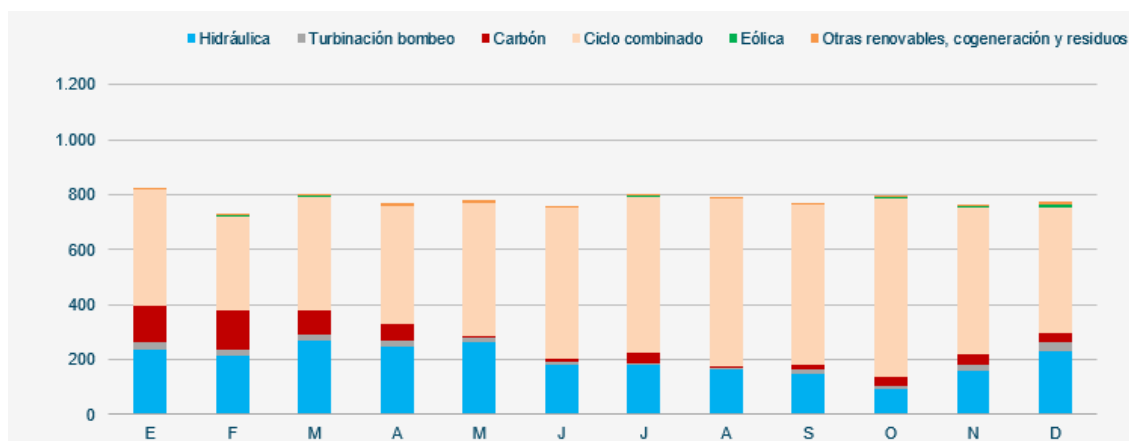
La regulación secundaria es un submercado en el que los generadores realizan sus ofertas para crear una “reserva” de energía que permite eliminar los desequilibrios de potencia y frecuencia, así como los desajustes entre oferta y demanda que surgen en el mercado.

El operador del sistema estima cada día la cantidad de megavatios que debe tener dicha reserva. A continuación, los generadores interesados realizan sus ofertas de venta y, entre ellas, se eligen las más competentes. Tras ello, el operador del mercado compra la energía en función del precio marginal calculado a partir de todas las ofertas realizadas.

Este servicio de regulación está organizado en “zonas de regulación”. Estas zonas son aglomeraciones de generadores que pueden prestar ese servicio con un inicio de respuesta máximo de 100 segundos. Debido a ello, es importante la regulación primaria, en la que varios generadores, entre 1 y 5, con 20 segundos de regulación, otorgan el tiempo suficiente a la regulación secundaria para iniciar su proceso (de un máximo de 15 minutos de funcionamiento).

En la siguiente imagen puede observarse una gráfica con la energía en GW aportada por las diferentes tecnologías en los meses del año 2019.

Imagen 10. Regulación secundaria por tecnologías en 2019.



Nota. Regulación secundaria por tecnologías en 2019. (s. f.). Red Eléctrica Española.
https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/InformesSistemaElectrico/2019/inf_sis_elec_ree_2019_v2.pdf

Como se observa en la gráfica, las mayores participantes en la regulación secundaria son: el ciclo combinado, la hidráulica (regulables principalmente) y el carbón, todas ellas tecnologías flexibles en su producción.

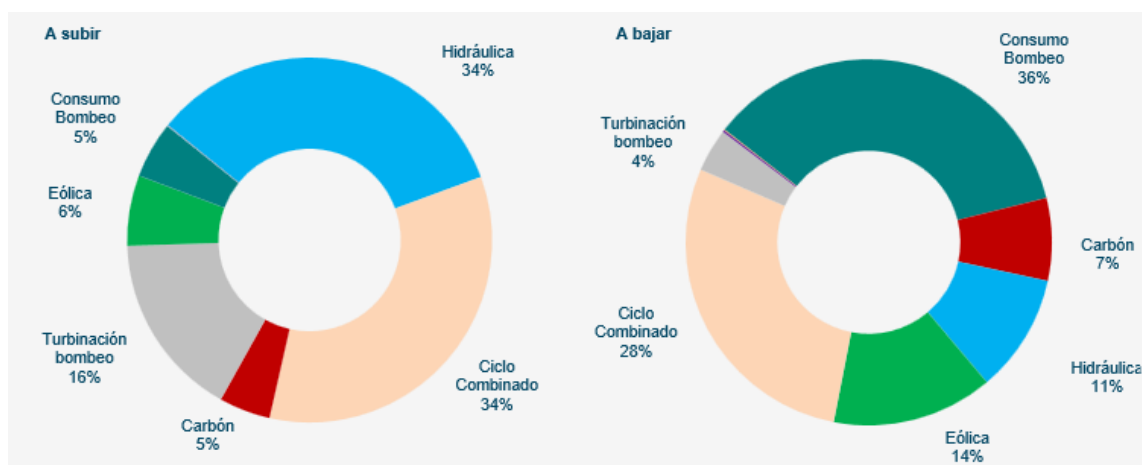
- Regulación terciaria

El objetivo de la regulación terciaria es soportar la carga de los desajustes mientras se recarga la regulación secundaria. Es de carácter obligatorio para los agentes que pueden realizar esta regulación. Dichos agentes son aquellos que tienen energía excedentaria no contratada en otros mercados, capaces de variar su producción en un tiempo máximo de 15 minutos y que puede llegar a mantenerse hasta 2 horas.

Estos agentes deben presentar cada día su reserva de energía disponible para el día siguiente. A diferencia de la regulación secundaria, donde REE compra la energía que estima para la reserva, en la regulación terciaria solo se compra la energía si llega a ser utilizada, ya que la presentación de ofertas es de carácter obligatorio.

En la próxima imagen, se identifica la participación de las distintas tecnologías en la regulación terciaria, esta vez diferenciando las que aumentan la producción que casaron inicialmente (a subir) y los que la reducen (a bajar).

Imagen 11. Regulación terciaria por tecnologías en 2019.



Nota. Regulación terciaria por tecnologías en 2019.

https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/InformeSistemaElectrico/2019/inf_sis_elec_ree_2019_v2.pdf

A pesar de no ser una tecnología flexible, la energía eólica es la energía más madura e integrada en el mercado de las tecnologías renovables. Representa un 20,8 % de la energía total producida en España en el año 2019, por lo que tiene una importante participación en la regulación terciaria, principalmente, cuando puede intervenir reduciendo su producción. Puede participar en la regulación terciaria a subir cuando produce más energía de la esperada, debido a unas mejores condiciones

meteorológicas para la producción. El resto de las tecnologías que intervienen son flexibles por las mismas razones que las desarrolladas en la regulación secundaria.

- **Liquidación de los desvíos**

Los desequilibrios relacionados con la oferta y la demanda se subsanan gracias a las regulaciones primaria, secundaria, terciaria y la gestión de envíos. Los sobrecostes consecuencia de estos procesos son pagados por aquellos agentes que no han cumplido lo pactado en sus ofertas durante el mercado a plazo, diario e intradiario.

Además de todos los procesos citados anteriormente, REE cuenta con mecanismos de emergencia con los que puede obligar a los generadores del sistema a modificar su producción para asegurar la seguridad y calidad del suministro de energía.

4) Contribución de las distintas energías en el mercado eléctrico

4.1) Tecnologías que intervienen en el mercado eléctrico

Como puede observarse en apartados anteriores, el mercado eléctrico tiene que funcionar atendiendo un gran inconveniente: No pueden almacenarse grandes cantidades de energía con la suficiente eficiencia para que sea sostenible.

Para subsanar este inconveniente es importante analizar las diferentes tecnologías que se utilizan en el mercado. Algunas tecnologías producen energía con unos costes de producción menores que otras, por lo que tienen mayor facilidad para casar sus ofertas en el mercado. En contraposición, otras con un mayor coste de producción pueden elegir el momento más oportuno para lanzar sus ofertas.

Las diferentes tecnologías productoras ocupan lugares y estrategias diferentes en el mercado, según OMIE (3.1. Tecnologías y costes de la generación eléctrica, 2021):

- **Centrales hidroeléctricas**

Las centrales hidroeléctricas aprovechan las masas de agua contenidas en embalses o que circulan por los ríos para hacer girar una turbina que produce la energía.

Dentro de esta se distinguen tres tecnologías:

- **Fluyentes:** Obtienen su energía de los ríos. El agua no se almacena, por lo que el aporte de energía depende del caudal del río.
- **Regulable:** Se almacena el agua en un embalse. Al liberar parte del agua, se genera energía, por lo que esta tecnología puede decidir cuándo producir energía en función de las precipitaciones y de las estimaciones del valor de mercado.
- **De bombeo:** Estas centrales pueden usar electricidad para bombear agua de un embalse a otro situado a mayor altura. Cuando el precio de mercado es bajo, usan la bomba para almacenar el agua en el embalse superior, liberando el agua de este embalse y generando energía en los momentos en los que se estima que el valor de mercado es más elevado.

En España existen unas 800 centrales hidroeléctricas, la mayoría de entre 1 y 10 MW de potencia. La de mayor potencia es la Central de Aldeadávila en Castilla y León, que cuenta con una potencia de 1243 MW.

▪ Centrales nucleares

En una central nuclear se genera calor a partir de las reacciones de fisión (rotura) de los núcleos de uranio en el interior de un reactor nuclear. Este calor impulsa una turbina que genera electricidad.

Este tipo de centrales necesitan tiempo para empezar a producir energía desde su puesta en funcionamiento, incluso días para alcanzar su nivel óptimo de producción. Como consecuencia, esto les impide modificar la cantidad de producción en el corto, medio plazo.

La Sociedad Nuclear Española estima que el tiempo de construcción de una central de este tipo es entre 5 y 10 años. El coste de producción se estima entre 4000 y 5000 millones de euros, lo que supone unos 30 años para amortizar la inversión inicial de una central nuclear (Gómez, 2022).

Según Energía y Sociedad, portal dedicado a la divulgación e intercambio de información del mercado eléctrico, si se agrupan los costes variables y fijos de las centrales nucleares y se comparan con las ofertas casadas en el *pool* de los años 2013-

2016, se observa que los ingresos son ligeramente superiores a los costes variables (3.1. Tecnologías y costes de la generación eléctrica, 2021).

En España no existe ninguna norma que indique la vida útil de una central nuclear, únicamente la impuesta por el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) para cada central inspeccionada. Sin embargo, CSN estima su vida útil en unos 40 años (Sociedad Nuclear Española, 2021).

Las centrales nucleares no emiten gases contaminantes. Aunque sí que producen residuos nucleares que deben aislarse y controlarse hasta 200 años debido a su alto componente radioactivo.

Razones por las que han aumentado los costes iniciales de las centrales nucleares:

- Los costes relacionados con las cada vez mayores medidas de seguridad.
- Los costes relacionados con el aumento de la vida útil de las centrales para que sean rentables.
- El Real Decreto 3/2006 y 11/2007, por el que las centrales nucleares pasan a pagar los derechos de emisión de CO₂ a pesar de no emitir CO₂. Esta medida es implementada por el Estado para abaratar la factura de la luz.
- El Real Decreto 15/2012 las obliga a pagar nuevos tributos y tasas medioambientales debido a los residuos tóxicos generados en su producción (tasa ENRESA).

La mayor central nuclear de España, Almaraz, se encuentra en Cáceres. Cuenta con una potencia eléctrica de 1049,40 MW.

▪ Centrales térmicas convencionales

Este tipo de centrales utiliza combustibles fósiles (gas natural, *fueloil* o carbón) para generar vapor que impulsa una turbina que genera energía eléctrica.

Las centrales de *fueloil* y gas natural pueden modificar su producción con cierta rapidez. Por su parte, las de carbón no son tan flexibles.

Esta tecnología, especialmente la que utiliza carbón y *fueloil*, es de las más contaminantes del sector eléctrico. Emite gases contaminantes y partículas a la atmósfera que son perjudiciales para el medio ambiente y la salud humana. A día de

hoy, se utilizan desulfuradoras, unas grandes torres de rocío a contracorriente que retienen los agentes contaminantes.

En España, la central térmica convencional de mayor potencia es la de Puentes de García Rodríguez, en As Pontes (La Coruña), propiedad de Endesa y con una potencia de 1468,5 MW.

▪ Centrales térmicas de ciclo combinado

Las centrales térmicas de ciclo combinado utilizan como materia prima, únicamente, el gas natural. Se diferencian principalmente de las centrales térmicas convencionales en que la producción de energía implica dos ciclos consecutivos: el ciclo Brayton (turbina de gas convencional) y el ciclo de Rankine (turbina de vapor).

Son más flexibles que las convencionales, dado que pueden funcionar a cargas parciales y controlan con mayor facilidad la producción de energía. También cuentan con una mayor relación MW-superficie de construcción y son construidas con más rapidez. También son menos contaminantes.

▪ Cogeneración

Las centrales de cogeneración producen de forma simultánea electricidad y calor. Las plantas de cogeneración utilizan combustibles fósiles (principalmente, gas natural) para producir energía eléctrica y energía térmica en forma de vapor a alta presión.

La descompresión de estos gases genera energía mecánica que un generador utiliza para producir energía eléctrica.

La potencia de estas centrales puede superar los 50 MW.

La cogeneración se trata de la tecnología que utiliza los combustibles fósiles con mayor eficiencia, aprovechando entre un 75% y 90% la energía química de los combustibles fósiles.

Gracias a su elevada eficiencia, esta tecnología es más respetuosa con el medio ambiente, puesto que no es necesario tanto combustible como en otras.

▪ Generación eólica

Esta tecnología utiliza la energía cinética del viento para hacer girar las aspas de un aerogenerador que produce electricidad. Suelen encontrarse próximos a las costas, en grandes llanuras y en zonas montañosas donde se encuentran las mayores rachas de viento.

Los parques eólicos suelen superar los 100 MW de potencia. No son contaminantes y no requieren de materias primas. Sus mayores inconvenientes son su impacto audiovisual y que la energía producida depende la fuerza del viento, por lo que su producción es variable y no del todo predecible. Por estas razones, es una tecnología no flexible en su producción.

El parque eólico más grande de España es El Andévalo en Huelva, siendo el segundo más grande de Europa, con una potencia de 292 MW.

▪ **Generación solar**

Las centrales de generación solar utilizan la radiación solar para producir energía eléctrica. Dentro de estas, se diferencian dos tecnologías: la solar fotovoltaica, que utiliza esta radiación para producir energía eléctrica a través de unas células solares creadas con semiconductores; y la solar térmica, que obtiene energía (calor) a través del calentamiento de un fluido.

No son contaminantes, aunque al ser tecnologías menos desarrolladas que la eólica, los costes de inversión son muy elevados. Al igual que en la eólica, su producción es irregular y no modulable.

El mayor parque fotovoltaico de España es Puertollano en Castilla-La Mancha, con una potencia de producción de 100 MW.

▪ **Biomasa**

Utiliza recursos biológicos como residuos forestales y combustible para producir energía eléctrica. El combustible prende los recursos biológicos y el vapor generado en la combustión evapora el agua de las tuberías de la caldera. Este vapor impulsa un generador eléctrico que transforma la energía mecánica en energía eléctrica.

Su potencia suele oscilar entre 30 y 40 MW. Se trata de una tecnología respetuosa con el medio ambiente, pero sí que puede presentar problemas de salud en humanos según la exposición a esta, principalmente enfermedades cardiovasculares y pulmonares.

La central de biomasa más grande del país es la de Curtis-Teixeiro en La Coruña, con una potencia de 50 MW.

▪ **Mareomotrices**

Según Alejandro Betancourt, de la Universidad de Massachusetts, “la energía mareomotriz en España tiene el potencial de producir 8 veces más energía que todas las renovables juntas” (Betancourt, s. f.). La razón de que no se explote tanto esta tecnología son sus elevados costes iniciales y su producción no tan elevada respecto a otras renovables.

En la bocana del puerto de Mutrikun, en Guipúzcoa, se encuentra la central mareomotriz con mayor potencia del país, con una potencia total de 296 kW.

4.2) Potencia instalada

Desde el portal web de Red Eléctrica Española pueden importarse los datos de la potencia instalada de las diferentes tecnologías. Se muestran los datos del 12/11/22:

Tabla 2. Potencia instalada.

Tecnología	Potencia instalada (MW)	Porcentaje (%)
Eólica (25,29 %)	29.565,932	25,28933695
Ciclo combinado (22,45 %)	26.250,145	22,45316541
Solar fotovoltaica (15,43 %)	18.041,281	15,4316811
Hidráulica (14,62 %)	17.094,125	14,62152747
Nuclear (6,09 %)	7.117,29	6,087802169
Cogeneración (4,82 %)	5.634,053	4,819109531
Carbón (2,96 %)	3.464,365	2,963258314
Bombeo (2,85 %)	3.331,4	2,849526175
Solar térmica (1,97 %)	2.304,013	1,970746638
Turbina de gas (0,98 %)	1.148,65	0,982502323
Otras renovables (0,93 %)	1.093,056	0,934949776
Motores diésel (0,66 %)	768,67	0,657484927
Turbina de vapor (0,41 %)	482,64	0,412828034
Residuos no renovables (0,36 %)	425,663	0,364092532
Residuos renovables (0,15 %)	170,112	0,145505972
Hidroeléctrica (0,01 %)	11,32	0,009682607
Fuel + Gas (0,01 %)	7,95	0,006800064

Potencia total	116910,665
----------------	------------

Nota. Potencia instalada según datos de REE. Obtenida de los datos de REE. (s. f.). Red Eléctrica Española. <https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada>

Se observa un gráfico con los datos simplificados de la tabla anterior:

Imagen 12. Potencia instalada 2022.



Nota. Potencia instalada en 2022 según datos de REE. Obtenida de los datos de REE. (s. f.). Red Eléctrica Española. <https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada>

Con estos datos se calcula la cantidad de energía instalada para tecnologías renovables y no renovables:

- Potencia instalada de energía renovables: 61,6657847 %
- Potencia instalada de energía no renovables: 38,3342153 %

Se observa que un 22,45 % de la potencia instalada es de las centrales de ciclo combinado (gas natural). A pesar de ello, se trata de una tecnología flexible a la hora de modificar su producción. Esto le permite ofertar en los tramos horarios en los que las energías no flexibles como la eólica, la solar o la nuclear no producen tanta energía. Lo que le permite vender más cara su energía, de manera que su intervención en el mercado es más influyente que la de tecnologías no flexibles. Lo mismo ocurre con la cogeneración, o la mayoría de las hidráulicas.

Las centrales solares fotovoltaicas no son tecnologías flexibles, pero debido a que su producción se limita a una franja limitada de horas diarias, su intervención será muy relevante en dichas horas y prácticamente nula en el resto.

En cambio, las centrales nucleares, al producir energía de forma, prácticamente, constante y sin flexibilidad (como las eólicas e hidráulicas no regulables), realizan sus ofertas a precios muy bajos para asegurarse de vender su energía independientemente del precio. Es decir, venden toda su energía durante todos los tramos horarios, por lo que su influencia en el mercado diario es mucho mayor que la reflejada en la potencia instalada.

4.3) Tecnologías en el mercado diario

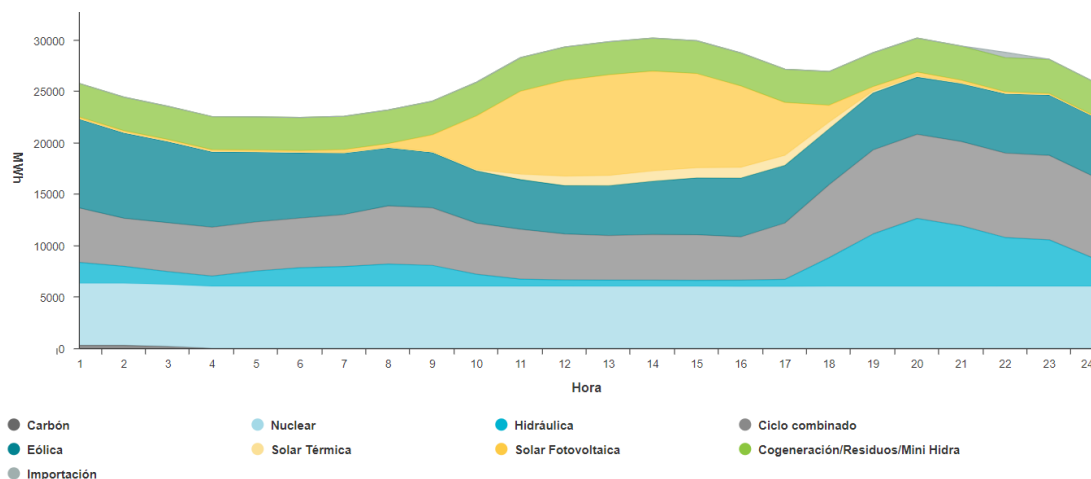
Todos los datos analizados en este apartado son posteriores al Real Decreto-ley 10/2022 del 13 de mayo y el Real Decreto-ley 6/2022 del 29 de marzo. Estas leyes surgen como respuesta a las consecuencias económicas y sociales originadas por la guerra en Ucrania. Su objetivo es el de reducir el precio de la electricidad en el mercado mayorista. En apartados posteriores, se analizan las medidas que se tomaron y se estudia el día con el mayor precio marginal de la historia del mercado libre, fechado el 08/03/22.

A continuación, se analiza un día cualquiera en el mercado diario, el 13/11/22.

En el portal web de OMIE, el operador del Estado, se pueden obtener los datos de las ofertas del mercado diario, así como el punto de casación y el valor final de mercado.

4.3.1) Energía horaria por tecnologías

Imagen 13. Energía horaria por tecnologías 13/11/22.



Nota. Energía horaria por tecnologías 13/11/22. (s. f.). OMIE. <https://www.OMIE.es/es/market-results/daily/daily-market/hourly-power-technologies?scope=daily&date=2022-11-13&system=9>

Con una vista preliminar, se pueden obtener varias conclusiones:

- La energía solar es predominante durante las horas de sol, aproximadamente de las 11:00h a las 16:00h.
- La energía nuclear tiene una producción constante a lo largo del día y vende toda su energía.
- La energía eólica es muy relevante en el mercado en todos los tramos horarios. Vende toda la energía que produce, al igual que la energía solar y nuclear.
- La energía producida en centrales de ciclo combinado es muy relevante en el mercado. Aumenta su producción en las horas en las que la producción de energía solar es baja.

Para analizar este gráfico más en profundidad, se analizan tres tramos horarios con diferentes características: el tramo 4 (de 03:00h a 04:00h), el tramo 14 (13:00h a 14:00h) y el tramo 20 (19:00h a 20:00h).

▪ **Tramo 4**

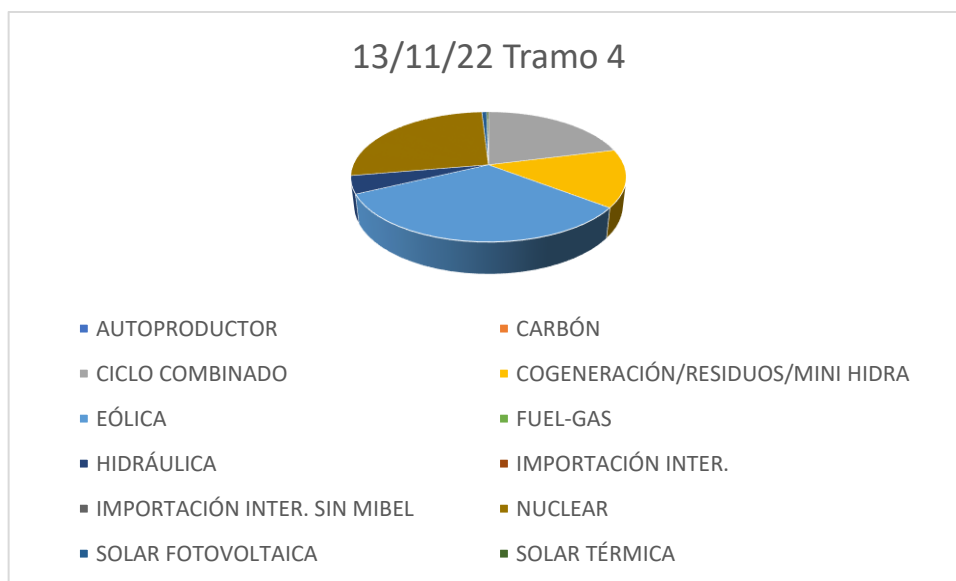
Con los datos aportados por OMIE se han realizado la siguiente tabla y gráfico:

Tabla 3. Energía casada por tecnologías 13/11/22 tramo 4.

Fecha 13/11/2022 Hora 4		Precio marginal: 127 €/MW
TECNOLOGÍA	ENERGÍA CASADA (MW)	PORCENTAJE
EÓLICA	7.318,3	32,52187515
NUCLEAR	6.018,9	26,74745697
CICLO COMBINADO	4.748,6	21,10235661
COGENERACIÓN/RESIDUOS/MINI HIDRA	3.216,9	14,29561786
HIDRÁULICA	990,3	4,400805237
SOLAR FOTOVOLTAICA	149,7	0,665253503
SOLAR TÉRMICA	60,0	0,266634671
CARBÓN	0	0
FUEL-GAS	0	0
AUTOPRODUCTOR	0	0
IMPORTACIÓN INTER.	0	0
IMPORTACIÓN INTER. SIN MIBEL	0	0
SUMATORIO:		22.502,7

Nota. Energía casada por tecnologías 13/11/22 tramo 4 según datos de OMIE. (s. f.). OMIE. <https://www.OMIE.es/es/market-results/daily/daily-market/hourly-power-technologies?>

Imagen 14. Energía casada por tecnologías 13/11/22 tramo 4.



Nota. Energía casada por tecnologías 13/11/22 tramo 4 según datos de OMIE. (s. f.). OMIE. <https://www.OMIE.es/es/market-results/daily/daily-market/hourly-power-technologies?>

Se trata del tramo horario con menos previsión de consumo del día, 22.502,7 MW. A esta hora del día no ha salido el sol, por lo que la producción de energía solar es, prácticamente, nula.

La energía eólica es una de las tecnologías más maduras y relevantes en el mercado eléctrico. Es muy determinante en todos los tramos horarios del mercado. En esta hora, esta energía representa un 32,52% de la energía casada, cuando la potencia instalada es del 25,29 %. La principal causa de esta diferencia radica en que la energía solar no está en funcionamiento, por lo que otras tecnologías tienen que aportar el déficit energético.

La energía nuclear vende 6.018,9 MW, esta cifra es muy similar durante todos los tramos horarios del día e, incluso, entre diferentes días o meses, puesto que las nucleares producen todos los días del año, prácticamente, a plena potencia. Debido a su nula flexibilidad, se ve obligada a vender toda su energía. En este tramo, representa un 26,75% de la energía casada, frente a un 6,09% de potencia instalada. Se debe tanto a la producción nula de la solar, como a la constante producción de energía nuclear y a su flexibilidad reducida.

Las tecnologías de ciclo combinado representan un 21,1% de la energía casada frente al 22,45% de potencia instalada. La flexibilidad de producción permite a las centrales de ciclo combinado casar más energía en las horas sin sol, cuando la energía suele ser más cara. El precio marginal para el tramo 4 es de 127 €/MW.

Las hidráulicas generan 990,3 MW (4,4%).

Finalmente, las centrales de cogeneración y biomasa representan el 14,3% de la venta de energía.

▪ Tramo 14

Con los datos aportados por OMIE se han realizado la siguiente tabla y gráfico:

Tabla 4. Energía casada por tecnologías 13/11/22 tramo 14.

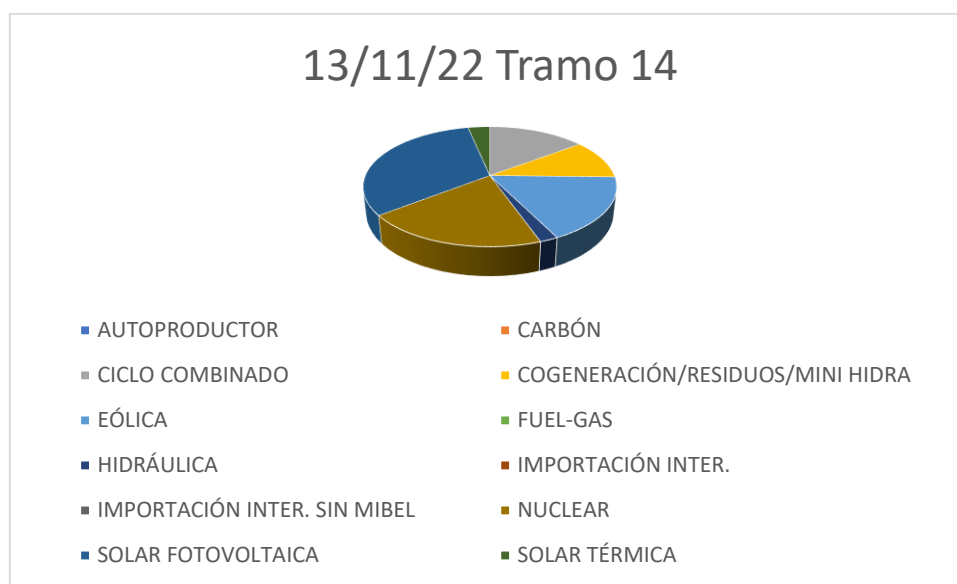
Fecha 13/11/2022 Hora 14	Precio marginal: 106 €/MW	
TECNOLOGÍA	ENERGÍA CASADA (MW)	PORCENTAJE
SOLAR FOTOVOLTAICA	9.692,7	32,18359127

NUCLEAR	6.007,0	19,94561193
EÓLICA	5.172,6	17,17507446
CICLO COMBINADO	4.442,9	14,75218233
COGENERACIÓN/RESIDUOS/MINI HIDRA	3.203,8	10,63788106
SOLAR TÉRMICA	999,1	3,317406506
HIDRÁULICA	598,8	1,988252443
CARBÓN	0	0
FUEL-GAS	0	0
AUTOPRODUCTOR	0	0
IMPORTACIÓN INTER.	0	0
IMPORTACIÓN INTER. SIN MIBEL	0	0

SUMATORIO: 30.116,9

Nota. Energía casada por tecnologías 13/11/22 tramo 14 según datos de OMIE. (s.f.). OMIE.
<https://www.OMIE.es/es/market-results/daily/daily-market/hourly-power-technologies>

Imagen 15. Energía casada por tecnologías 13/11/22 tramo 14.



Nota. Energía casada por tecnologías 13/11/22 tramo 14 según datos de OMIE. (s.f.). OMIE.
<https://www.OMIE.es/es/market-results/daily/daily-market/hourly-power-technologies?>

Es uno de los tramos con mayor previsión de demanda de energía.

En este tramo, la energía solar se encuentra a pleno funcionamiento. La energía solar fotovoltaica representa un 32,2% de la producción de energía y la solar térmica un 3,2%. La potencia instalada de energía solar en España es del 15,43 %. Esta diferencia es lógica, ya que la energía solar solo produce electricidad en ciertos tramos horarios.

La energía nuclear produce 6007 MW en este tramo, dato muy similar a los 6018,9 MW que se producen en el tramo 4; dicha información confirma que la energía nuclear vende toda la energía que produce. No obstante, se ha modificado el porcentaje en el que esta tecnología afecta al mercado: un 19,95% frente al anterior 26,75 %. Aunque se produzca la misma energía nuclear, la demanda en este tramo horario es mayor, por lo que se produce más energía de otras tecnologías y la misma cantidad de nuclear, lo que reduce el porcentaje de energía nuclear casada.

La energía eólica ve reducida su producción de 7318,3 MW (32,52 %) a 5172,6 (17,18%), debido a las condiciones meteorológicas. La energía eólica, al igual que la solar o nuclear, vende toda su energía al precio de mercado independientemente de su valor, debido a su falta de flexibilidad.

La energía de cogeneración se mantiene muy similar, con valores de 3.203,8MW.

Con respecto al ciclo combinado, lo lógico sería pensar que, al intervenir la energía solar en este tramo, el ciclo combinado decida vender menos energía, ya que el valor de mercado será menor debido a las ofertas de la energía solar (106 €/MW para este tramo frente a 127 €/MW en el tramo 4). Sin embargo, en este tramo horario hay un gran aumento de la energía demandada, lo que genera una situación especial con esta tecnología en este tipo de tramos.

La energía demandada para este tramo 14 es de 30.116,9 MW. La suma de las tecnologías sin flexibilidad, es decir, las que venden toda la energía que producen (solares, nuclear, eólica y un pequeño porcentaje de las hidráulicas que se omite debido a su volumen insignificante en este tramo) es de 21.871,4 MW. Luego, aún quedan 8.245,5 MW para abastecer la demanda. Esta energía es la que aprovechan tecnologías como la biomasa, la cogeneración, las hidráulicas regulables y de bombeo y las de ciclo combinado para realizar sus ofertas a precios más elevados para aumentar el valor del punto de casación y obtener más ganancias. Es preciso tener en cuenta que, de todas las tecnologías flexibles, la más influyente es la de ciclo combinado, que representa un 22,45 % de la potencia instalada del país; se corona como la segunda más alta del mercado, con una materia prima que hasta hace unos años era muy accesible. Las centrales hidráulicas cuentan con un 14,62 % de la potencia instalada del país, aunque, para no vaciar las presas tienen que vender su

energía, teniendo en cuenta los días de lluvia para no comprometer su producción. El resto de las tecnologías flexibles tienen potencias instaladas mucho menores.

Por estas razones, el precio de mercado se ve determinado, principalmente, por las centrales de ciclo combinado (especialmente, cuando hay mucha demanda) y el precio de su materia prima, el gas natural. Este tema se trata con profundidad en el apartado 5.4 del proyecto.

Finalmente, la energía hidráulica ve ligeramente reducida su producción, de 990,3 MW a 598,8 MW en el tramo actual, debido a las condiciones meteorológicas y de mercado (predominancia del ciclo combinado).

▪ **Tramo 20**

Con los datos aportados por OMIE, se han realizado la siguiente tabla y gráfico:

Tabla 5. Energía casada por tecnologías 13/11/22 tramo 20.

Fecha 13/11/2022 Hora 20	Precio marginal: 170,23 €/MW	
TECNOLOGÍA	ENERGÍA CASADA (MW)	PORCENTAJE
CICLO COMBINADO	8.176,2	27,14172374
HIDRÁULICA	6.595,0	21,89277024
NUCLEAR	6.004,0	19,9308859
EÓLICA	5.555,3	18,44138082
COGENERACIÓN/RESIDUOS/MINI HIDRA	3.303,3	10,96563881
SOLAR FOTOVOLTAICA	388,5	1,289665085
SOLAR TÉRMICA	101,8	0,337935407
CARBÓN	0	0
FUEL-GAS	0	0
AUTOPRODUCTOR	0	0
IMPORTACIÓN INTER.	0	0
IMPORTACIÓN INTER. SIN MIBEL	0	0

SUMATORIO:	30.124,1
------------	----------

Nota. Energía casada por tecnologías 13/11/22 tramo 20 según datos de OMIE. (s.f.). OMIE.
<https://www.OMIE.es/es/market-results/daily/daily-market/hourly-power-technologies>

Imagen 16. Energía casada por tecnologías 13/11/22 tramo 20.



Nota. Energía casada por tecnologías 13/11/22 tramo 20 según datos de OMIE. (s.f.). OMIE. <https://www.OMIE.es/es/market-results/daily/daily-market/hourly-power-technologies?>

Se trata de uno de los tramos horarios con mayor demanda (el mayor en este día), con una demanda de energía de 30.124,1 MW.

En este tramo horario casi no hay producción de energía solar.

La energía nuclear se mantiene, prácticamente, constante en su producción, como en los tramos anteriores.

La producción de energía de cogeneración y biomasa es de 3.303,3 MW, muy similar a los tramos anteriores.

La producción de eólica es de 5555,3 MW, muy similar a la del tramo anterior (5172,6 MW).

Como se puede observar, la producción de energías no flexibles es muy similar en todas sus tecnologías salvo en la solar, que pasa de casi 9800 MW a no alcanzar 500 MW.

Con una demanda de producción muy similar a la del tramo 14 (30.116,9 MW frente a los 30.124,1 MW del tramo actual). Este es un escenario mucho más libre para las tecnologías flexibles para vender su energía a un precio más elevado en el mercado. Para este tramo, las tecnologías flexibles tienen que abastecer 18.074,5 MW (27% del ciclo combinado y 22% de las hidráulicas).

Las tecnologías flexibles lanzan sus ofertas con precios elevados, tratando de quedar a la izquierda del punto de casación para obtener mayores beneficios. Esto se traduce en que el precio para este tramo es de 170,23 €/MW, frente a los 106 €/MW en el tramo anterior, lo que supone una subida del 62,27%.

Se muestra una tabla resumen con los tres tramos horarios:

Tabla 6. Energía horaria por tecnologías 13/11/22

TECNOLOGÍA	Fecha 13/11/2022 Hora 4		Fecha 13/11/2022 Hora 14		Fecha 13/11/2022 Hora 20	
	ENERGÍA CASADA (MW)	PORCENTAJE	ENERGÍA CASADA (MW)	PORCENTAJE	ENERGÍA CASADA (MW)	PORCENTAJE
CICLO COMBINADO	4748,6	21,10235661	4442,9	14,75218233	8176,2	27,14172374
COGENERACIÓN/RESIDUOS/MINI HIDRA	3216,9	14,29561786	3203,8	10,63788106	3303,3	10,96563881
EÓLICA	7318,3	32,52187515	5172,6	17,17507446	5555,3	18,44138082
HIDRÁULICA	990,3	4,400805237	598,8	1,988252443	6595	21,89277024
NUCLEAR	6018,9	26,74745697	6007	19,94561193	6004	19,9308859
SOLAR FOTOVOLTAICA	149,7	0,665253503	9692,7	32,18359127	388,5	1,289665085
SOLAR TÉRMICA	60	0,266634671	999,1	3,317406506	101,8	0,337935407
Precio marginal: 127 €/MW		Precio marginal: 106 €/MW		Precio marginal: 170,23 €/MW		

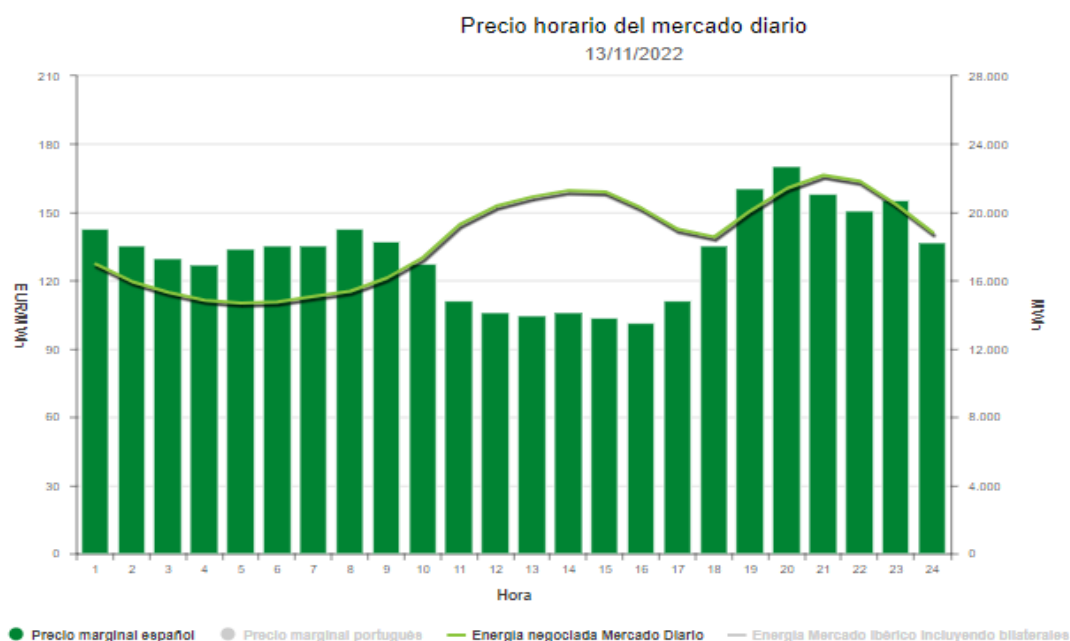
Nota. Energía horaria por tecnologías 13/11/22 según datos de OMIE. (s. f.). OMIE. <https://www.OMIE.es/es/market-results/daily/daily-market/hourly-power-technologies>

El siguiente gráfico representa el precio marginal de mercado en cada tramo horario, así como la energía casada del día 13/11/22. Del tramo 24 al 9, la demanda es baja. Sin embargo, el precio se encuentra en una franja intermedia por la nula producción de energía solar.

Entre el tramo 10 y el 17, la demanda es muy alta, pero la energía solar funciona a plena capacidad, lo cual reduce el precio.

Finalmente, entre el tramo 18 y el 23, la demanda vuelve a subir, aunque esta vez sin la colaboración de la energía solar. En consecuencia, los tramos con mayor demanda energética son los más caros del día.

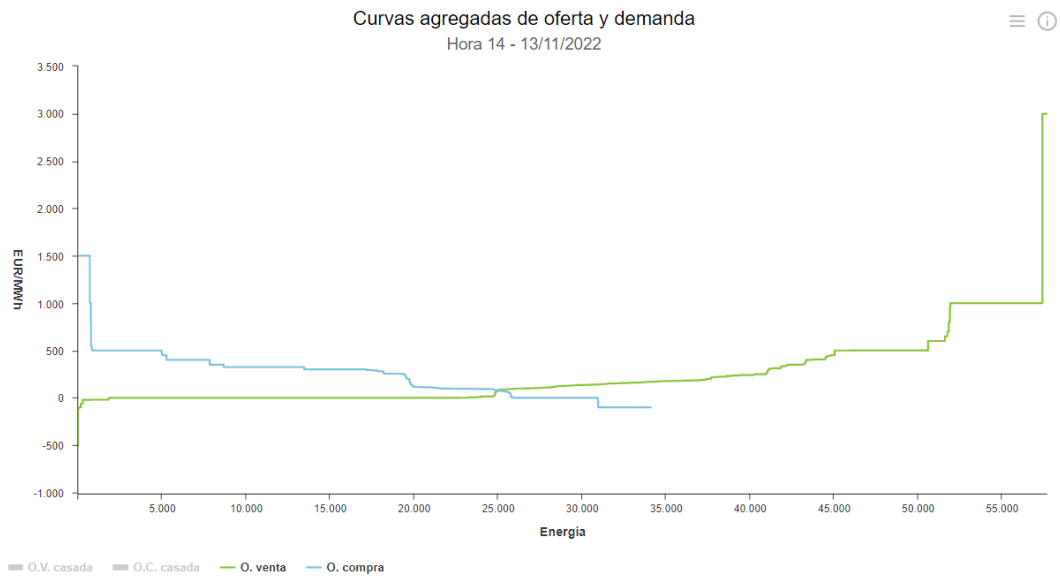
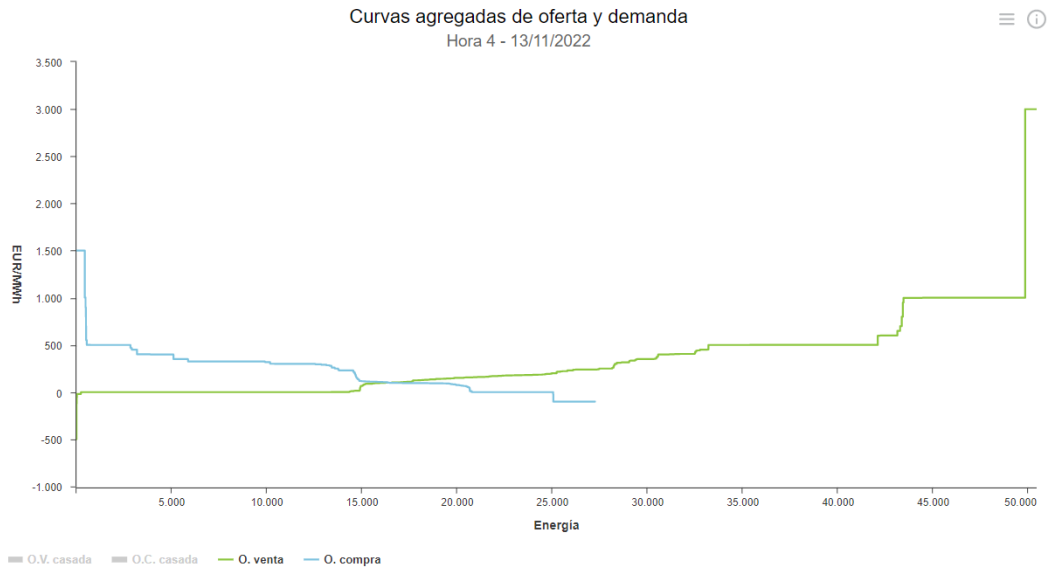
Imagen 17. Precio horario del mercado diario 13/11/22.

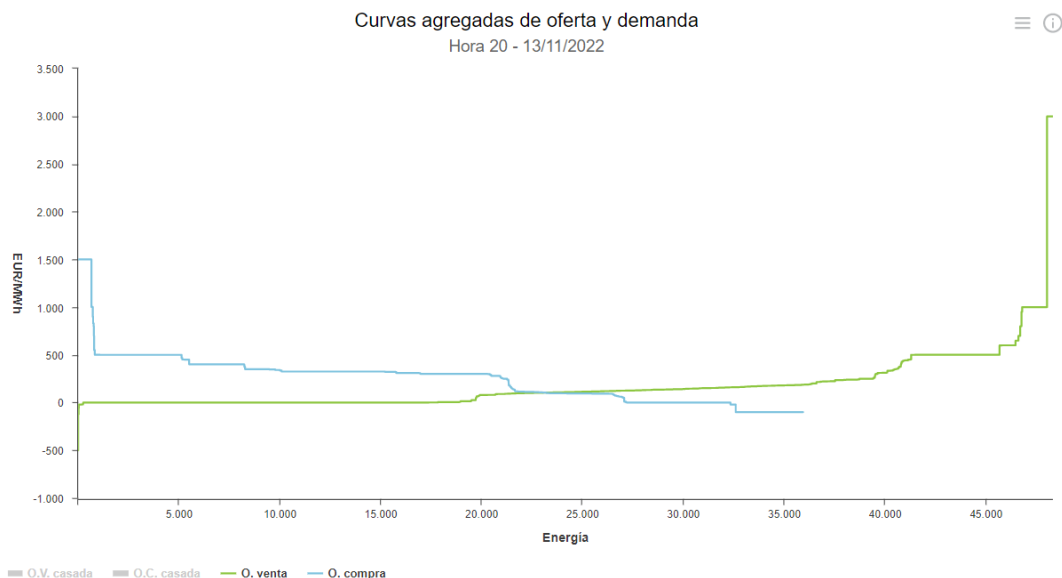


Nota. Precio horario del mercado diario 13/11/22. (s. f.). OMIE. <https://www.OMIE.es/es/market-results/daily/daily-market/daily-hourly-price>

A continuación, se comparan las curvas de oferta y demanda de los tres tramos horarios analizados anteriormente:

Imagen 18. Curvas agregadas de oferta y demanda del 13/11/22.





Nota. Curvas agregadas de oferta y demanda del 13/11/22. (s. f.). OMIE. <https://www.OMIE.es/es/market-results/daily/daily-market/aggragate-suply-curves?scope=daily&date=2022-11-13&hour>

De estos gráficos se pueden obtener algunas conclusiones:

La primera recta horizontal con precios cercanos al cero representa todas las ofertas de las tecnologías no flexibles que están dispuestas a vender su energía independientemente del precio. Cuantas más ofertas de energía a precio cercano al cero se realicen, más tarda en subir la curva de venta, por lo que el precio de la energía es más barato.

En la siguiente tabla se representa el porcentaje de ofertas que se encuentran cercanas al precio cero en cada tramo:

Tabla 7. Implicación de las energías con ofertas cercanas a 0 €/MW del 13/11/22 en el precio de la energía según datos de OMIE.

	Energía de ofertas cercanas a 0 €/MW (MW)	Energía casada (MW)	Porcentaje (%)	Precio (€/MW)
Tramo 4	13800	22502,7	61,3259742	127
Tramo 14	22000	30116,9	73,0486869	106
Tramo 20	16000	30124,1	53,11362	170,23

Nota. Implicación de las energías con ofertas cercanas a 0 €/MW del 13/11/22 en el precio de la energía según datos de OMIE. (s. f.). OMIE. <https://www.OMIE.es/es/market-results/daily/daily-market/aggragate-suply-curves?scope=daily&date=2022-11-13&hour>

Se observa que, mientras menor sea la energía ofertada a precio cero, mayor es el precio, ya que la demanda es ocupada por las tecnologías flexibles con ofertas a precios más elevados.

Se ha analizado la estructura de un día corriente en el mercado durante el mes de noviembre de 2022. Según las conclusiones que se han obtenido, es la energía de las tecnologías flexibles la que encarece el precio de mercado, puesto que toda la demanda no puede ser abastecida por las energías no flexibles.

Si se analiza un día de verano, lo lógico es pensar que el precio de mercado será más bajo al haber más horas de sol, ya que la energía solar producirá más energía y las tecnologías flexibles venderán menos energía. A pesar de ello, hay que tener en cuenta que en verano el consumo aumenta, lo que puede suponer que las energías flexibles produzcan más energía y aumente el precio.

4.3.2) Energía horaria por tecnologías (día de verano)

Se analiza un día de verano con condiciones normales, el 03/08/22, y se compara con el 13/11/22, ya analizado.

En primer lugar, se estudia el precio marginal y la energía casada de los tramos horarios de ambos días:

Imagen 19. Comparación de precios marginales del 13/11/22 y 03/08/22.



Nota. Comparación de precios marginales del 13/11/22 y 03/08/22. (s. f.). OMIE.
<https://www.OMIE.es/es/market-results/daily/daily-market/daily-hourly-price?>

Tabla 8. Media aritmética de precios marginales y energía total casada del 13/11/22 y 03/08/22.

	Media aritmética precios marginales	Energía total casada
13/11/2022	131,69 €/MW	442.127,60 MW
03/08/2022	147,85 €/MW	648.493,70 MW

Nota. Media aritmética de precios marginales y energía total casada del 13/11/22 y 03/08/22 según datos de OMIE. (s. f.). OMIE. <https://www.OMIE.es/es/market-results/daily/daily-market/daily-hourly-price>

Tanto el precio como la demanda del 03/08/22 son mayores que los del 13/11/22. Para justificar esto se espera que, aunque la energía solar haya producido más energía en agosto que en noviembre, la mayor demanda de agosto provoca un aumento de producción energética de las centrales de ciclo combinado respecto al mes de noviembre y, en consecuencia, se encarece el precio.

Se comparan los dos tramos horarios con mayor producción de energía solar, el 14 para el día 13/11/22 y el 15 para el 03/08/22.

Tabla 9. Comparación de la energía horaria por tecnologías del tramo 15 del 03/08/22 y del tramo 14 del 13/11/22.

TECNOLOGÍA	Fecha 03/08/2022 Hora 15		Fecha 13/11/2022 Hora 14	
	ENERGÍA CASADA (MW)	PORCENTAJE	ENERGÍA CASADA (MW)	PORCENTAJE
CICLO COMBINADO	13431	31,71915406	4442,9	14,75218233
COGENERACIÓN/RESIDUOS/MINI HIDRA	2383,2	5,628254632	3203,8	10,63788106
EÓLICA	3705,2	8,750339485	5172,6	17,17507446
HIDRÁULICA	1187,7	2,804916929	598,8	1,988252443
NUCLEAR	6849,6	16,17627263	6007	19,94561193
SOLAR FOTOVOLTAICA	11429,7	26,99280881	9692,7	32,18359127
SOLAR TÉRMICA	2103,1	4,966759951	999,1	3,317406506
CARBÓN	1254	2,9614935	0	0
	Precio marginal: 129 €/MW		Precio marginal: 106 €/MW	
	Energía total casada 42343,5 MW		Energía total casada 30116,9 MW	

Nota. Comparación de la energía horaria por tecnologías del tramo 15 del 03/08/22 y del tramo 14 del 13/11/22 según datos de OMIE. (s. f.). OMIE. <https://www.OMIE.es/es/market-results/daily/daily-market/hourly-power-technologies>

Se observa que la producción de energía solar es mayor en el día de agosto que en noviembre, pero al ser la demanda mayor, la energía solar tiene un porcentaje de influencia menor en agosto (31,96 % en agosto y 35,5% en noviembre). Además, hay una menor producción de energía eólica por las condiciones meteorológicas, lo cual supone una mayor relevancia del ciclo combinado (31,72 % frente al 14,75 % de

noviembre). Esto deriva en un aumento significativo del precio de mercado, 129 €/MW frente a los 106 €/MW de noviembre.

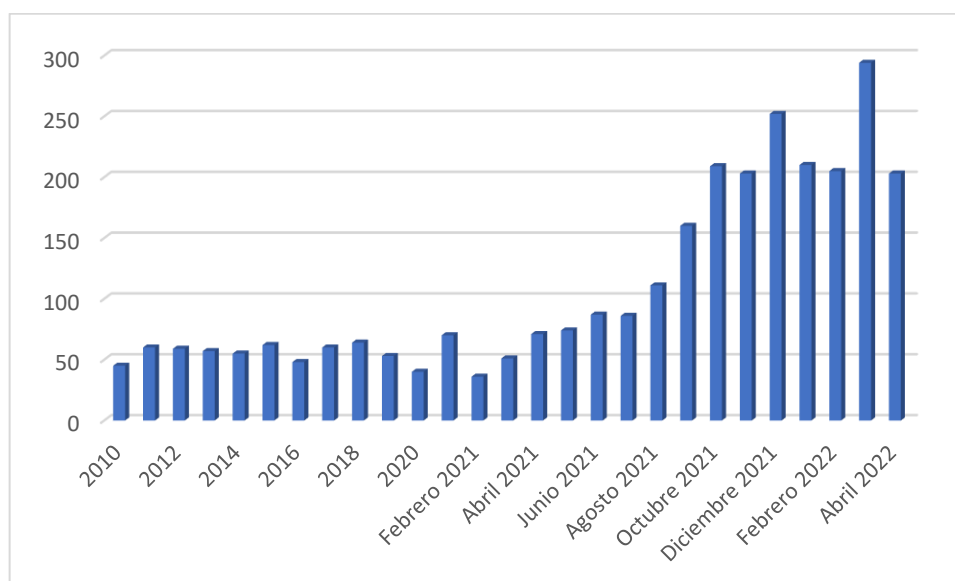
4.4) Evolución del precio energético

Para apoyar las conclusiones obtenidas en el apartado anterior, en este apartado se analizan los datos anuales de consumo y precio energético desde 2019 hasta septiembre de 2022.

Los años 2020, 2021 y 2022 han sido años muy atípicos para el sector eléctrico, dado que la pandemia provocada por el COVID-19 y el conflicto Rusia-Ucrania han tenido graves consecuencias en el sistema marginalista del mercado de la energía. Por esta razón, se analiza primero el año 2019, exento de situaciones tan especiales como las de los últimos años.

Se muestra una imagen del precio marginal medio desde 2010 a julio de 2022. En esta se pueden apreciar las consecuencias los acontecimientos mencionados:

Imagen 20. Evolución del precio aritmético marginal del mercado eléctrico.



Nota. Datos obtenidos de: Evolución del precio aritmético marginal del mercado eléctrico. (s. f.). Statista. <https://es.statista.com/estadisticas/993787/precio-medio-final-de-la-electricidad-en-espana/>

En 2019 se aprecia una bajada en el precio marginal gracias a la disminución de precios de combustibles fósiles. Por otro lado, en 2020, debido al parón de la pandemia, se alcanza un mínimo histórico. En 2021 y 2022 se dispara el precio de la

energía a causa del encarecimiento del gas natural y la dependencia de las tecnologías flexibles para atender toda la demanda.

4.4.1) Análisis anual de 2019

El año 2019 se caracteriza por una menor producción de energías renovables en comparación con el año 2018, además de un incremento en los precios por emisiones de CO₂. Aunque estas condiciones elevan el valor de mercado, el descenso en el precio de combustibles fósiles reduce el precio marginal.

En 2019 aumenta la potencia instalada de energías renovables y alcanza el valor del 50,1 %. Es en este momento cuando la potencia instalada de energías renovables pasa a ser mayor que las no renovables por primera vez en España. No obstante, 2019 fue el tercer año con menos lluvias del siglo, lo cual tiene como consecuencia una producción mucho menor de tecnologías hidráulicas.

La demanda energética sube un 1,6 % respecto al año anterior y alcanza un total de 264.635 GWh. El precio medio final desciende un 17% respecto al año anterior, con un valor de 53,4 €/MWh.

La siguiente tabla contiene los datos de precio y energía casada de 2019 comparados con los de 2018 en cada mes:

ANÁLISIS DEL MERCADO ELÉCTRICO EN ESPAÑA

Tabla 10. Precio aritmético mensual y energía final de 2019.

Precio (€/MWh) (1)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	% 19/18
Mercado diario	62,98	54,93	49,35	50,94	48,93	47,40	51,96	45,37	42,59	47,74	43,59	35,36	48,59	-16,4
Mercado intradiario	-0,03	-0,03	-0,02	-0,05	-0,01	-0,01	0,00	0,00	-0,01	-0,02	-0,03	-0,02	-0,02	-
Servicios de ajuste del sistema	1,15	1,14	1,73	2,56	1,81	1,31	0,81	1,02	1,08	1,38	1,51	2,07	1,46	-37,9
Restricciones técnicas PDBF	0,63	0,71	1,05	1,64	1,21	1,01	0,51	0,73	0,73	0,98	1,11	1,37	0,96	-34,7
Restricciones técnicas en tiempo real	0,03	0,01	0,06	0,08	0,03	0,01	0,02	0,01	0,05	0,07	0,05	0,09	0,04	-42,9
Restricciones intradiario	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	-
Reserva de potencia adicional a subir	0,12	0,06	0,14	0,27	0,06	0,00	0,01	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,06	-73,9
Banda de regulación secundaria	0,35	0,37	0,41	0,51	0,39	0,25	0,23	0,23	0,28	0,32	0,44	0,63	0,37	-32,7
Incumplimiento de energía de balance	-0,02	-0,02	-0,02	-0,03	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,01	-0,02	-0,03	-0,04	-0,03	-33,3
Coste desvíos	0,16	0,16	0,18	0,24	0,24	0,13	0,17	0,17	0,17	0,13	0,14	0,16	0,17	6,3
Saldo desvíos	-0,06	-0,08	-0,08	-0,09	-0,06	-0,03	-0,06	-0,07	-0,07	-0,06	-0,11	-0,08	-0,07	40,0
Control del factor de potencia	-0,07	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,05	-0,05	-0,06	-0,06	-0,09	-0,07	-0,06	0,0
Saldo PO 14.6	0,01	-0,01	0,05	0,00	0,02	0,02	0,00	0,01	0,00	0,00	0,01	0,00	0,01	0,0
Fallo Nominación UPG	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	-
Pagos por capacidad	3,16	3,08	2,38	2,41	2,30	2,70	3,25	2,07	2,37	2,33	2,43	3,11	2,65	-1,9
Servicio de interrumpibilidad	0,71	0,75	0,72	0,77	0,75	0,75	0,69	0,74	0,79	0,77	0,75	0,76	0,74	-39,8
Precio final 2019	67,97	59,87	54,16	56,63	53,78	52,15	56,71	49,20	46,82	52,20	48,25	41,28	53,42	-17,0
Precio final 2018	58,28	61,94	49,88	51,27	62,09	64,85	68,44	71,14	77,57	71,48	67,66	67,97	64,37	-

(1) Los precios están calculados con las últimas liquidaciones disponibles del Operador del sistema.

(2) Incluye liquidación servicios transfronterizos de balance.

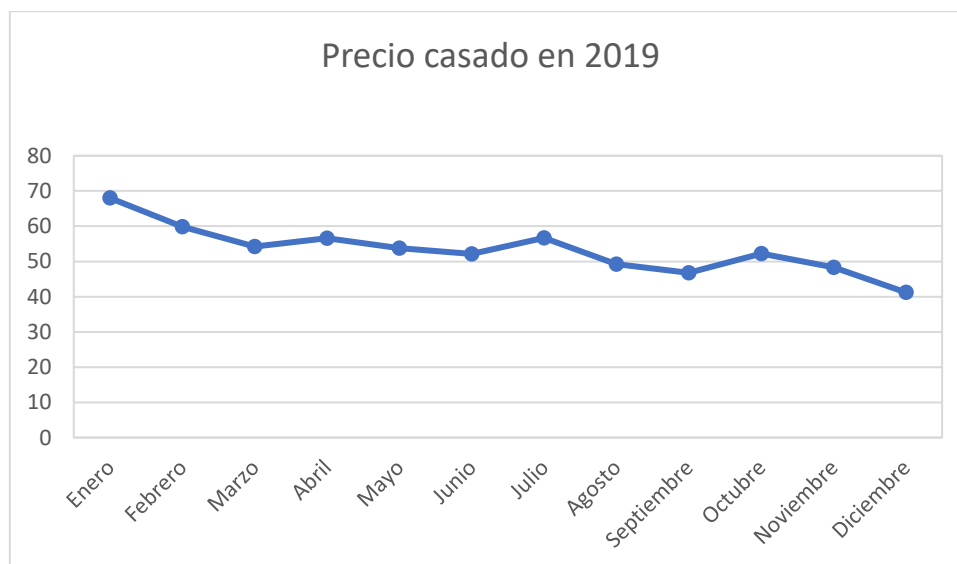
Energía final (3) (GWh)	23.271	20.115	20.689	19.484	19.874	19.953	22.669	21.143	19.905	20.127	20.643	20.765	248.638
-------------------------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------

(3) Incluye los consumos propios de los servicios auxiliares de generación.

Nota. Precio aritmético mensual y energía final de 2019, tabla modificada de REE. (s. f.). Red Eléctrica Española. <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/informe-del-sistema-electrico-espanol-2019>

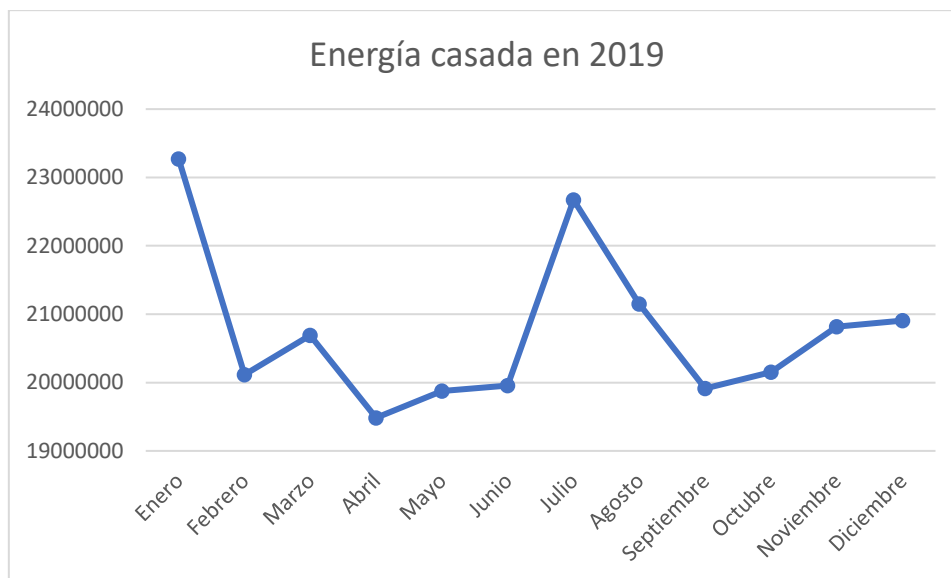
En las siguientes gráficas se muestran la representación de la energía y el precio final de 2019 de cada mes:

Imagen 21. Precio aritmético mensual de 2019 (€/MW).



Nota. Precio aritmético mensual de 2019 (€/MW) según datos de REE. (s. f.). Red Eléctrica Española. <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/informe-del-sistema-electrico-espanol-2019>

Imagen 22. Energía mensual casada de 2019 (MW).



Nota. Energía mensual casada de 2019 (MW) según datos de REE. (s. f.). Red Eléctrica Española. <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/informe-del-sistema-electrico-espanol-2019>

Se observa un mayor consumo en los meses de enero y julio. Estos, junto a febrero, son los meses más caros del año. A pesar de ello, el precio se mantiene constante a lo largo del año. Esto se debe a que los combustibles fósiles se encuentran a un precio asequible, por lo que los meses con mayor demanda y en los que más participan las tecnologías flexibles no elevan tanto el precio como en los ejemplos de los días de 2022 analizados con anterioridad.

El porcentaje de generación de las diferentes tecnologías en 2019 se encuentra representado en la siguiente tabla y gráfico:

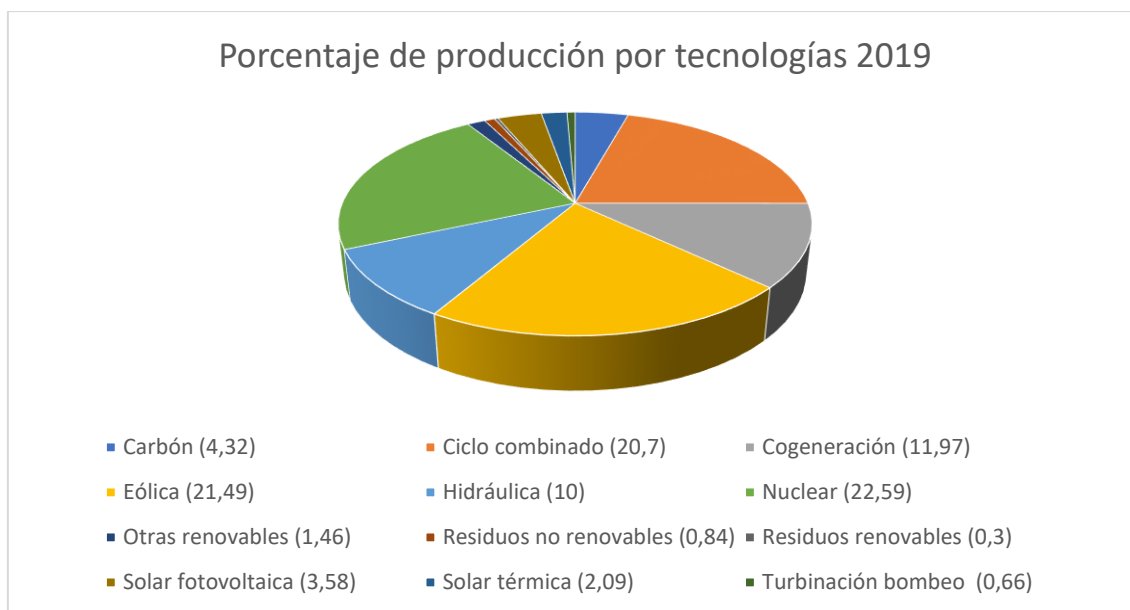
Tabla 11. Generación de las distintas tecnologías en 2019.

Tecnología	Porcentaje
Carbón (4,32)	4,319341965
Ciclo combinado (20,7)	20,69728846
Cogeneración (11,97)	11,97151431
Eólica (21,49)	21,48792604
Hidráulica (10)	10,00014026
Nuclear (22,59)	22,5931204
Otras renovables (1,46)	1,459646355

Residuos no renovables (0,84)	0,838425477
Residuos renovables (0,3)	0,299067486
Solar fotovoltaica (3,58)	3,577908787
Solar térmica (2,09)	2,090945633
Turbinación bombeo (0,66)	0,664674824

Nota. Generación de las distintas tecnologías en 2019 según REE. (s. f.). Red Eléctrica Española.
<https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/informe-del-sistema-electrico-espanol-2019>

Imagen 23. Generación de las distintas tecnologías en 2019.



Nota. Generación de las distintas tecnologías en 2019 según REE. (s. f.). Red Eléctrica Española.
<https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/informe-del-sistema-electrico-espanol-2019>

Estos datos dan a conocer la implicación real de los distintos generadores en la producción de energía por año.

Las tres principales generadoras de energía en 2019 fueron la nuclear, la eólica y la de ciclo combinado.

4.4.1) Análisis anual de 2020

El 2020 es un año muy condicionado por la pandemia mundial ocasionada por el COVID-19. Se redujo el consumo un 5,5% respecto al año anterior, obteniendo 549.991 GWh. La potencia instalada de energías renovables aumenta hasta alcanzar un 54% del total. El precio final medio del mercado es de 40,38 €/MWh, un 24,4% inferior al del año anterior.

La siguiente tabla contiene los datos de precio y energía casada mensuales de 2020:

Tabla 12. Precio aritmético mensual y energía final de 2020.

Precio (€/MWh) (1)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	% 20/19
Mercado diario	42,06	36,54	28,28	17,81	21,70	30,99	35,20	36,75	42,74	37,49	42,91	43,52	35,21	-27,5
Mercado intradiario	-0,02	-0,03	-0,01	-0,02	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,02	-0,04	-0,03	-0,02	-0,02	-
Servicios de ajuste del sistema	1,78	1,88	2,55	5,05	3,36	2,24	1,60	2,18	2,36	2,95	2,88	2,60	2,54	72,8
Restricciones técnicas PDBF	1,32	1,44	2,03	4,54	2,96	1,68	1,07	1,29	1,05	1,76	1,70	1,52	1,79	86,5
Restricciones técnicas en tiempo real	0,18	0,07	0,12	0,07	0,08	0,15	0,15	0,48	0,88	0,64	0,63	0,53	0,33	725,0
Restricciones intradiario	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	-
Reserva de potencia adicional a subir	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	-100,0
Banda de regulación secundaria	0,30	0,33	0,35	0,45	0,37	0,38	0,33	0,35	0,41	0,53	0,49	0,54	0,40	8,1
Incumplimiento de energía de balance	-0,02	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,02	-0,01	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,03	-0,02	0,0
Coste desvíos	0,16	0,14	0,23	0,21	0,11	0,16	0,17	0,19	0,15	0,14	0,12	0,13	0,16	-11,1
Saldo desvíos	-0,09	-0,06	-0,11	-0,12	-0,07	-0,05	-0,05	-0,06	-0,04	-0,04	-0,02	-0,04	-0,06	-14,3
Control del factor de potencia	-0,06	-0,06	-0,07	-0,10	-0,09	-0,07	-0,06	-0,06	-0,06	-0,07	-0,05	-0,07	-0,07	16,7
Saldo PO 14.6	-0,01	0,03	0,01	-0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	-0,01	0,01	0,03	0,02	0,01	0,0
Fallo Nominación UPG	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	-
Pagos por capacidad	3,11	2,98	2,39	2,42	2,25	2,76	3,23	2,12	2,37	2,27	2,37	3,10	2,63	-0,4
Servicio de interrumpibilidad	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	-97,3
Precio final 2020	46,96	41,40	33,24	25,30	27,34	36,02	40,02	41,04	47,45	42,67	48,13	49,20	40,38	-24,4
Precio final 2019	67,97	59,87	54,16	56,63	53,77	52,14	56,71	49,22	46,82	52,22	48,31	41,24	53,41	

(1) Los precios están calculados con las últimas liquidaciones disponibles del Operador del sistema.

(2) Incluye liquidación servicios transfronterizos de balance.

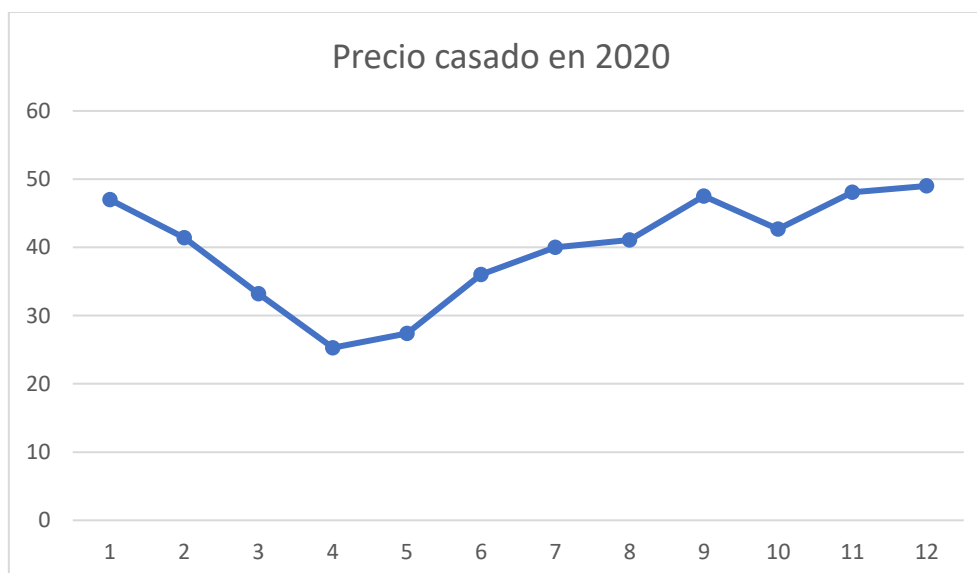
Energía final (3) (GWh)	22.600	19.847	19.787	16.147	17.320	18.288	21.896	20.673	19.352	19.552	19.622	20.976	236.060
-------------------------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------

(3) Incluye los consumos propios de los servicios auxiliares de generación.

Nota. Precio aritmético mensual y energía final de 2020, tabla modificada de REE. (s.f.). Red Eléctrica Española. <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/informe-del-sistema-electrico-espanol-2020>

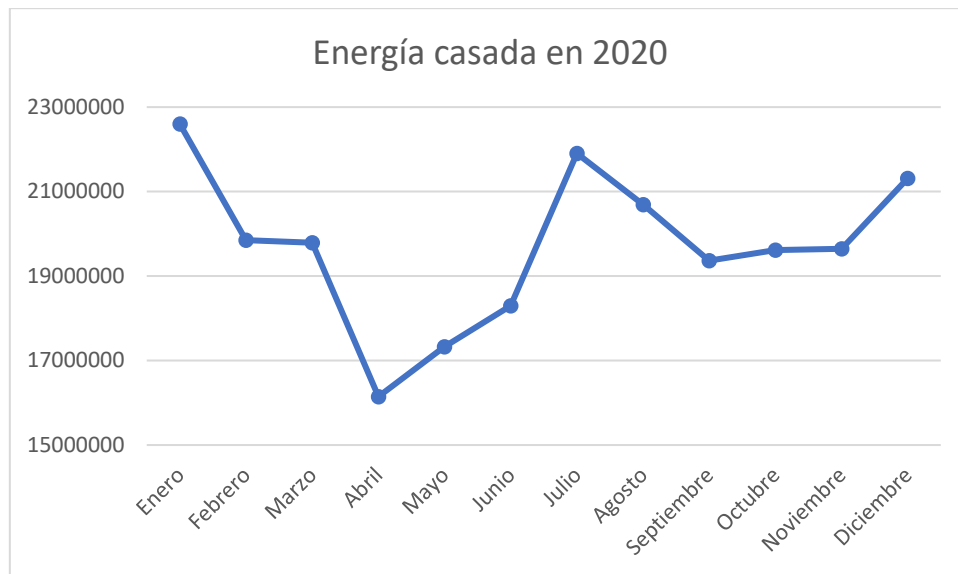
En las siguientes gráficas se muestra la representación de la energía y el precio final mensual de 2020:

Imagen 24. Precio aritmético mensual de 2020 (€/MW).



Nota. Precio aritmético mensual de 2020 (€/MW) según datos de REE. (s.f.). Red Eléctrica Española. <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/informe-del-sistema-electrico-espanol-2020>

Imagen 25. Energía mensual casada de 2020 (MW).

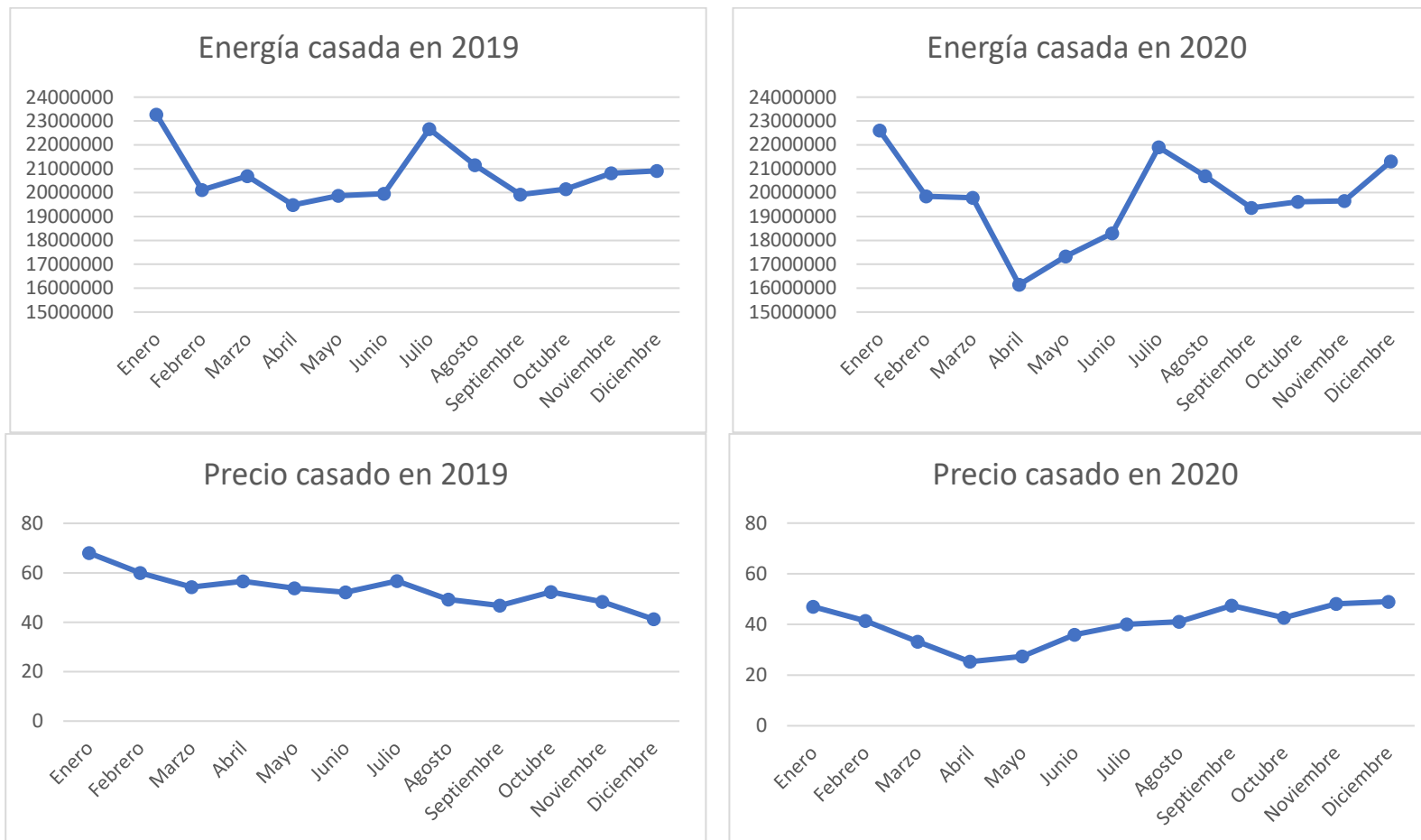


Nota. Energía mensual casada de 2020 (MW) según datos de REE. (s. f.). Red Eléctrica Española.
<https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/informe-del-sistema-electrico-espanol-2020>

Se observa un drástico descenso de la demanda en el mes de abril, causado por el estado de alarma implantado en España el 14 de marzo de 2020. En consecuencia, el precio de la energía es muy bajo respecto al resto del año. Desde el mes de marzo hasta noviembre, la demanda es inferior que la de 2019; no es hasta entonces que se recuperan los precios finales del año anterior.

Se muestran las tablas de datos de precios medios aritméticos y energía total mensual en los años 2019 y 2020 para su comparación:

Imagen 26. Comparación de energías casadas mensuales (MW) y precios marginales aritméticos (€/MW) en 2019 y 2020.



Nota. Comparación de energías casadas mensuales (MW) y precios marginales aritméticos (€/MW) en 2019 y 2020 según datos de REE. (s. f.). OMIE.
<https://www.OMIE.es/es/market-results/daily/daily-market/aggragate-suply-curve>

El porcentaje de generación de las diferentes tecnologías en 2020 se representa en la siguiente tabla y gráfico.

Tabla 13. Generación de las distintas tecnologías en 2020.

Tecnología	Porcentaje
Carbón (2)	2,004492187
Ciclo combinado (16,02)	16,01760806
Cogeneración (11,26)	11,26446249
Eólica (22,46)	22,4648008
Hidráulica (12,78)	12,782988
Nuclear (23,28)	23,28390048
Otras renovables (1,87)	1,866782653
Residuos no renovables (0,79)	0,791677177
Residuos renovables (0,25)	0,253116317
Solar fotovoltaica (6,23)	6,227383488
Solar térmica (1,9)	1,895187833
Turbinación bombeo (1,15)	1,147600516

Nota. Generación de las distintas tecnologías en 2020 según REE. (s. f.). Red Eléctrica Española.
<https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/informe-del-sistema-electrico-espanol-2020>

Las tres tecnologías que generan más energía siguen siendo la nuclear, la de ciclo combinado y la eólica. Las de ciclo combinado ven reducida su participación en un 4% respecto al año anterior (por la disminución de la demanda) y el precio del gas se encuentra en valores muy bajos, por lo que el precio medio del año es muy bajo. La energía solar sube un 3% con respecto al año anterior y la hidráulica un 2%.

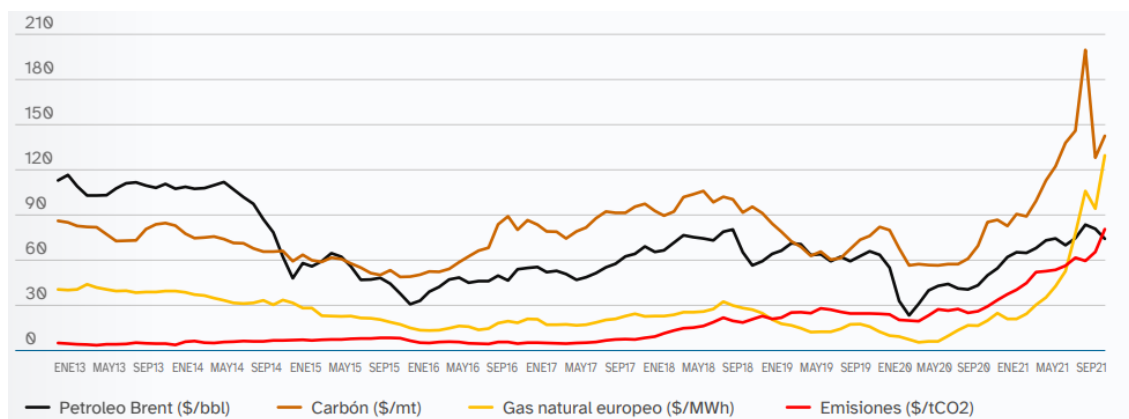
4.4.2) Análisis anual de 2021

En 2021 el precio de casación medio es triplicado respecto al año anterior, alcanzando un valor máximo histórico de 118,65 €/MWh. Este aumento desmesurado del precio de la energía es ocasionado por el conflicto Ucrania- Rusia iniciado el 24/02/2022.

Previamente al conflicto ruso-ucraniano, Rusia exportaba a Europa 184,9 bbl (miles de millones de metros cúbicos de gas natural a Europa). Esto supone un 40% del gas natural que abastece a toda la Unión Europea. Tras el inicio del conflicto, se redujeron las exportaciones de Rusia al resto del mundo (en 2020, Rusia exportaba a otros países un 19,14 % del consumo mundial), lo que tuvo como resultado el encarecimiento del €/MWh producido a través de tecnologías que consumen gas natural (Navarro, 2022).

Se muestra un gráfico del resumen anual de la REE de la evolución del precio de algunos combustibles fósiles (en \$/MWh) de 2013 a septiembre 2021:

Imagen 27. Precio de combustibles fósiles en \$/MWh de 2013 a 2021.

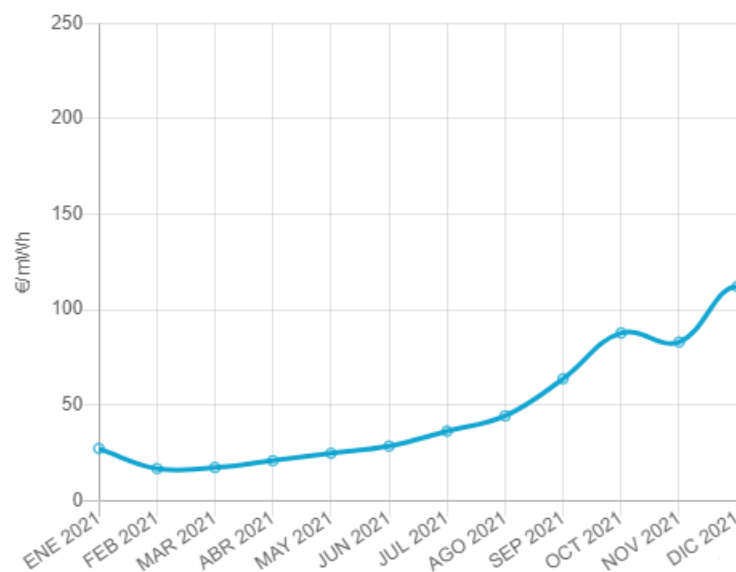


Nota. Precio de combustibles fósiles en \$/MWh de 2013 a 2021. (s.f.). Red Eléctrica Española. https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2022-08/InformeSistemaElectrico_2021.pdf

Tras el comienzo del conflicto en febrero de 2021, se da lugar a una subida de precios en los combustibles fósiles.

Se muestra una gráfica con, únicamente, los precios en €/MWh del año 2021, en la cual se aprecia mejor los cambios de dicho año:

Imagen 28. Precio mensual del gas natural de 2021.



Nota. Precio mensual del gas natural de 2021. (s. f.). PrecioGas. <https://precioagas.com/suministro-gas/tarifas-gas/precio-kwh>

A continuación, se expone una tabla con los datos mensuales de precio (media) y la energía marginal total de cada mes:

Imagen 29. Precio aritmético mensual y energía final de 2021.

Precio (€/MWh) (1)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	% 21/20
Mercado diario	63,60	29,86	46,39	66,20	67,93	83,94	92,80	106,45	156,53	202,53	197,46	245,70	113,11	221,2
Mercado intradiario	0,03	-0,02	-0,02	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,04	0,00	-0,09	0,03	-0,06	-0,02	-
Servicios de ajuste del sistema	2,95	3,40	2,85	2,42	3,57	2,86	2,16	3,91	3,36	5,47	4,08	4,19	4,26	67,7
Restricciones técnicas PDBF	1,80	2,14	1,99	1,70	2,49	1,96	1,21	2,07	1,02	2,44	1,47	1,80	1,83	2,2
Restricciones técnicas en tiempo real	0,18	0,07	0,12	0,07	0,08	0,15	0,15	0,49	0,88	0,64	0,61	0,52	1,16	251,5
Banda de regulación secundaria	0,71	1,16	0,66	0,58	0,97	0,73	0,72	1,17	1,23	1,96	1,60	1,50	1,08	170,0
Incumplimiento de energía de balance	-0,05	-0,02	-0,02	-0,04	-0,04	-0,03	-0,03	-0,04	-0,09	-0,13	-0,13	-0,27	-0,07	250,0
Coste desvíos	0,49	0,24	0,25	0,24	0,29	0,25	0,27	0,32	0,57	0,79	0,64	0,86	0,44	158,8
Saldo desvíos	-0,20	-0,13	-0,10	-0,12	-0,17	-0,12	-0,13	-0,05	-0,25	-0,21	-0,07	-0,19	-0,15	114,3
Control del factor de potencia	0,00	-0,07	-0,06	-0,06	-0,07	-0,07	-0,06	-0,06	-0,06	-0,07	-0,08	-0,08	-0,06	-14,3
Saldo PO 14.6	0,02	0,01	0,01	0,05	0,02	-0,01	0,03	0,01	0,06	0,05	0,04	0,05	0,03	200,0
Pagos por capacidad	3,02	2,98	2,38	2,31	2,22	0,31	0,55	0,31	0,31	0,26	0,38	0,54	1,30	-50,6
Servicio de interrumpibilidad	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	-100,0
Precio final 2021	70,37	36,82	52,02	71,54	74,03	87,23	96,42	111,33	160,75	209,40	203,79	252,13	118,65	193,8
Precio final 2020	70,37	36,82	52,02	71,54	74,03	87,23	96,42	111,33	160,75	209,40	203,79	252,13	40,38	

(1) Los precios están calculados con las últimas liquidaciones disponibles del Operador del sistema.

(2) Incluye liquidación servicios transfronterizos de balance.

Energía final (3) (GWh)	22.764	19.226	20.727	18.867	19.252	19.552	21.546	20.620	19.627	18.964	20.266	20.757	242.168
-------------------------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------

(3) Incluye los consumos propios de los servicios auxiliares de generación.

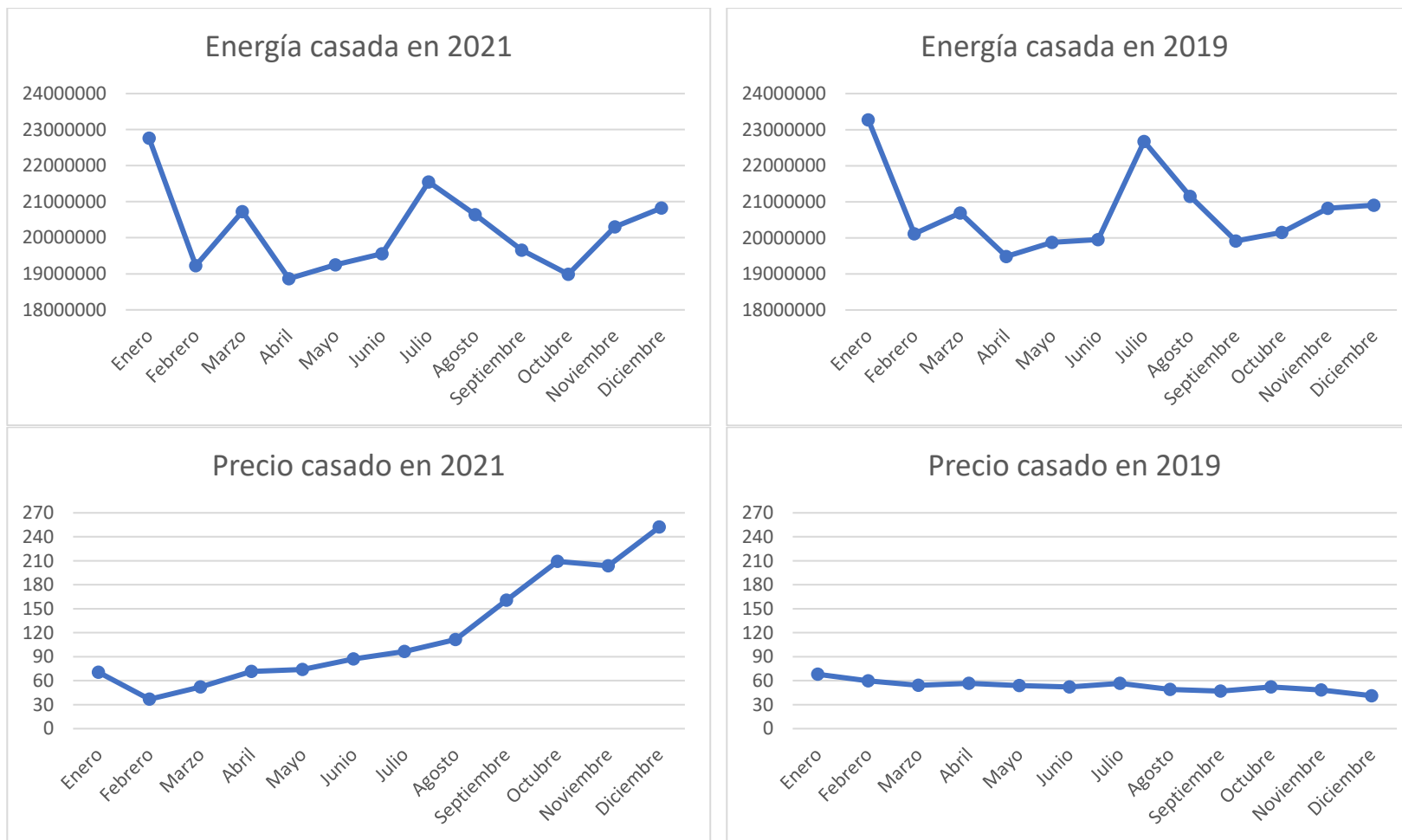
Nota. Precio aritmético mensual y energía final de 2021, tabla modificada de REE. (s. f.). Red Eléctrica Española. <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/informe-del-sistema-electrico-espanol-2021>

El precio medio del año es de 118,65 €/MWh, un 193,8% superior al año 2020.

Se comparan las gráficas de precio y energía con el año 2019. No se realiza la comparación con el año 2020 por ser un año muy atípico en el mercado.

ANÁLISIS DEL MERCADO ELÉCTRICO EN ESPAÑA

Imagen 30. Comparación de energías casadas mensuales (MW) y precios marginales aritméticos (€/MW) en 2019 y 2021.

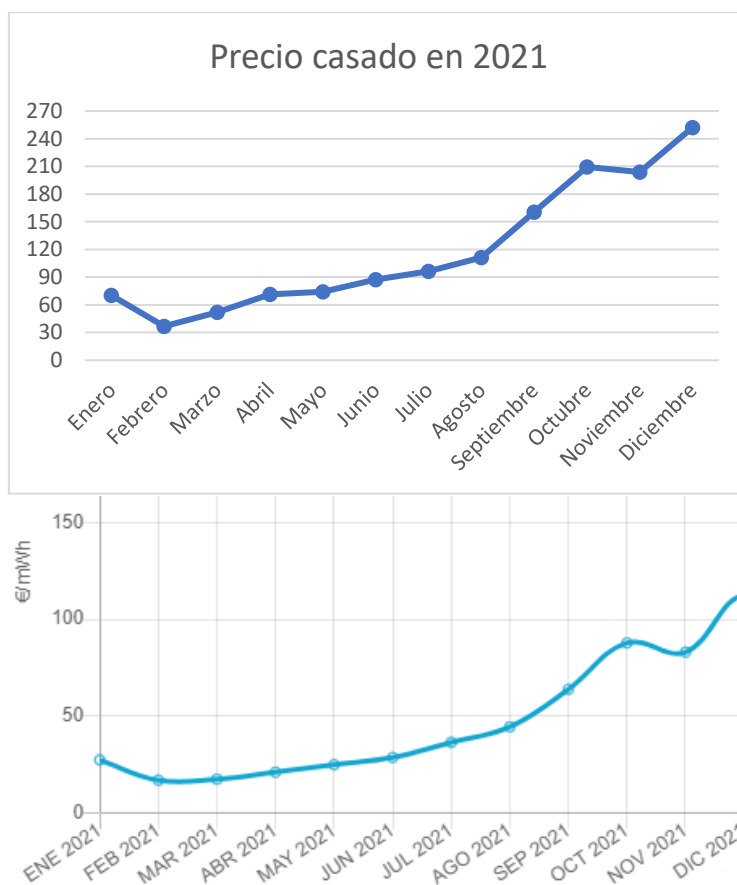


Nota. Comparación de energías casadas mensuales (MW) y precios marginales aritméticos (€/MW) en 2019 y 2021. (s. f.). OMIE. <https://www.OMIE.es/es/market-results/daily/daily-market/aggragate-supy-curves>

Se observan datos muy similares en la demanda de energía. Sin embargo, por las razones ya expuestas, se observa un gran crecimiento en el precio a partir de marzo.

Este crecimiento tiene una relación directa con el aumento del precio del gas:

Imagen 31. Relación del precio aritmético mensual de 2021 (€/MW) y el precio aritmético mensual del gas natural (€/MWh) en 2021.



Nota. Relación del precio aritmético mensual de 2021 (€/MW) y el precio aritmético mensual del gas natural (€/MWh) en 2021 (. (s. f.). PrecioGas. <https://preciogas.com/suministro-gas/tarifas-gas/precio-kwh>

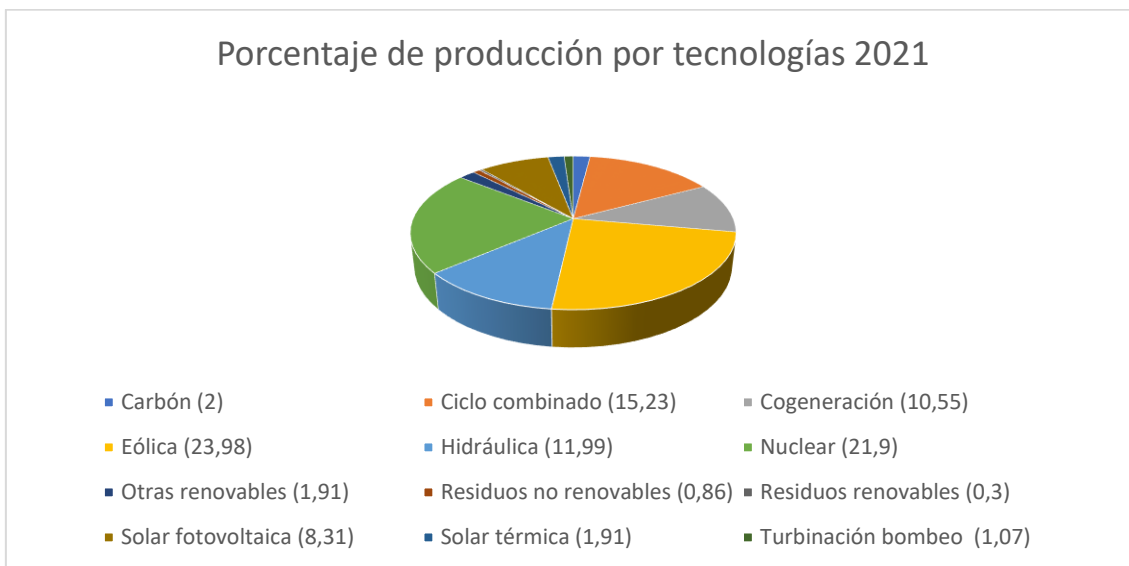
Se muestran los datos de la tabla anterior comparados con los del año 2021 en formato de gráfico:

Tabla 14. Generación de las distintas tecnologías en 2021.

Tecnología	Porcentaje
Carbón (2)	2,002078585
Ciclo combinado (15,23)	15,22694291
Cogeneración (10,55)	10,54942978
Eólica (23,98)	23,9800843
Hidráulica (11,99)	11,99020252
Nuclear (21,9)	21,89625047
Otras renovables (1,91)	1,908065446
Residuos no renovables (0,86)	0,85510974
Residuos renovables (0,3)	0,304234314
Solar fotovoltaica (8,31)	8,307593896
Solar térmica (1,91)	1,906569751
Turbinación bombeo (1,07)	1,073438281

Nota. Generación de las distintas tecnologías en 2021 según REE. (s. f.). Red Eléctrica Española.
<https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/informe-del-sistema-electrico-espanol-2021>

Imagen 32. Generación de las distintas tecnologías en 2021.



Nota. Generación de las distintas tecnologías en 2021 según REE. (s. f.). Red Eléctrica Española.
<https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/informe-del-sistema-electrico-espanol-2021>

No hay cambios destacables en la producción de energía por tecnologías respecto al año anterior.

4.4.3) Análisis anual de 2022

El año 2022 sigue la misma dinámica que el 2021: El encarecimiento del gas natural producido por la guerra deriva en el alcance de máximos históricos en el precio de la energía.

El formulario anual de REE del año 2022 no se ha presentado. Por ello, se ofrecen los datos ya publicados de OMIE.

Se muestra la tabla de energías y precios medios mensuales de enero a septiembre:

Tabla 15. Precio aritmético mensual y energía final de 2021.

	Precio aritmético del mercado (€/MWh)	Energía de cierre (MWh)
Enero	210	21451525
Febrero	205,7	19124313
Marzo	294,5	20295837
Abril	203	18452956
Mayo	195,8	19088180
Junio	203	20037592
Julio	217,8	21999896
Agosto	252	20330818
Septiembre	217,2	18906700

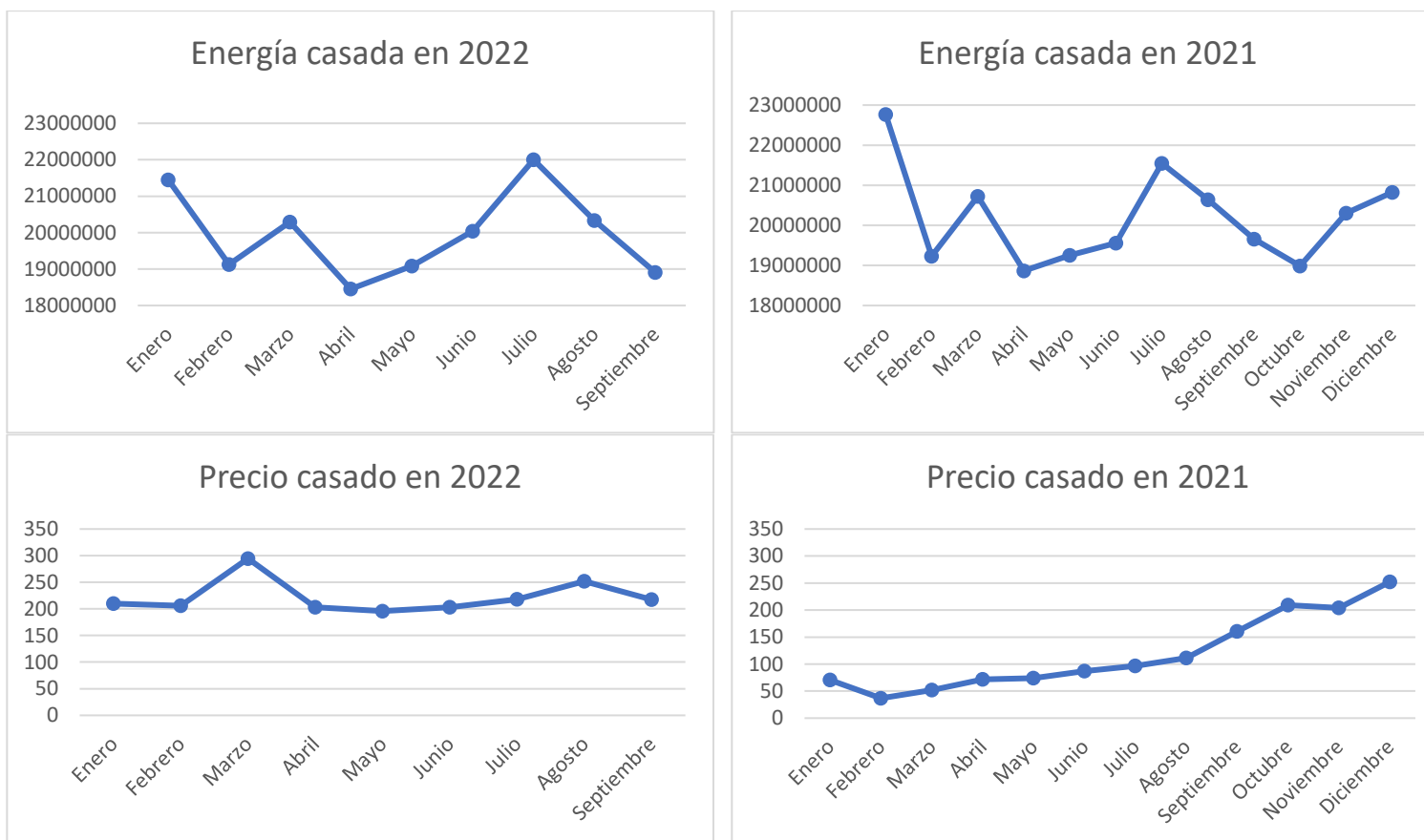
Nota. Precio aritmético mensual y energía final de 2021 según OMIE. (s.f.). OMIE. <https://www.OMIE.es/es/market-results/daily/daily-market/daily-hourly-price>

El precio medio de enero a septiembre de 2012 es de 222,11 €/MWh, casi el doble que el del año anterior (118,80 €/MWh).

Se realiza la comparación de datos con el año anterior en forma de gráficas:

ANÁLISIS DEL MERCADO ELÉCTRICO EN ESPAÑA

Imagen 33. Comparación de energías casadas mensuales (MW) y precios marginales aritméticos (€/MW) en 2021 y 2022.



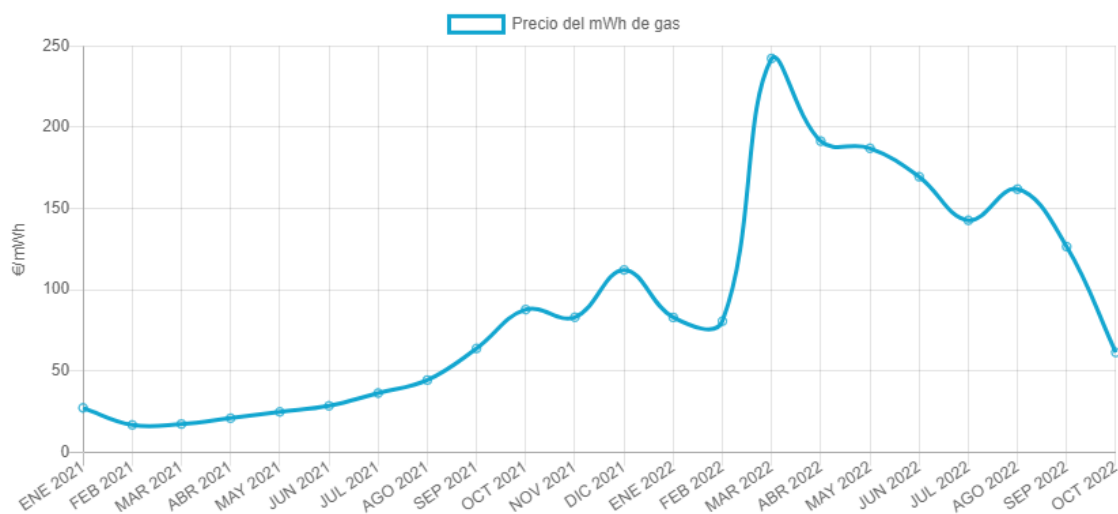
Nota. Comparación de energías casadas mensuales (MW) y precios marginales aritméticos (€/MW) en 2021 y 2022. Datos obtenidos de OMIE. (s. f.). OMIE. <https://www.OMIE.es/es/market-results/annual/daily-market/daily-prices?scope=annual&year=2022>

Se aprecia una ligera disminución de la demanda provocada por el aumento de los precios. En el tramo comprendido entre enero y septiembre de 2021 el consumo fue de 182.242,067 GWh, mientras que en estos mismos meses en el año 2022 el consumo fue de 179.687,817 GWh. La demanda es, considerablemente, más baja hasta los meses de verano, en los cuales la demanda aumenta con respecto a 2021 por la ola de calor.

En el 2022, la situación con el gas natural en España no mejora con respecto al año anterior, puesto que sigue aumentando el precio de este combustible. Este hecho deriva en el encarecimiento de los precios, que alcanzan su máximo en marzo. El 08/03/22 a las 20:00 horas se llega al valor máximo histórico en el precio de la luz, 700 €/MWh.

En marzo de 2022 se registró el precio de MWh producido por gas en su máximo histórico:

Imagen 34. Precio del MWh producido con gas en España de 2021 a octubre de 2022.



Nota. Precio del MWh producido con gas en España de 2021 a octubre de 2022. (s. f.). PrecioGas. <https://precioGas.com/suministro-gas/tarifas-gas/precio-kwh>

Ante esta situación, el gobierno de España toma medidas para reducir los elevados precios de mercado provocados por el gas natural. Se publican los Reales Decreto-ley 06/22 y 10/22. Estos contienen numerosas pautas para reducir el consumo y el precio de la energía. Entre las más relevantes, se encuentra la del precio máximo del gas (del Real Decreto-ley 10/22), que no permite a las tecnologías que producen energía a

través del gas natural realizar ofertas superiores a los 40 €/MWh durante los seis primeros meses después de su publicación. Pasados estos seis meses, el tope aumenta progresivamente.

4.5) El problema del gas natural

Durante el final del siglo XX y los inicios del XXI, se produjo en España un gran crecimiento de la demanda energética. Según REE, la potencia instalada en 1975 era de 25.000 MW, mientras que en el año 2005 era de 50.000 MW. Este hecho es derivado de los cambios sociopolíticos y económicos ocasionados por el período de transición democrática español.

Se preveía que la demanda seguiría creciendo, por lo que numerosas compañías decidieron invertir en las centrales de ciclo combinado. Estas centrales son más eficaces y contaminan menos que las térmicas convencionales (en España eran, principalmente, de carbón). Además, entran en funcionamiento a plena capacidad con rapidez y utilizan como combustible el gas natural, un recurso que se obtenía de Argelia a través de gaseoductos. Los impuestos por emisiones de CO₂ eran menores que en la actualidad y las tecnologías renovables estaban mucho menos desarrolladas.

Estas condiciones hicieron que en la primera década del siglo XX se construyeran centrales de ciclo combinado con una potencia instalada de 26.000 MW. La potencia total instalada en 2010 era de 65.000 MW. Es decir, el ciclo combinado suponía un 40% de toda la potencia instalada del país.

En septiembre de 2008, llega a España una crisis económica que detiene el aumento de demanda energética esperado por los empresarios. Durante estos años de crisis, las diferentes centrales de ciclo combinado compiten para casar su energía en los mejores momentos del mercado.

Tras la crisis, la demanda aumentó, permitiendo a esta tecnología una mayor participación en el mercado. A pesar de la mayor potencia instalada en el país y la intervención de las energías renovables, las centrales de ciclo combinado son necesarias en la mayoría de los mercados para satisfacer la demanda.

Esta dependencia de las centrales de ciclo combinado para abastecer toda la demanda y su flexibilidad en la producción hacen que esta tecnología sea muy determinante en el precio del mercado.

Con el aumento del precio del gas natural por el conflicto de Ucrania, se dispararon los precios de las ofertas del ciclo combinado, pero al ser estos necesarios para satisfacer la demanda, seguían casando su energía y aumentaban el precio según se incrementaba el precio del gas. Como consecuencia, se obtuvo el precio más caro de la historia el 08/03/22.

4.5.1) Día con el mayor precio de la energía (08/03/22)

Se pasan a estudiar los datos del tramo horario más caro de la historia del mercado. Este tramo se dio el 08/03/22 a las 20 horas.

Se muestran los datos del día a analizar comparados con el 13/11/22 en el mismo tramo horario:

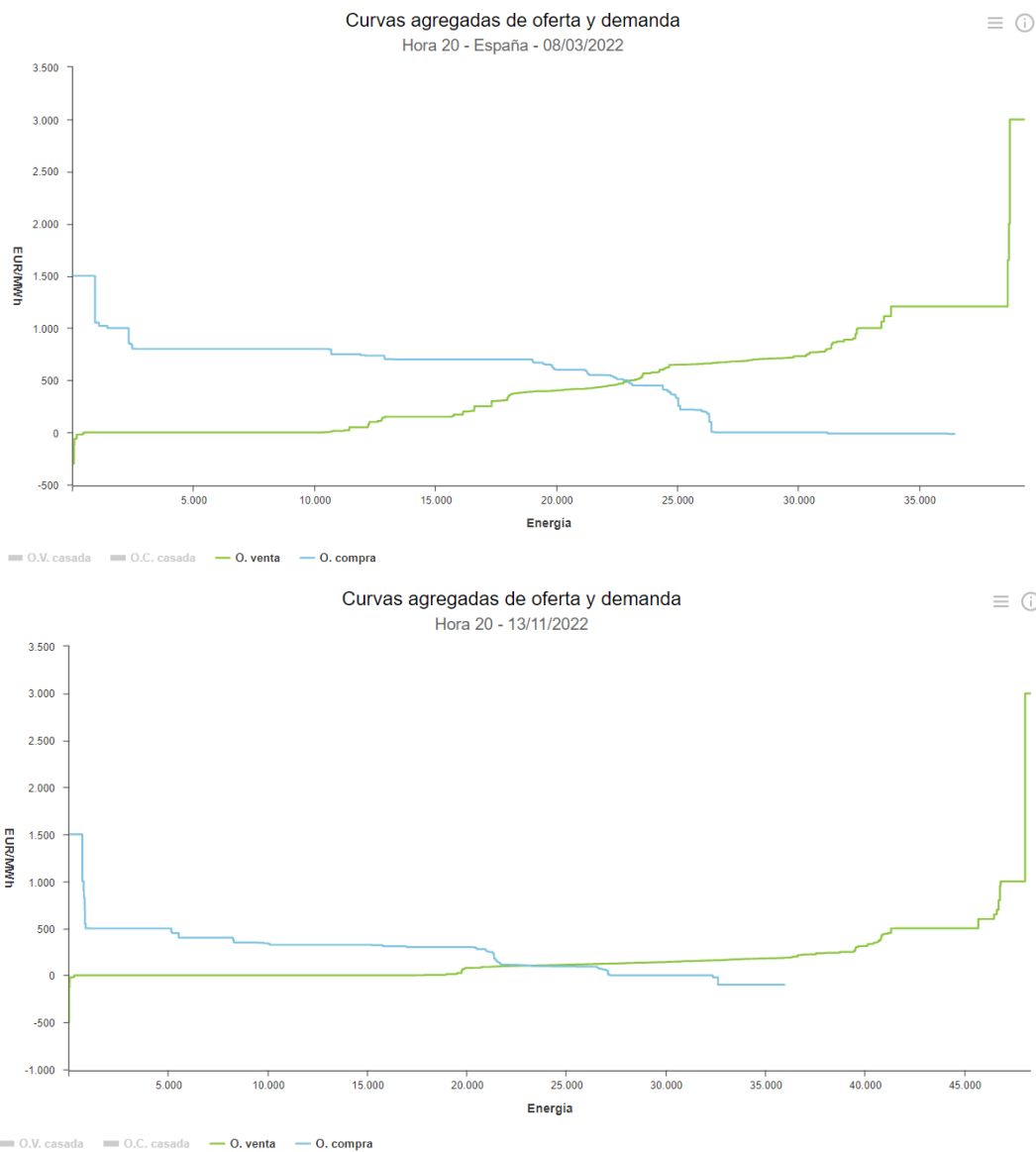
Tabla 16. Comparación de la energía horaria por tecnologías de los tramos 20 del 08/03/22 y del 13/11/22.

TECNOLOGÍA	Fecha 08/03/22 Hora 20		Fecha 13/11/2022 Hora 20	
	ENERGÍA CASADA (MW)	PORCENTAJE (%)	ENERGÍA CASADA (MW)	PORCENTAJE (%)
CARBÓN	1272,3	3,729685045	0	0
CICLO COMBINADO	5988,3	17,55440773	8176,2	27,14172374
COGENERACIÓN/RESIDUOS /MINI HIDRA	5586,4	16,37625759	3303,3	10,96563881
EÓLICA	4327,1	12,68468141	5555,3	18,44138082
HIDRÁULICA	9526,9	27,92764006	6595	21,89277024
NUCLEAR	7135,7	20,91795455	6004	19,9308859
SOLAR FOTOVOLTAICA	133,2	0,390469267	388,5	1,289665085
SOLAR TÉRMICA	142,9	0,418904341	101,8	0,337935407
Precio marginal: 700 €/MW			Precio marginal: 170,23 €/MW	
Energía total casada: 34112,8 MW			Energía total casada: 30124,1 MW	

Nota. Comparación de la energía horaria por tecnologías de los tramos 20 del 08/03/22 y del 13/11/22 según datos de OMIE. (s. f.). OMIE. <https://www.OMIE.es/es/market-results/daily/daily-market/hourly-power-technologies>

Si se suman los porcentajes de producción de las tecnologías no flexibles (eólica, nuclear y las solares) en ambos días, se obtiene que para el 08/03/22 dicho porcentaje es del 34,41%. El 13/11/22 el porcentaje es del 39,99 %. Se observa que la diferencia entre estos valores es significativamente baja. Por ello, se espera que el precio marginal de ambos días y sus curvas agregadas de oferta y demanda sean similares, aunque esto no se corresponde con la realidad.

Imagen 35. Curvas agregadas de oferta y demanda del tramo 20 del 08/03/22 y del 13/11/22.



Nota. Curvas agregadas de oferta y demanda del tramo 20 del 08/03/22 y del 13/11/22. (s. f.). OMIE. <https://www.OMIE.es/es/market-results/daily/daily-market/aggragate-suply-curves>

Los datos de ofertas cercanas a 0 €/MWh se recogen en la siguiente tabla:

Tabla 17. Implicación de las energías con ofertas cercanas a 0 €/MW del 08/03/22 y del 13/11/22 en el precio de la energía.

	Energía de ofertas cercanas a 0 €/MW (MWh)	Energía casada	Porcentaje	Precio (€/MWh)
08/03/2022	10500	34112,8	30,780235	700
13/11/2022	17000	30124,1	56,4332212	170,23

Nota. Implicación de las energías con ofertas cercanas a 0 €/MW del 08/03/22 y del 13/11/22 en el precio de la energía según datos de OMIE. (s. f.). OMIE. <https://www.OMIE.es/es/market-results/daily/daily-market/aggragate-suply-curves>

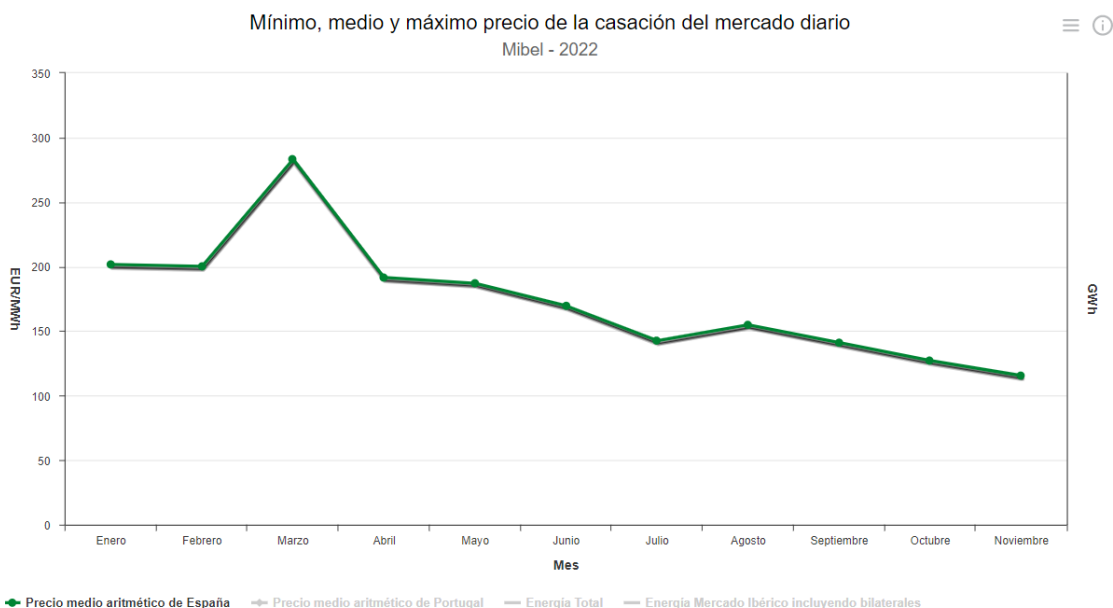
El cálculo de la suma de energías ofertadas a precios cercanos a cero sugiere que la diferencia de precios entre ambos días es mínima, un 5%. No obstante, los datos reales de OMIE representados en las curvas agregadas de oferta y demanda, y el precio indican que la diferencia entre estas es mucho mayor.

La explicación de este fenómeno justifica el gran aumento del precio de la energía:

La subida en el precio del gas natural elevaba los precios de las ofertas lanzadas por el gas natural. Sin embargo, en muchos mercados, la energía producida por el gas natural es indispensable para abastecer la demanda, por lo que el resto de las tecnologías pueden predecir que el precio de la energía va a aumentar a causa de las ofertas lanzadas por el ciclo combinado. Aprovechando esto, las tecnologías no flexibles ofertan precios más altos y alejados de los 0 €/MWh, dado que tienen la certeza de que venderán su energía. Al existir menos ofertas con precios cercanos al cero, la curva sube más rápido, provocando un aumento desorbitado del precio de la electricidad.

Las medidas tomadas en los Reales Decreto-ley 06/22 y 10/22 reducen la intervención de las centrales de ciclo combinado en el precio marginal. Además, el precio del gas natural empezó a bajar a partir de marzo de 2022. Debido a esto, el precio de la energía, aunque sigue siendo desorbitado, comienza a bajar.

Imagen 36. Media aritmética mensual del precio marginal de 2022.



Nota. Media aritmética mensual del precio marginal de 2022. (s. f.). OMIE. <https://www.OMIE.es/es/market-results/annual/daily-market/daily-prices?scope=annual&year=2022>

5) Herramienta de Simulación en C++

En este apartado se documenta el diseño, la funcionalidad y el código de la aplicación. El programa completo se encuentra agrupado por ficheros en el Anexo de este proyecto, para quienes quieran estudiar el código en profundidad.

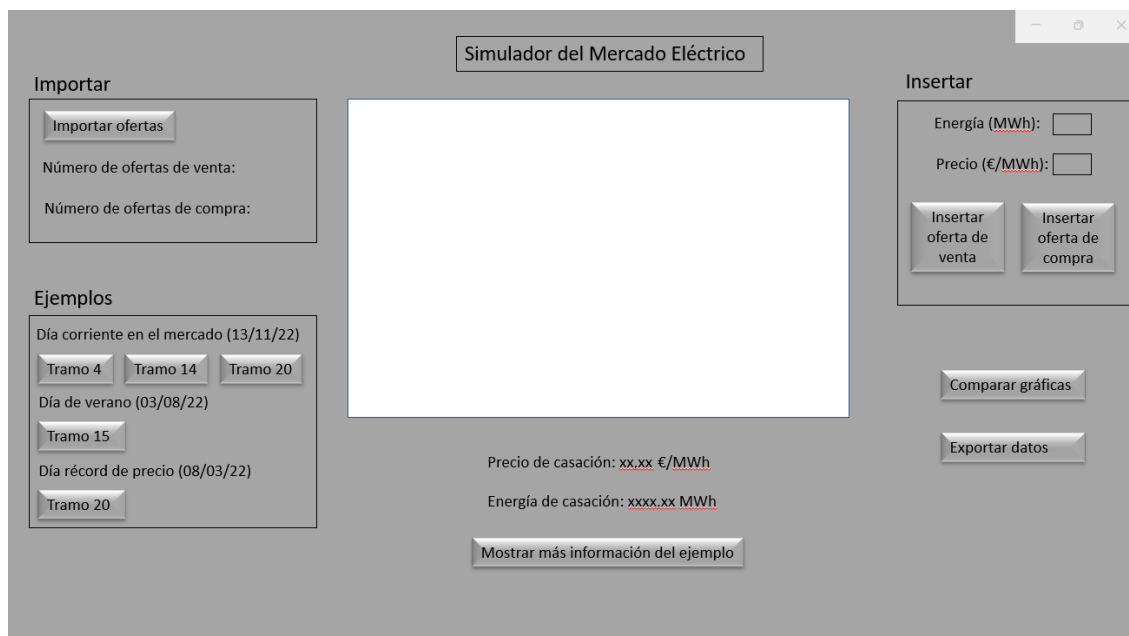
La aplicación se desarrolla en el entorno Qt Creator con lenguaje de programación C++. QtCreator es un Entorno de Desarrollo Integrado (IDE) multiplataforma para el desarrollo de aplicaciones con Interfaces Gráficas de Usuario. Soporta los Sistemas Operativos Linux, Mac OSX y Windows. Cabe destacar que los datos del punto de casación aportados por la herramienta son los puntos de casación simple, no contienen las ofertas complejas ni los contratos del mercado a plazo (punto de casación complejo). Los contratos del mercado a plazo no son públicos, por lo que no se puede simular esa parte del mercado sin dicha información.

5.1 Diseño de la interfaz gráfica de usuario (GUI)

La interacción que realiza el usuario con un programa se hace a través de la interfaz gráfica de usuario (GUI, *Graphical User Interface*). El proceso de diseño de la GUI es un proceso iterativo, previo a la implementación del sistema. Habitualmente, cada iteración involucra tres fases. En primer lugar, se identifican y especifican los requisitos de los usuarios y las tareas del sistema. A continuación, se diseña el esqueleto que representa la interfaz del sistema (*wireframe*) y su funcionalidad básica. En él se establece qué componentes se mostrarán en la interfaz (menús, botones, listas, etc.) y cómo interactuará el usuario con esos elementos, esto es, se determina a través de qué elementos de la GUI se realizarán las tareas identificadas en el análisis de requisitos. Por último, el usuario evalúa la facilidad de uso de la interfaz (*usability*).

En las siguientes figuras se muestra la primera iteración del diseño. El aspecto final de la aplicación difiere en ciertos componentes del diseño preliminar (Imagen 37). Aun así, se muestra dicho diseño para establecer los objetivos que se buscan con la programación.

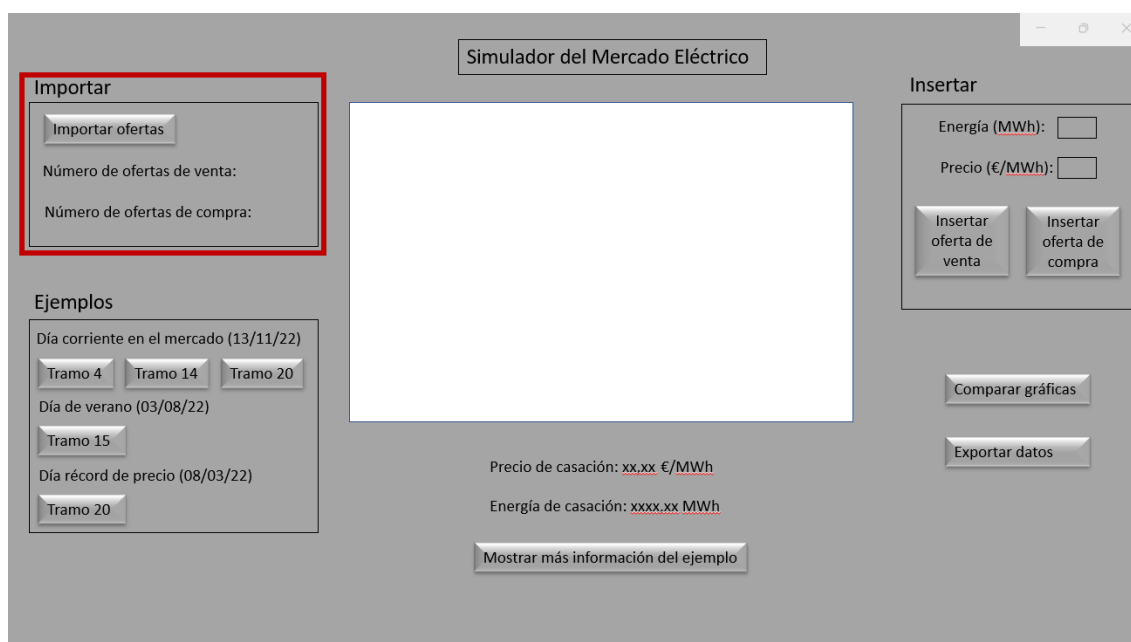
Imagen 37. Desarrollo preliminar. Ventana principal.



Los botones “Importar ofertas” y los enmarcados en el cuadro “Ejemplos” (“Tramo 4”, “Tramo 14”, etc.) permiten al usuario obtener diferentes curvas de oferta y demanda que se muestran en el rectángulo blanco central.

Los botones, “Mostrar más información del ejemplo”, “Insertar oferta de venta”, “Insertar oferta de compra” y “Exportar datos” permanecen bloqueados de forma inicial, ya que no tiene sentido acceder a ellos sin haber seleccionado un archivo previamente.

Imagen 38. Desarrollo preliminar. Cuadro Importar.



El botón “Importar Ofertas” (Imagen 38) permite al usuario seleccionar un documento con extensión .txt o .csv de su directorio. Tras ello, aparecen los datos del número de ofertas de compra y venta del documento importado en la sección “Importar”. Además, en el cuadro central, se muestra la gráfica de datos importados y debajo de esta, los datos del punto de casación calculados.

A partir de ahora, al cálculo y muestreo de datos de la gráfica y del punto de casación adquieren el nombre de: bloque de cálculos y muestreo.

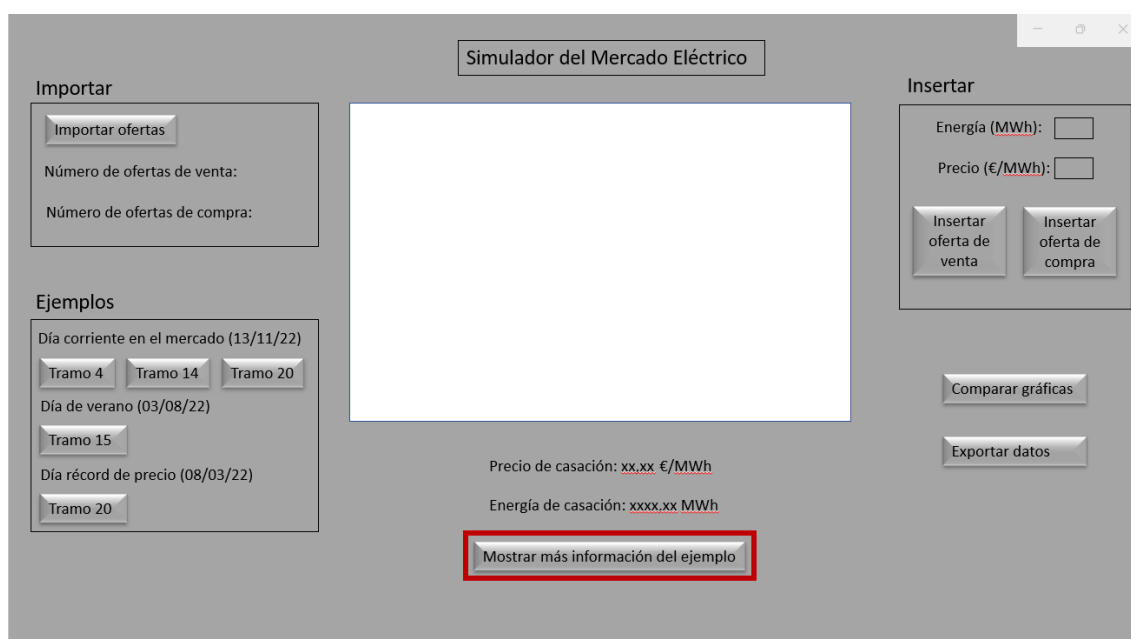
Una vez que se selecciona una oferta, los botones de exportar e insertar se desbloquean.

En la sección “Ejemplos” se incluyen botones que permiten elegir entre cinco ejemplos de tramos horarios con características diferentes en el mercado (ya analizados en el apartado 4 de este documento). Al pulsar uno de los cinco botones de este cuadro, se realiza el bloque de cálculos y muestreo del tramo seleccionado.

Si los botones del bloque “Insertar” y “Exportar” no estaban desbloqueados, se desbloquean al interactuar con el cuadro de ejemplos.

Además, también se desbloquea el botón “Mostrar más información del ejemplo”.

Imagen 39. Desarrollo preliminar. Botón: Mostrar más información del ejemplo.



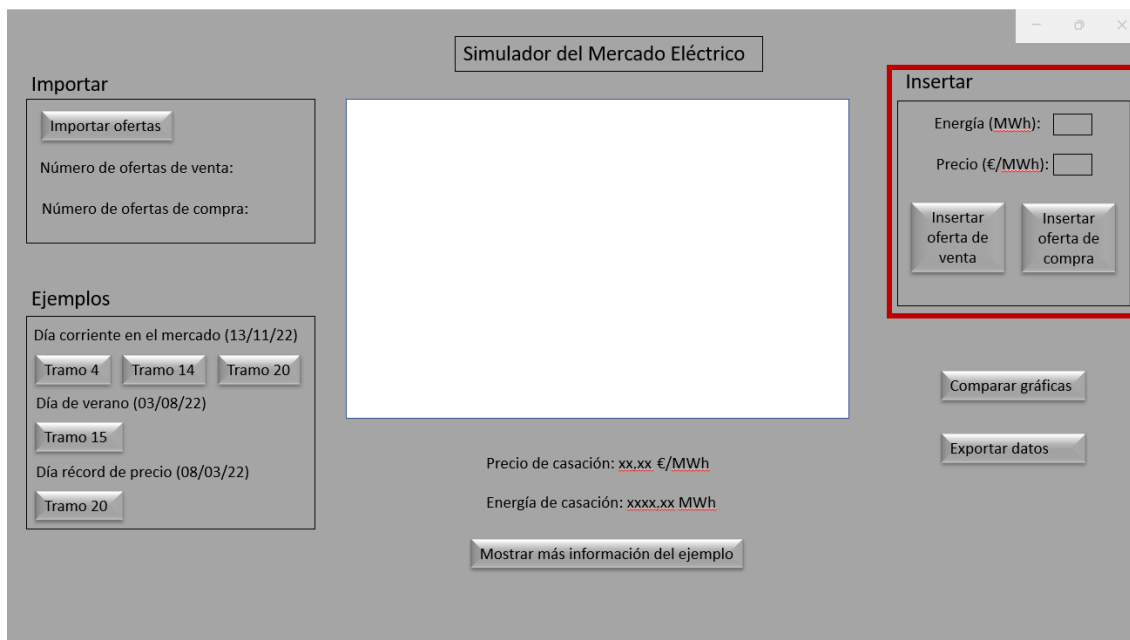
Este solo se desbloquea si se está mostrando por pantalla uno de los cinco ejemplos. Al pulsarlo, se abre una nueva ventana con la tabla de datos e información del ejemplo correspondiente:

Imagen 40. Desarrollo preliminar. Ventana: Mostrar más información del ejemplo.



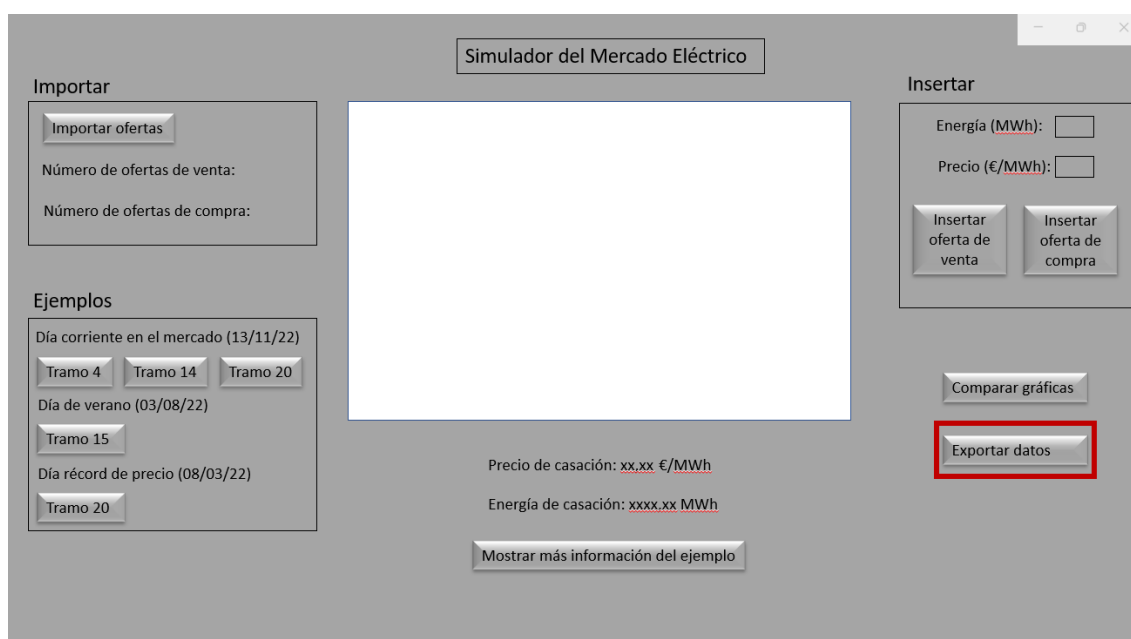
Esta ventana tiene carácter declarativo, por lo que no se puede interactuar con ella más que para abrirla y cerrarla.

Imagen 41. Desarrollo preliminar. Bloque Insertar.



“Insertar” permite modificar las ofertas y datos que se imprimen por pantalla. Cuando los botones del cuadro están habilitados, se introduce por las casillas “Precio (€/MWh)” y “Energía (MWh)”, los datos de la oferta a introducir y con los botones se introducen en una curva u otra. Automáticamente, se añaden los datos al programa y se muestran la gráfica y el punto de casación correspondientes. Esta función permite interactuar con la curva y ver cómo afectan diferentes tipos de ofertas al punto de casación.

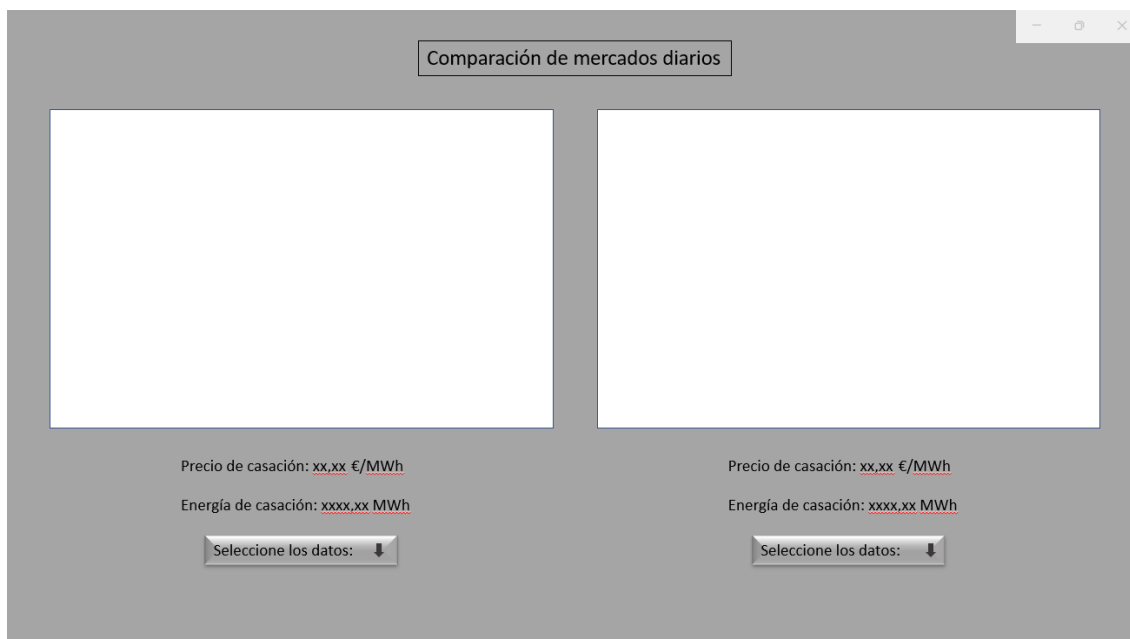
Imagen 42. Desarrollo preliminar. Botón: Exportar datos.



“Exportar” permite crear un nuevo archivo con extensión .txt o .csv en cualquier lugar del directorio de la computadora que utilice la aplicación. Este archivo contiene las ofertas que se imprimen por pantalla a la hora de interactuar con el botón. Dicho archivo se guarda con el mismo formato que las plantillas de OMIE, por lo que el programa puede volver a leerlas. Esta funcionalidad es interesante si se modifica una oferta con el cuadro insertar y luego se busca salvar los datos modificados.

Finalmente, el botón comparar gráficas abre la siguiente ventana:

Imagen 43. Desarrollo preliminar. Ventana: Comparación de mercados diarios.



Los dos iconos inferiores con el texto, “Seleccione los datos:”, son desplegables. Los datos de estos desplegables son varios ejemplos, además de la opción importar ofertas, que permite seleccionar una oferta externa. Al seleccionar una de las opciones, se ejecuta el bloque de cálculo y muestreo correspondiente. Este menú permite comparar diferentes días con diferentes tramos horarios y analizar la diferencia entre sus puntos de casación y sus curvas generadas de oferta y demanda.

5.2) Modelo Vista Controlador (MVC)

La aplicación se implementa siguiendo el patrón de diseño software Modelo-Vista-Controlador (MVC), que separa los datos de una aplicación, la interfaz de usuario, y la lógica de control en tres componentes distintos, de modo que sea posible modificar o reemplazar la vista sin que el resto de los componentes se vean afectados.

- **Modelo:** representa la información. Contiene una representación de los datos que maneja el sistema y la lógica de la aplicación.
- **Vista:** presenta la información al usuario y contiene los mecanismos de interacción con éste.

- **Controlador:** Se trata del intermediario entre ambos, lo forman los elementos con los que el usuario puede interactuar en la vista y muestra datos del modelo.

Debido a la extensión del programa, se desarrollan los conceptos fundamentales y la filosofía de este, pero no se tratan todas las partes del código. Para indagar más en la programación, el código completo se encuentra en el Anexo.

5.2.1) Modelo

En el modelo se realizan las siguientes operaciones:

- La lectura de ficheros.
- El almacenamiento de los valores de los ficheros.
- El cálculo de la gráfica acumulada.
- El cálculo del punto de intersección de dichas gráficas (punto de casación).

Para ello, se crea la clase: **COferta**.

Imagen 44. COferta.hpp.

```
#ifndef _COFERTA_HPP_
#define _COFERTA_HPP_
#include <string>

class COferta
{
public:
    COferta();
    COferta(double _MWH, double _precio);

    void setprecio(double _precio);
    double getprecio();

    void setMWH(double _MWH);
    double getMWH();

    void sistema_ecuaciones(COferta &p1,COferta &p2,COferta &p3,COferta &p4);

private:
    double MWH;
    double precio;

    bool valorcomprendido(double x,double a,double b);
};

#endif
```

COfer se utiliza para representar una oferta. Una oferta se representa como la energía ofertada y el precio al que se oferta dicha energía (campos “MWH” y “precio” en el código). Esta clase se utiliza como base para crear una lista de ofertas que forma las curvas agregadas de oferta y demanda y permite la lectura de los ficheros.

A parte de los constructores, *getters* y *setters*, **COfer** tiene un método que, cuando recibe cuatro ofertas (también se puede entender como cuatro puntos con coordenadas x e y), calcula el punto de corte entre los segmentos formados por los dos primeros puntos y los dos últimos. Este se utiliza para calcular el punto de casación.

Imagen 45. Función sistema_ecuaciones de COferta.cpp.

```

68 void COferta::sistema_ecuaciones(COferta &p1,COferta &p2,COferta &p3,COferta &p4)
69 {
70     double T, X, Y;
71     double x1=p1.getMWH(),y1=p1.getprecio(),x2=p2.getMWH(),y2=p2.getprecio();
72     double x3=p3.getMWH(),y3=p3.getprecio(),x4=p4.getMWH(),y4=p4.getprecio();
73     double A1,B1,C1;
74     double A2,B2,C2;
75     double m1,m2;
76     double n1,n2;
77
78
79     if((x2-x1)!=0)//No es vertical
80     {
81         m1=(y2-y1)/(x2-x1);
82         B1=-1;
83     }
84     else //Es vertical
85     {
86         m1=1;
87         B1=0;
88     }
89
90     n1=y1-m1*x1;
91     A1=m1;
92     C1=-n1;
93
94     if((x4-x3)!=0)
95     {
96         m2=(y4-y3)/(x4-x3);
97         B2=-1;
98     }
99     else
100    {
101        m2=1;
102        B2=0;
103    }
104
105    n2=y3-m2*x3;
106    A2=m2;
107    C2=-n2;
108
109    T=((A1*B2)-(B1*A2));
110    if (T!=0) //descarta las paralelas y coincidentes
111    {
112        X=(((C1*B2)-(C2*B1))/T);
113        Y=(((A1*C2)-(A2*C1))/T);
114        if((valorcomprendido(X,x1,x2))&&(valorcomprendido(X,x3,x4))
115        &&((valorcomprendido(Y,y1,y2))&&((valorcomprendido(Y,y3,y4))))))
116        {
117            //limita el corte a los segmentos y no solo a las rectas
118            setMWH(X);
119            setprecio(Y);
120        }
121    }
122 }
123

```

Para calcular el punto de corte, se obtiene la ecuación explícita de la recta de cada par de puntos y se calcula el punto de corte entre ambos. Tras ello, se comprueba que el punto de corte se encuentra entre los segmentos y no fuera de estos. Finalmente, si el punto de corte obtenido es válido, se guardan los datos de este.

La siguiente clase creada es **CLista**:

Imagen 46. CLista.hpp.

```
#ifndef _CLISTA_HPP_
#define _CLISTA_HPP_
#include "COferta.hpp"
#include <string>
#include <array>

class CLista {
public:
    CLista();
    void ofertascompra(std::string direccionFichero);
    void ofertasventa(std::string direccionFichero);

    void ordenaListacompra();
    void ordenaListaventa();

    int getnumelementos() const;
    void getoferta(int i, COferta &oferta) const;
    void addoferta(const COferta &oferta);

    void creargraficas(CLista &b);

    void calcularcasacion(CLista &b, COferta &ptocasacion);

private:
    static const unsigned MAX=5000;
    std::array <COferta, MAX> lista;
    int numelementos = 0;

    bool estaLlena();

    void copiarlista(CLista &b);

    bool repeticion(double y1, double y2);
    void eliminaroferta(int pos_repetido);

};
#endif
```

CLista se construye como un array dinámico de la clase **COferta**. Es decir, en cada una de sus posiciones contiene información x e y (energía y precio) de un punto u oferta.

En primer lugar, las funciones “**ofertascompra**” y “**ofertasventa**”, leen los ficheros de OMIE y guardan sus datos en una clase **CLista**.

Para entender el funcionamiento de estos métodos, se estudia una muestra de la estructura de un .txt de las curvas agregadas de oferta y demanda de OMIE, la del tramo 4 del 13/11/22. La muestra se compone de tres datos de cada casuística:

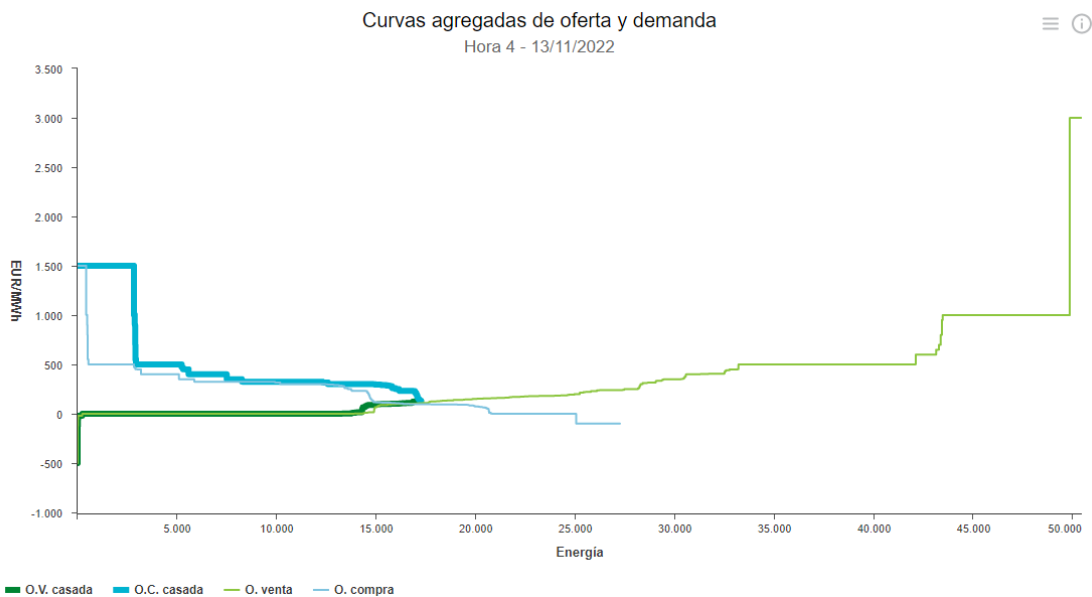
Imagen 47. Fragmento representativo de las ofertas del 13/11/22.

```
OMIE - Mercado de electricidad;Fecha Emisión :12/11/2022 - 13:15;;13/11/2022;Mercado diario - Hora 4;;;
Hora;Fecha;Pais;Unidad;Tipo Oferta;Energía Compra/Venta;Precio Compra/Venta;Ofertada (O)/Casada (C);
4;13/11/2022;MI;;C;433,5;1.500,00;0;
4;13/11/2022;MI;;C;4,4;1.002,00;0;
4;13/11/2022;MI;;C;20,9;1.002,00;0;
4;13/11/2022;MI;;V;0,5;-500,00;0;
4;13/11/2022;MI;;V;15,9;-120,00;0;
4;13/11/2022;MI;;V;3,7;-60,00;0;
4;13/11/2022;MI;;C;35,0;400,00;C;
4;13/11/2022;MI;;C;0,9;400,00;C;
4;13/11/2022;MI;;C;0,3;400,00;C;
4;13/11/2022;MI;;V;25,3;0;C;
4;13/11/2022;MI;;V;0,6;0;C;
4;13/11/2022;MI;;V;4,4;0;C;
;;;;;;
```

Nota. Fragmento representativo del fichero importado de OMIE del 13/11/22.

El último valor (“Ofertada (O)/Casada (C)”) de cada fila representa si la oferta es ofertada o casada. Las ofertas casadas se omiten en este proyecto, ya que son resultado de las modificaciones del operador del sistema por interconexiones y otros parámetros tras producirse la casación. Estas son las curvas casadas y ofertadas para ese tramo:

Imagen 48. Ejemplo de las curvas agregadas de oferta y demanda del tramo 4 del 13/11/22



Nota. Ejemplo de las curvas agregadas de oferta y demanda del tramo 4 del 13/11/22. (s.f.). OMIE. <https://www.OMIE.es/es/market-results/daily/daily-market/aggragate-suply-curves?scope=daily&date=2022-11-13&hour>

Los dos valores anteriores de cada fila son respectivamente el precio en €/MWh y la energía en MWh.

El último valor estudiado de cada fila del fichero es el “Tipo de Oferta”: “C” para las ofertas de compra y “V” para las de venta.

El método **ofertasdeventa** guarda todas las ofertas de venta (las que tienen “V” en el “Tipo de Oferta”), mientras que **ofertasdecompra** hace lo homólogo con las de compra.

La estructura de ambos métodos es la misma, salvo en la comprobación del tipo de oferta. Se estudia el funcionamiento de **ofertasdeventa**:

Imagen 49. Función ofertasventa de CLista.cpp.

```

13 void CLista::ofertasventa(std::string direccionFichero)
14 {
15     bool es_importado=false;
16     std::setlocale(LC_ALL,"spanish");
17     numelementos=0;
18     std::ifstream archivo(direccionFichero.c_str());
19     if (archivo.is_open())
20     {
21         //Descarta las 3 primeras líneas de encabezado de los archivos
22         std::string cadena;
23         int n_vacio;
24         getline (archivo, cadena,'\n');
25         if(cadena==";;;OMIE - Mercado de electricidad;Fichero modificado")
26         {
27             es_importado=true;
28         }
29         getline (archivo, cadena,'\n');
30         getline (archivo, cadena,'\n');
31
32         archivo>>n_vacio;
33
34         while (!archivo.fail()&&!archivo.eof())
35         {
36             std::string vacio,tipo,MWHstr, preciostr,ofertada;
37             double MWH, precio;
38
39             getline(archivo,vacio,');');
40             getline(archivo,vacio,');');
41             getline(archivo,vacio,');');
42             getline(archivo,vacio,');');
43
44             //Obtiene el tipo
45             getline(archivo,tipo,');');
46
47             //Obtiene la energia en MWH descartando los puntos de los millares
48             getline(archivo,MWHstr,');');
49             if(!es_importado)
50             {
51                 remove(MWHstr.begin(), MWHstr.end(),'.');
52             }
53
54             MWH = stof(MWHstr);
55             //Obtiene el precio en euro/MWH descartando los puntos de los millares
56             getline(archivo,preciostr,');');
57             if(!es_importado)
58             {
59                 remove(preciostr.begin(), preciostr.end(),'.');
60             }
61             precio = stof(preciostr);
62             //Obtiene el parametro que indica si la oferta es casada u ofertada
63             getline(archivo,ofertada,');');
64
65             //Añade las ofertas de compra
66             if((ofertada=="0")&&(tipo=="V"))
67             {
68                 addoferta(COferta(MWH,precio));
69             }
70             archivo>>n_vacio;
71         }
72     }else
73     archivo.close();
74
75     ordenaListaventa();
76 }

```

Como se puede comprobar en la imagen 47, los datos aportados por OMIE utilizan para representar los números reales la coma como separador de la parte decimal y el punto para indicar los millares. Las operaciones en C++ se realizan usando los puntos como indicador decimal y sin indicar los millares.

La librería <locale> da soporte a las configuraciones dependientes de una región como formatos de fechas, representación de números o símbolos de monedas. Los objetos *Locale* contienen información sobre cómo interpretar y realizar ciertas operaciones de entrada/salida y transformación teniendo en cuenta la ubicación y la configuración específica del idioma. El método **setLocale** sirve para consultar o modificar la información de configuración regional en tiempo de ejecución. Se usa en el programa para indicar el formato español de los números reales de OMIE, de modo que el programa sepa que los datos de entrada utilizan la coma como separador decimal, pero no omite los puntos de los millares. Esto se soluciona más adelante.

Se utiliza la librería **ifstream** para la lectura de un fichero de texto. Se realiza la lectura del fichero, atendiendo a su estructura (saltando las tres líneas de encabezados y los cuatro primeros dígitos de cada fila), y se guardan en variables locales los datos necesarios de cada fila: el tipo de oferta, la energía, el precio y si es ofertada o casada.

Cuando se realiza la lectura de la energía y el precio, antes de guardar el dato se utiliza el método **remove** para eliminar los puntos que pueden producir datos erróneos.

Al acabar la lectura de la línea, el programa comprueba que es una oferta de tipo ofertada y si es de venta. En caso de ser así, se guardan los datos de energía y precio de esa oferta en **CLista** a través del método **AddOferta** y un constructor de **CO oferta**.

El bucle se repite para cada línea del fichero hasta llegar al final de documento. Cuando el programa lo detecta, se activa el método **eof** (línea 34) y el proceso de lectura termina. Finalmente, los datos guardados son ordenados por precio (de mayor a menor en las compras y de menor a mayor en las ventas).

Los datos aportados por OMIE no conforman una tabla de valores, son ofertas individuales de cada agente del mercado. Por tanto, para obtener la gráfica, se necesita calcular la acumulada de los valores obtenidos. Esta operación consiste en realizar la

suma de energía de todas las ofertas con el mismo precio y desarrollarlas en un solo punto. Este proceso se realiza en el método **creargraficas**.

Imagen 50. Función creargraficas de CLista.cpp.

```
void CLista::creargraficas(CLista &b)
{
    COferta p;
    copiarlista(b);
    double suma=0;
    double suma_acumulada=0;
    for(int i=0;i<numelementos-1;i++)
    {
        if(repeticion(lista[i].getprecio(),lista[i+1].getprecio()))
        {
            suma=lista[i].getMWH();
            suma=suma+lista[i+1].getMWH();
            lista[i].setMWH(suma);
            eliminaroferta(i+1);
            i--;
        }
    }

    for(int i=0;i<numelementos;i++)
    {
        suma_acumulada=lista[i].getMWH()+suma_acumulada;
        lista[i].setMWH(suma_acumulada);
    }
}
```

Con este método, se obtienen las tablas de valores de las curvas agregadas de oferta y demanda de los ficheros leídos.

El último paso del modelo consiste en calcular el punto de casación. Para ello, se utiliza la función **calcularcasacion**.

Imagen 51. Función calcularesacion de CLista.cpp

```

266 void CLista::calcularcasacion(CLista &venta, COferta &puntocasacion)
267 {
268     COferta p1,p2,p3,p4;
269     for(int i=0;i<getnumelementos()-1;i++)
270     {
271         for(int j=0;j<venta.getnumelementos()-1;j++)
272         {
273             getoferta(i,p1);
274             getoferta(i+1,p2);
275             venta.getoferta(j,p3);
276             venta.getoferta(j+1,p4);
277
278             puntocasacion.sistema_ecuaciones(p1,p2,p3,p4);
279         }
280     }
281 }

```

Dicha función utiliza las tablas de valores obtenidas en los procesos anteriores para el cálculo del punto.

Se trata de encontrar el punto de casación a través de los segmentos conformados por las ofertas de compra y venta. Esta parte del código utiliza el método **sistema_ecuaciones** de la clase **COferta** para calcular si hay un punto de corte entre los segmentos de todas las ofertas consecutivas de compra con los segmentos de todas las ofertas consecutivas de venta. Cuando encuentra un punto de corte válido, este se guarda en un objeto de la clase **COferta**.

Las funciones del modelo se encuentran en el programa principal de usuario, `mainwindow.cpp` en el método **calculos**.

Imagen 52. Función calculos de mainwindow.cpp.

```

46 void MainWindow::calculos()
47 {
48     tablavalorescompra.creargraficas(ofertacompra);
49     tablavaloresventa.creargraficas(ofertaventa);
50     tablavalorescompra.calcularcasacion(tablavaloresventa,casacion);
51     ui->label_llave->setVisible(true);
52     ui->numero_ofertas->setText("Número de ofertas de venta: "
53                               + QString::number(ofertaventa.getnumelementos())
54                               + '\n' + "Número de ofertas de compra: "
55                               + QString::number(ofertacompra.getnumelementos()));
56     mostrar_datos();
57 }

```

5.2.2) Controlador y vista

En esta sección, se estudia tanto el código del controlador como el de la vista.

El controlador lo forman los elementos con los que el usuario puede interactuar en la vista y se encarga de mostrar los datos del modelo. Estos elementos se han expuesto en el apartado 5.1) Diseño de la Interfaz Gráfica.

El método **calculos** contiene el método **mostrar_datos**, dicho método se encarga de mostrar y habilitar los iconos y botones correspondientes.

Imagen 53. Función `mostrar_datos` de `mainwindow.cpp`.

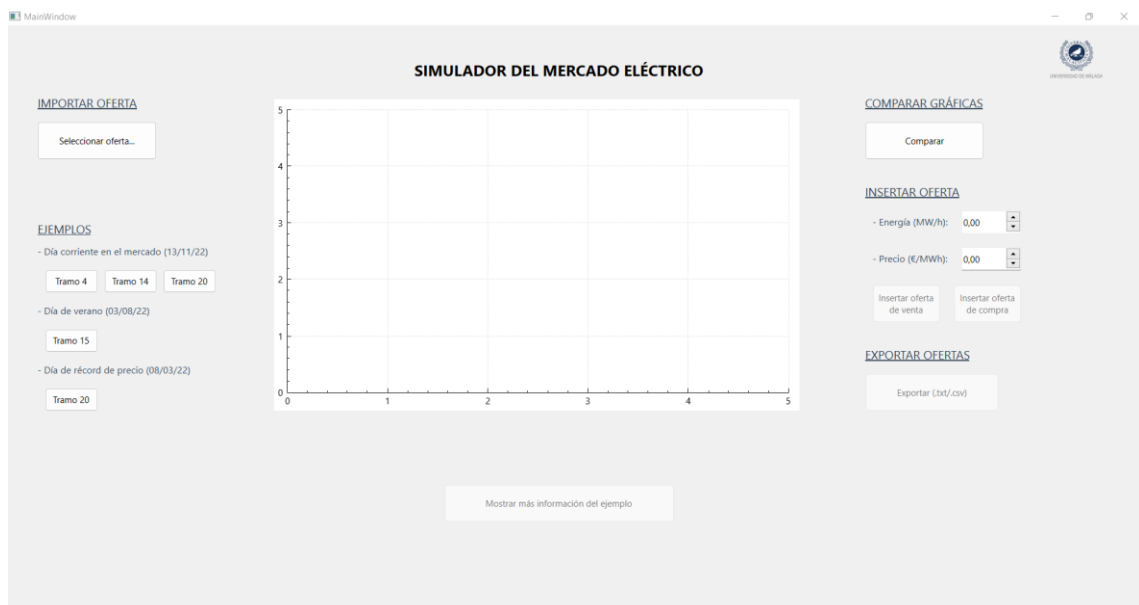
```

186 void MainWindow::mostrar_datos()
187 {
188     ui->label_llave->setVisible(true);
189     ui->numero_ofertas->setVisible(true);
190
191     ui->boton_venta->setDisabled(false);
192     ui->boton_compra->setDisabled(false);
193     ui->boton_ejemplo->setDisabled(false);
194     ui->boton_exportar->setDisabled(false);
195 }

```

Se muestra la imagen de la ventana principal:

Imagen 54. Ventana principal de la herramienta (`mainwindow.ui`).



Los botones de “Insertar”, “Exportar” y “Mostrar información del ejemplo” se encuentran bloqueados, tal y como se indica en el desarrollo preliminar.

▪ Importar

Al pulsar el botón de “Seleccionar oferta...”, se ejecuta el siguiente código:

Imagen 55. Código del cuadro importar de mainwindow.cpp.

```

162 void MainWindow::on_abrir_archivo_clicked()
163 {
164
165     QString dir_archivo = QFileDialog::getOpenFileName(
166         this, tr("Seleccione la lista de datos")
167         , "", tr("TXT(*.txt *.csv)")); // Selecciona la ruta
168     std::string sdir_archivo=dir_archivo.toStdString();
169
170     ofertacompra.ofertascompra(sdir_archivo);
171     ofertaventa.ofertasventa(sdir_archivo);
172
173
174     calculos();
175
176     ui->boton_ejemplo->setDisabled(true);
177     ui->encabezado_resultado->setText("Punto de casación de la oferta importada: ");
178     ui->Resultado->setText("Energía de casación: " + QString::number(casacion.getMWH())
179         + " MWH " +'\n'+ "Precio de casación: "
180         +QString::number(casacion.getprecio()) + " €/MWH");
181
182     crear_grafica();
183
184 }

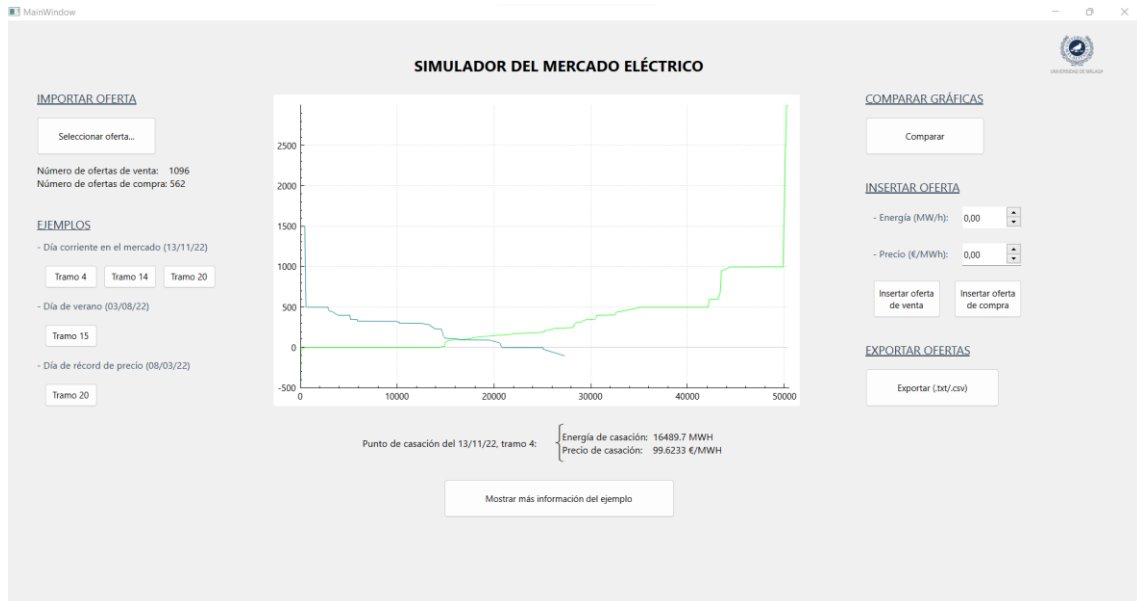
```

Nota.

El método **getOpenFileName** abre el directorio de la computadora que compila el código y permite el usuario seleccionar un archivo de este. Tras seleccionarlo, se guarda la ruta completa de este en un **QString**. El **QString** se convierte a un *string* para que **ofertascompra** y **ofertasventa** puedan utilizarlo para localizar el fichero seleccionado.

Una vez esto ocurre, se ejecuta la función **calculos** (Imagen 52) y se desactiva el botón de ejemplos, ya que al importar un fichero no se puede mostrar información teórica de ese ejemplo. Además, se calcula el punto de casación del fichero importado:

Imagen 56. Demostración de funcionamiento del botón importar.



Finalmente, se ejecuta el método **creargrafica** (Imagen 57) que utiliza las librerías **QCustomPlot.h** y **QCustomPlot.cpp** para mostrar datos contenidos en un **QVector** como una gráfica. Se utilizan los métodos propios de la librería para imprimir los datos de **CLista** por pantalla.

Imagen 57. Función crear_grafica del mainwindow.cpp.

```

58 void MainWindow::crear_grafica()
59 {
60     v_x.resize(tablavaloresventa.getnumelementos());
61     v_y.resize(tablavaloresventa.getnumelementos());
62     c_x.resize(tablavalorescompra.getnumelementos());
63     c_y.resize(tablavalorescompra.getnumelementos());
64
65     COferta o;
66     for (int i=0; i<tablavaloresventa.getnumelementos();i++)
67     {
68
69         tablavaloresventa.getoferta(i,o);
70         v_x[i]=o.getMWH();
71         v_y[i]=o.getprecio();
72     }
73     for (int i=0; i<tablavalorescompra.getnumelementos();i++)
74     {
75         tablavalorescompra.getoferta(i,o);
76         c_x[i]=o.getMWH();
77         c_y[i]=o.getprecio();
78     }
79     ui->grafica->graph(0)->setPen(QPen(QColor(0, 255, 0)));
80     ui->grafica->graph(0)->setData(v_x,v_y);
81     ui->grafica->graph(1)->setPen(QPen(QColor(0, 128, 128)));
82     ui->grafica->graph(1)->setData(c_x,c_y);
83
84     tablavaloresventa.getoferta(tablavaloresventa.getnumelementos()-1,o);
85     ui->grafica->xAxis->setRange(0,o.getMWH());
86     ui->grafica->yAxis->setRange(-500,o.getprecio());
87     ui->grafica->replot();
88 }

```

▪ Ejemplos

Su funcionamiento es muy similar al del botón de “Importar ofertas”. La diferencia radica en que, al pulsar uno de los ejemplos, se realizan los cálculos y se muestra la gráfica de dicho ejemplo directamente. Estos ficheros se encuentran dentro de la carpeta del proyecto. Se muestra el código de uno de ellos:

Imagen 58. Función del tramo 4 del 13/11/22.

```

198 void MainWindow::on_n_tramo4_clicked()
199 {
200
201     ofertacompra.ofertascompra("13_11_22 tramo4.txt");
202     ofertaventa.ofertasventa("13_11_22 tramo4.txt");
203
204     calculos();
205     ui->encabezado_resultado->setText("Punto de casación del 13/11/22, tramo 4: ");
206     ui->Resultado->setText("Energía de casación: " + QString::number(casacion.getMWH())
207                           + " MWH " + '\n' + "Precio de casación: "
208                           + QString::number(casacion.getprecio()) + " €/MWH");
209
210     crear_grafica();
211     ejemplo=1;
212 }

```

Tras pulsar un botón de ejemplo, se habilita el de mostrar más información del ejemplo

- **Mostrar más información del ejemplo**

Al pulsar este botón, se abre una nueva ventana con la información del ejemplo correspondiente. Para reconocer en la nueva ventana cuál ha sido el último botón pulsado, se utiliza la variable ‘ejemplo’. Esta última tiene un valor distinto para cada botón. Por ejemplo, para el botón del 4 de noviembre, ‘ejemplo’ tiene valor 1 (línea 211 imagen 58).

En el programa ui_ejemplo.cpp se utiliza un *switch* para mostrar los distintos textos e imágenes de cada ejemplo. Se muestran el principio del *switch* (imagen 59) y el final de este (imagen 60):

Imagen 59. Fragmento 1 del código de ui_ejemplo.cpp.

```

18 switch (ejemplo) {
19     case 1:
20     {
21         QLabel *texto = new QLabel;
22         texto->setText(
23             "Se trata del tramo horario con menos previsión de consumo del día, 22.502,7 MW. A esta "
24             "\n"
25             "hora del día no ha salido el sol, por lo que la producción de energía solar es prácticamente "
26             "\n"
27             "nula."
28             "\n"

```

Imagen 60. Fragmento 2 del código de `ui_ejemplo.cpp`.

```

67         "Las hidráulicas con 990,3 MW de producción (4,4%)."
68         "\n"
69         "\n"
70         "Finalmente, las centrales de cogeneración y biomasa representan el 14,3% de la venta de "
71         "\n"
72         "energía."
73     );
74
75     ui->scrollArea->setWidget(texto);
76
77     ui->imagen_ejemplo_1->setVisible(true);
78 }break;
79 case 2:
80 {
81     QLabel *texto = new QLabel;
82     texto->setText(
83         "Es uno de los tramos con mayor previsión de demanda de energía. "
84         "\n"

```

Este es el resultado:

Imagen 61. Demostración de funcionamiento del botón: *Mostrar más información del ejemplo.*

INFORMACIÓN DEL EJEMPLO

Fecha 13/11/2022 Hora 4	Precio marginal: 127 €/MW	
TECNOLOGÍA	ENERGÍA CASADA (MW)	PORCENTAJE
EÓLICA	7.318,3	32,52187515
NUCLEAR	6.018,9	26,74745697
CICLO COMBINADO	4.748,6	21,10235661
COGENERACIÓN/RESIDUOS/MINI HIDRA	3.216,9	14,29561786
HIDRÁULICA	990,3	4,400805237
SOLAR FOTOVOLTAICA	149,7	0,665253503
SOLAR TÉRMICA	60,0	0,266634671
CARBÓN	0	0
FUEL-GAS	0	0
AUTOPRODUCTOR	0	0
IMPORTACIÓN INTER	0	0
IMPORTACIÓN INTER SIN MIBEL	0	0
SUMATORIO:	22.502,7	

Se trata del tramo horario con menos previsión de consumo del día, 22.502,7 MW. A esta hora del día no ha salido el sol, por lo que la producción de energía solar es prácticamente nula.

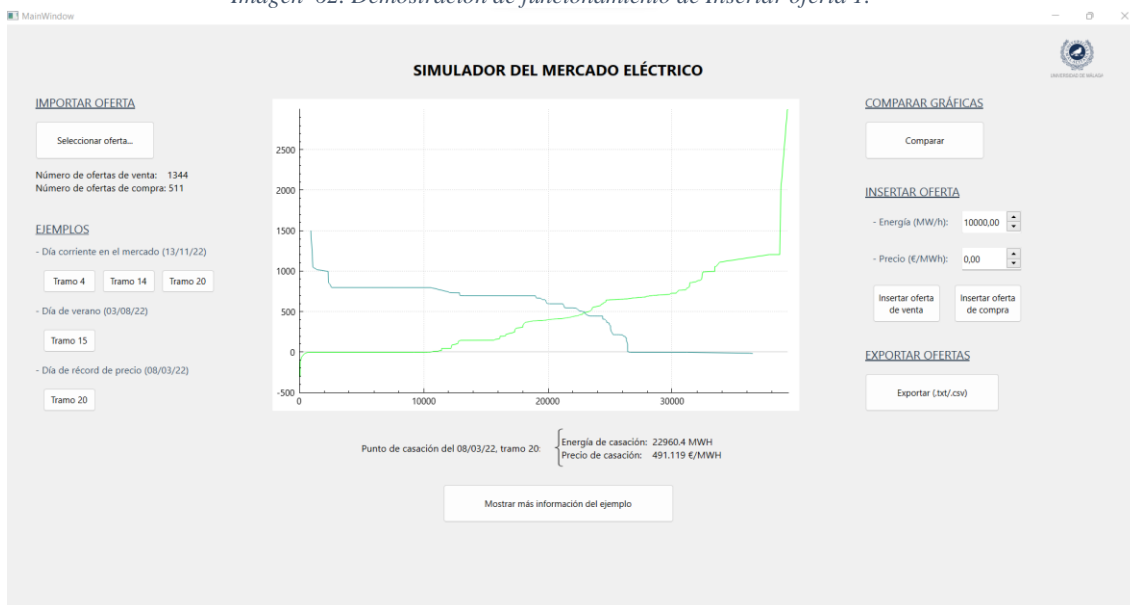
La energía eólica es una de las tecnologías más maduras y relevantes en el mercado eléctrico, es muy determinante en todos los tramos horarios del mercado. Para esta hora, representa un 32,52% de la energía casada, cuando la potencia instalada era del 25,29 %, la principal causa de esta diferencia es que la energía solar no está en funcionamiento, por lo que otras tecnologías tienen que aportar la energía faltante.

La energía nuclear está vendiendo 6.018,9 MW, esta cifra será muy similar durante todos los tramos horarios del día e incluso entre diferentes días o meses, ya que las nucleares producen todos los días del año prácticamente a plena potencia y por su nula flexibilidad se ven obligados a vender toda su energía, por lo que también serán muy determinantes en el mercado en todos los tramos horarios. En este tramo representan un 26,75% de la energía casada, frente a un 6,09% de potencia instalada. Se debe tanto a la producción nula de la solar como a la constante producción de energía nuclear y a su flexibilidad reducida.

▪ Insertar

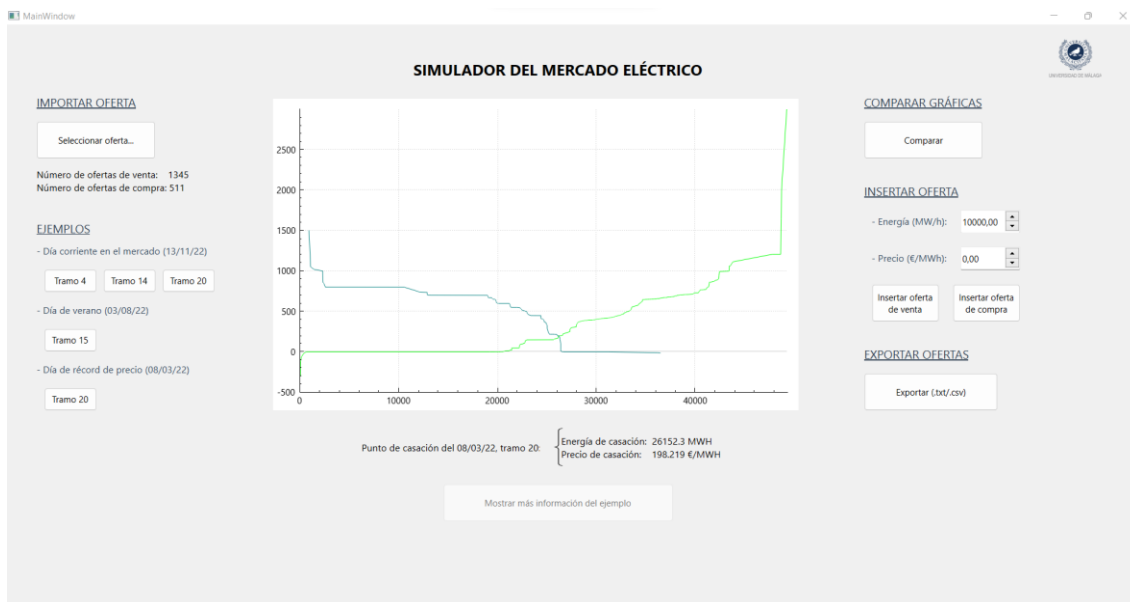
La aplicación permite añadir ofertas a los datos que se muestran por pantalla. Se realiza un ejemplo:

Imagen 62. Demostración de funcionamiento de Insertar oferta 1.



Se abre el ejemplo del 08/03/22, el tramo más caro de la historia, y se añaden 10.000 MWh a precio 0 en la curva de venta. Es lo equivalente a que energías no flexibles produjesen 10.000 MWh más en ese tramo en condiciones normales de mercado.

Imagen 63. Demostración de funcionamiento de Insertar oferta 2.



Se obtiene un menor precio marginal. Como se indica en apartados anteriores, al existir más ofertas a precio 0, la curva tarda más en subir, por lo que el precio se reduce.

El código de insertar es el siguiente:

Imagen 64. Funciones de insertar.

```

90 void MainWindow::on_boton_venta_clicked()
91 {
92     if(ui->energia_insertada->value()>0)
93     {
94         ofertaventa.addoferta(COferta(ui->energia_insertada->value(),ui->precio_insertado->value()));
95         ofertaventa.ordenaListaventa();
96
97         calculos();
98         ui->boton_ejemplo->setDisabled(true);
99         ui->Resultado->setText("Energía de casación: " + QString::number(casacion.getMWH())
100                               + " MWH " +'\n'+ "Precio de casación: "
101                               +QString::number(casacion.getprecio()) + " €/MWH");
102     }
103     crear_grafica();
104 }
105 }
106
107 void MainWindow::on_boton_compra_clicked()
108 {
109     if(ui->energia_insertada->value()>0)
110     {
111         ofertacompra.addoferta(COferta(ui->energia_insertada->value(),ui->precio_insertado->value()));
112         ofertacompra.ordenaListacompra();
113
114         calculos();
115         ui->boton_ejemplo->setDisabled(true);
116         ui->Resultado->setText("Energía de casación: " + QString::number(casacion.getMWH())
117                               + " MWH " +'\n'+ "Precio de casación: "
118                               +QString::number(casacion.getprecio()) + " €/MWH");
119     }
120     crear_grafica();
121 }
122 }

```

Se utiliza la función **addoferta** de la clase **CLista** y un constructor de **COferta** para añadir la oferta introducida por el usuario. Después, se realiza el mismo método que en los anteriores, calculando las nuevas curvas de oferta y demanda.

▪ Exportar

Se utiliza la librería **ofstream** para crear un fichero y escribir sobre él antes de cerrarlo:

Imagen 65. Función de exportar.

```

124 void MainWindow::on_boton_exportar_clicked()
125 {
126     QString dir_archivo = QFileDialog::getSaveFileName(
127         this, tr("Seleccione la lista de datos")
128         , "", tr("TXT(*.txt *.csv)")); // Selecciona la ruta
129     std::string sdir_archivo=dir_archivo.toStdString();
130     std::ofstream fich(sdir_archivo);
131     fich<<";;;";<<"OMIE - Mercado de electricidad;Fichero modificado"<< '\n';
132     fich<<'\n';
133     fich<<";;;";<<"Tipo Oferta;"<<"Energia Compra/Venta;"<<"Precio Compra/Venta"<< '\n';
134
135     for (int i = 0; i <ofertaventa.getnumelementos(); ++i)
136     {
137         COferta o;
138         ofertaventa.getoferta(i,o);
139         fich <<"I; ; ; ;"<<"V;"<<o.getMWH()<<";"<<o.getprecio()<<"0;"<< '\n';
140     }
141     for (int i = 0; i <ofertacompra.getnumelementos(); ++i)
142     {
143         COferta o;
144         ofertacompra.getoferta(i,o);
145         fich <<"I; ; ; ;"<<"C;"<<o.getMWH()<<";"<<o.getprecio()<<"0;"<< '\n';
146     }
147     fich<<";;;";
148
149     fich.close();
150 }

```

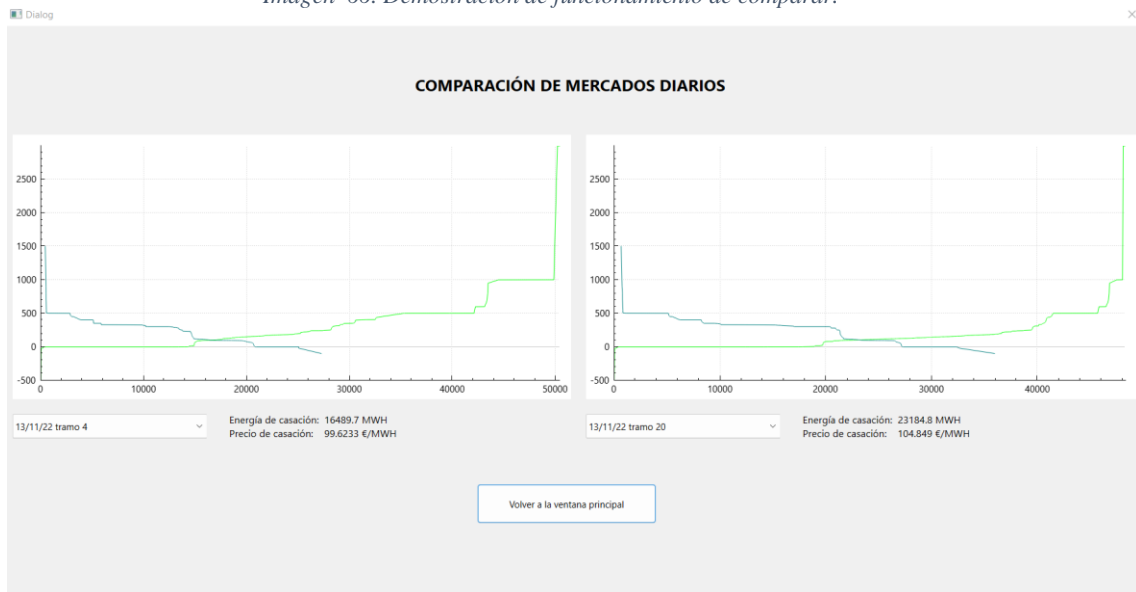
El código exportado mantiene la misma estructura que los importados de OMIE, por lo que pueden volver a ser leídos por la aplicación. Se pueden guardar estos ficheros como .txt o como .csv.

▪ Comparar

La ventana “Comparar” es independiente al resto y permite una visión alternativa de las curvas de compra y venta.

Al pulsar sobre el botón “Comparar”, se abre una ventana donde se puede interactuar con dos desplegables para comparar dos tramos horarios:

Imagen 66. Demostración de funcionamiento de comparar.



El código de esta ventana es muy similar al de la principal. La diferencia fundamental radica en que se necesitan dos *combobox* (desplegables) para seleccionar las diferentes opciones, dependiendo de la opción seleccionada, se realiza la lectura de uno de los ficheros:

Imagen 67. Función de comparar 1.

```
104 void ui_comparar::on_comboBox_1_activated(int index)
105 {
106
107     switch(index)
108     {
109
110         case 1:
111         {
112             QString dir_archivo = QFileDialog::getOpenFileName(
113                 this, tr("Seleccione la lista de datos")
114                 , "", tr("TXT (*.txt)")); // Selecciona la ruta
115             std::string sdir_archivo=dir_archivo.toStdString();
116             ofertacompra.ofertascompra(sdir_archivo);
117             ofertaventa.ofertasventa(sdir_archivo);
118             }break;
119         case 2:
120         {
121             ofertacompra.ofertascompra("13_11_22 tramo4.txt");
122             ofertaventa.ofertasventa("13_11_22 tramo4.txt");
123             }break;
124         case 3:
125         {
126             ofertacompra.ofertascompra("13_11_22 tramo14.txt");
127             ofertaventa.ofertasventa("13_11_22 tramo14.txt");
128             }break;
129         case 4:
130         {
131             ofertacompra.ofertascompra("13_11_22 tramo20.txt");
```

Imagen 68. Función de comprar 2.

```
172 void ui_comprar::on_comboBox_2_activated(int index)
173 {
174
175     switch(index)
176     {
177
178     case 1:
179     {
180         QString dir_archivo = QFileDialog::getOpenFileName(
181             this, tr("Seleccione la lista de datos")
182             , "", tr("TXT(*.txt)")); // Selecciona la ruta
183         std::string sdir_archivo=dir_archivo.toStdString();
184         ofertacompra.ofertascompra(sdir_archivo);
185         ofertaventa.ofertasventa(sdir_archivo);
186     }break;
187     case 2:
188     {
189         ofertacompra.ofertascompra("13_11_22 tramo4.txt");
190         ofertaventa.ofertasventa("13_11_22 tramo4.txt");
191     }break;
192     case 3:
193     {
194         ofertacompra.ofertascompra("13_11_22 tramo14.txt");
195         ofertaventa.ofertasventa("13_11_22 tramo14.txt");
196     }break;
197     case 4:
198     {
199         ofertacompra.ofertascompra("13_11_22 tramo20.txt");
```

5.3) Comparación de la simulación con datos reales

Algunas gráficas difieren ligeramente respecto a las reales; especialmente, al final de las curvas de oferta y demanda. Esto se debe a que OMIE aplica un proceso embellecedor en sus gráficas. Este no se puede ser replicado, ya que se aplica de forma diferente en cada gráfica. Se analiza el ejemplo del 13/11/22 en el tramo 4:

Imagen 69. Comparación de diferencias entre simulador y datos de OMIE.



Nota. Comparación de diferencias entre simulador y datos de OMIE. Datos obtenidos de OMIE. (s. f.). OMIE. <https://www.OMIE.es/es/market-results/daily/daily-market/aggragate-suply-curves?scope=daily&date=2022-11-13&hour>

La principal diferencia se aprecia en los tramos finales de las curvas. En los gráficos de OMIE se presentan como un escalón. Sin embargo, los datos de ofertas no reflejan

esos escalones. Como ejemplo, se muestran los datos ordenados de la curva de compra de OMIE, ordenados por el su precio de menor a mayor:

Imagen 70. Datos finales de la curva de compra del tramo 4 del 13/11/22.

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	Hora	Fecha	País	Unidad	Tipo Oferta	Energía Compra/Venta	Precio Compra/Venta	Ofertada (O)/Casada (C)
2	4	13/11/2022	MI		C	2.192,5	-100,00	O
3	4	13/11/2022	MI		C	8,0	-20,00	O
4	4	13/11/2022	MI		C	9,6	0	O
5	4	13/11/2022	MI		C	59,1	0	O
6	4	13/11/2022	MI		C	3,5	0	O
7	4	13/11/2022	MI		C	12,0	0	O
8	4	13/11/2022	MI		C	3.938,2	0	O
9	4	13/11/2022	MI		C	20,0	0	O
10	4	13/11/2022	MI		C	1,0	0	O
11	4	13/11/2022	MI		C	20,0	0	O
12	4	13/11/2022	MI		C	2,2	0	O
13	4	13/11/2022	MI		C	0,3	0	O
14	4	13/11/2022	MI		C	0,7	0	O
15	4	13/11/2022	MI		C	0,8	0	O
16	4	13/11/2022	MI		C	20,0	0	O

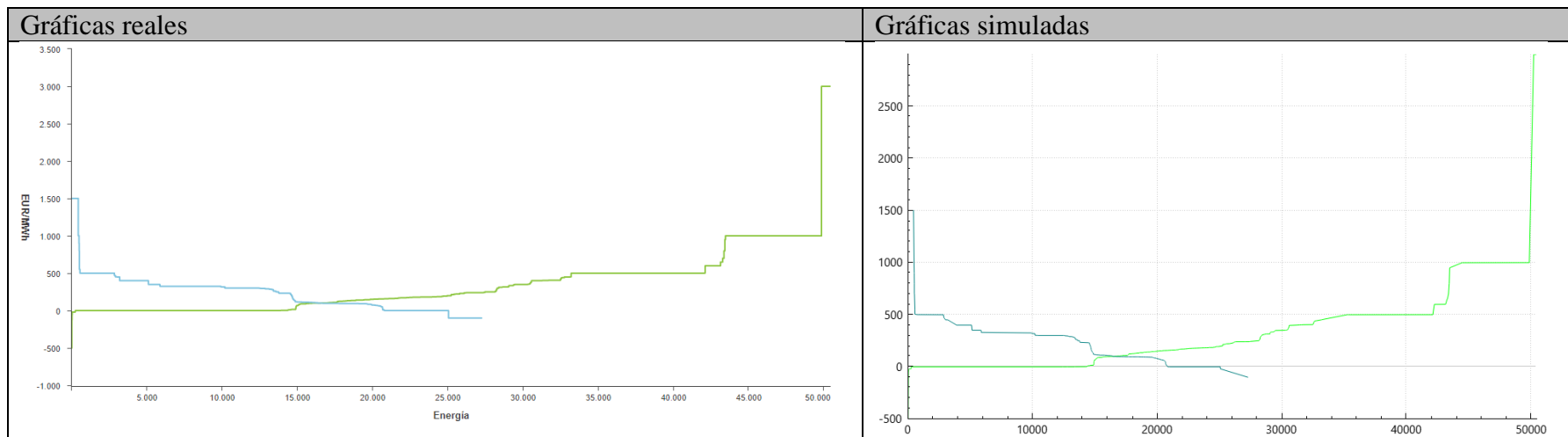
Nota. Datos finales de la curva de compra del tramo 4 del 13/11/22. Elaboración propia y datos obtenidos de OMIE.

Estos datos no generaran un escalón, sino una pendiente como mostrada en la aplicación.

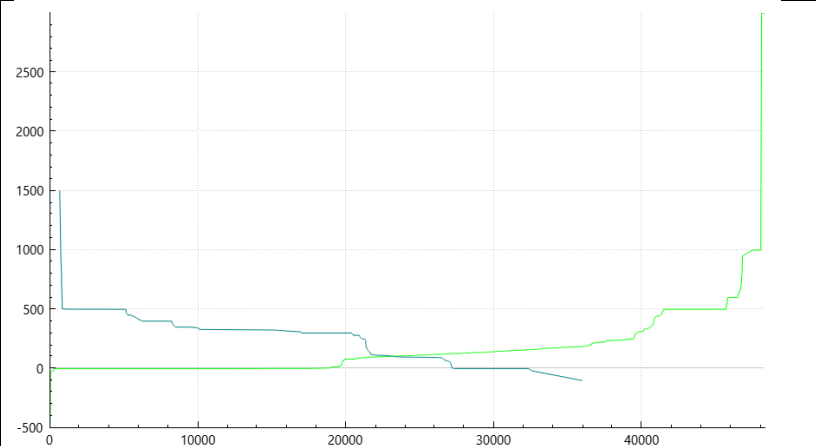
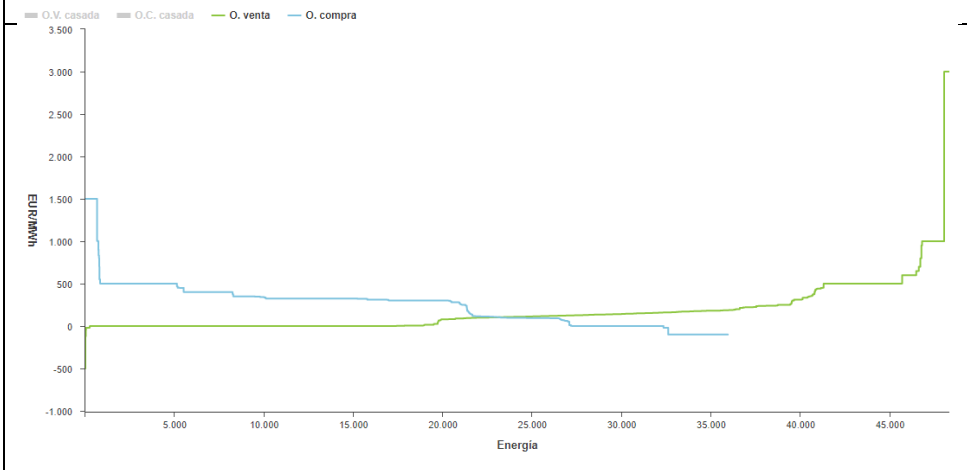
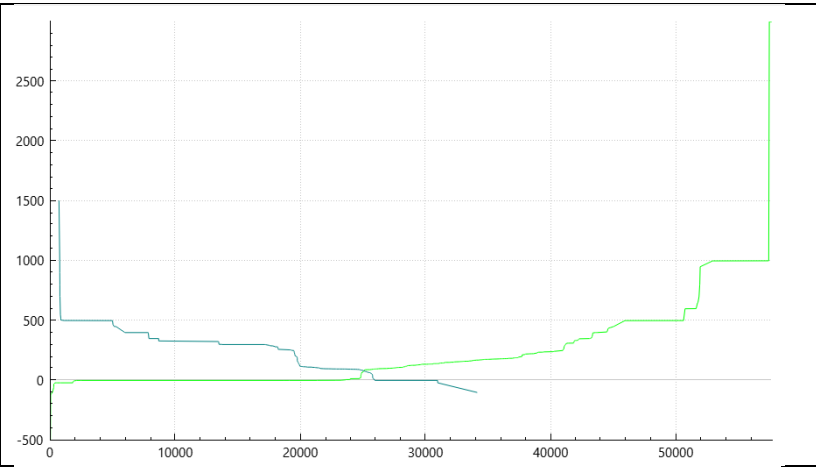
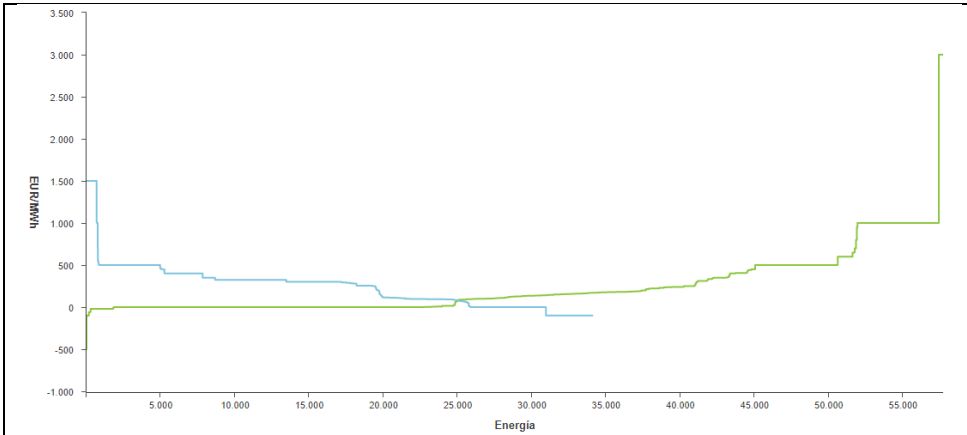
Estas modificaciones no afectan al cálculo del punto de casación, solo a la forma en la que se ven los tramos finales de las curvas.

A continuación, se muestran varias curvas agregadas de oferta y demanda de OMIE con las gráficas obtenidas durante la simulación:

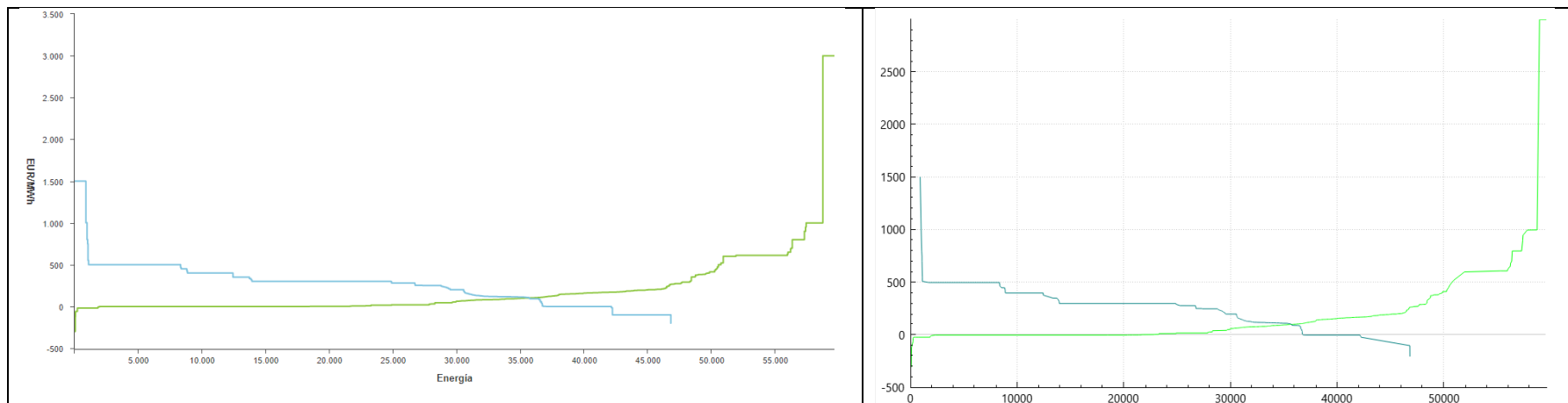
Imagen 71. Comparación de resultados reales con simulados.



ANÁLISIS DEL MERCADO ELÉCTRICO EN ESPAÑA



ANÁLISIS DEL MERCADO ELÉCTRICO EN ESPAÑA



Nota. Comparación de resultados reales con simulados. Datos obtenidos de OMIE citados anteriormente. (s. f.). OMIE. <https://www.OMIE.es/es/market-results/daily/daily-market/aggragate-suply-curves?scope=daily&date=2022-11-13&hour>

Se observa que las únicas diferencias se encuentran en los tramos finales de las curvas por los motivos expuestos en este anteriormente.

6) Conclusiones

En el presente trabajo se realiza un análisis del funcionamiento de los diferentes procesos y submercados que conforman el mercado de la electricidad en España.

El estudio de la potencia instalada y la contribución de las distintas tecnologías en el mercado permite comprender la causa de la volatilidad en el precio de la energía. Los análisis anuales del mercado eléctrico refuerzan las conclusiones obtenidas.

La energía vendida por tecnologías con producción flexible encarece el precio de la electricidad. La dependencia de estas para atender la demanda hace que el sistema marginalista eleve el precio de todas las tecnologías.

La demanda, la producción de tecnología no flexibles, la meteorología y el precio del gas natural son factores determinantes en el precio del mercado. Las medidas del Estado para reducir el precio de la energía a corto y medio plazo están rebajando los precios.

La herramienta de simulación desarrollada permite calcular el punto de casación simple e imprimir por pantalla las curvas agregadas de oferta y demanda a partir de los ficheros públicos de OMIE. Además, es posible estudiar una serie de ejemplos predeterminados que contienen información teórica de sus características. Se pueden manipular las curvas agregadas de oferta y demanda para simular los cambios producidos ante diferentes ofertas y salvar los ficheros con estas modificaciones. Finalmente, se ofrece un modo de visión alternativo para comparar dos mercados diarios.

En conclusión, se cumplen los resultados esperados en el análisis del mercado eléctrico y la herramienta de simulación.

7) Referencias bibliográficas

- [1] 3.1. *Tecnologías y costes de la generación eléctrica*. (2021, septiembre 9).
Energía y Sociedad. <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/3-1-tecnologias-y-costes-de-la-generacion-electrica/>
- [2] 3.1. *Tecnologías y costes de la generación eléctrica*. (2021c, septiembre 9).
Energía y Sociedad. Recuperado 13 de diciembre de 2022, de
<https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/3-1-tecnologias-y-costes-de-la-generacion-electrica/>
- [3] 6.1. *Formación de precios en el mercado mayorista diario de electricidad*.
(2022, 21 febrero). Energía y Sociedad.
<https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/6-1-formacion-de-precios-en-el-mercado-mayorista-diario-de-electricidad/>
- [4] Betancourt, A. (s. f.). *España pionero en el uso de la mareomotriz para producir energías limpias*. <http://www.alejandrobetancourt.es/areas-de-interes/energia/158-espana-mareomotriz-energias-limpias>
- [5] Bosch Llufrí, G. (2014). *Simulador del Mercado Eléctrico Ibérico* [Proyecto académico]. UPC Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial de Barcelona (ETSEIB).
- [6] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) (24/11/21). *Criterio de Cálculo del Precio Final Medio de la Energía en el Mercado*.
<https://www.cnmc.es/sites/default/files/2020-02/ComposicionPrecios.pdf>
- [7] *Datos de balance energético*. (s. f.). REE. Recuperado 13 de diciembre de 2022, de <https://www.ree.es/es/datos/balance/balance-electrico>

- [8] *El mercado eléctrico*. (s. f.). Endesa. Recuperado 13 de diciembre de 2022, de <https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/el-mercado-electrico>
- [9] El Real Decreto 11/2007, de 7 de diciembre, *por el que se detrae de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica el mayor ingreso derivado de la asignación gratuita de derechos de emisión de gases de efecto invernadero*. 294, de 8 de diciembre de 2007.
<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2007-21087#:~:text=A%2D2007%2D21087-.Real%20Decreto%2Dley%2011%2F2007%2C%20de%207%20de%20diciembr e,de%20gases%20de%20efecto%20invernadero>
- [10] El Real Decreto 3/2006, de 16 de enero, *por el que se regula la composición, competencias y régimen de funcionamiento del Foro para la integración social de los inmigrantes*. 14, de 17 de enero de 2006.
<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2006-625>
- [11] Emanuel Eichhammer. (s. f.). *QCustomPlot* (2.1.1) [Software].
<https://www.qcustomplot.com/>
- [12] Energy Exemplar. (2008). *PLEXOS* [Software].
<https://www.energyexemplar.com/plexos>
- [13] EUPHEMIA Public Description. (2020). En
<https://www.nordpoolgroup.com/>.
<https://www.nordpoolgroup.com/globalassets/download-center/single-day-ahead-coupling/euphemia-public-description.pdf>

- [14] Gómez, R. (2022, 14 marzo). ¿Cuánto cuesta construir una central nuclear y cuáles son sus ventajas e inconvenientes? *AS.com*. Recuperado 13 de diciembre de 2022, de https://as.com/diarioas/2022/03/14/actualidad/1647254037_125497.html
- [15] *Informe del sistema eléctrico de 2019*. (s. f.). REE. Recuperado 13 de diciembre de 2022, de https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/InformesSistemaElectrico/2019/inf_sis_elec_ree_2019_v2.pdf
- [16] *Informe del sistema eléctrico de 2020*. (s. f.). REE. Recuperado 13 de diciembre de 2022, de https://www.ree.es/sites/default/files/publication/2022/05/downloadable/inf_sis_elec_ree_2020_0.pdf
- [17] *Informe del sistema eléctrico de 2021*. (s. f.). REE. Recuperado 13 de diciembre de 2022, de https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2022-08/InformeSistemaElectrico_2021.pdf
- [18] Invitado, C. (2021, 22 agosto). *Euphemia, el algoritmo que establece el precio de la luz (electricidad)*. Naukas. Recuperado 13 de diciembre de 2022, de <https://naukas.com/2021/08/23/euphemia-el-algoritmo-que-establece-el-precio-de-la-luz-electricidad/>
- [19] *Ley 24/2013 del Sector Eléctrico*. (2013, 27 diciembre). Energía y Sociedad. Recuperado 13 de diciembre de 2022, de https://www.energiaysociedad.es/pdf/documentos/regulacion_tarifas/regulacion_nacional/PPTLey24_2013.pdf

- [20] LUIS AGOSTI, A. JORGE PADILLA & ALEJANDRO REQUEJO. (s. f.). *EL «MERCADO» DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ESPAÑA: ESTRUCTURA, FUNCIONAMIENTO Y RESULTADOS*. Ministerio de Industria, Comercio y Turismo. Recuperado 12 de diciembre de 2022. <https://www.mincotur.gob.es/es-es/Paginas/index.aspx>
- [21] *Mercado diario* | OMIE. (s. f.). https://www.OMIE.es/sites/default/files/inline-files/mercado_diario.pdf
- [22] *Mercado Intradía*. (s. f.). OMIE. Recuperado 13 de diciembre de 2022, de https://www.OMIE.es/sites/default/files/inline-files/mercados_intradia_y_continuo.pdf
- [23] *Modelo vista controlador (MVC)*. Servicio de Informática ASP.NET MVC 3 Framework. (s. f.). <https://si.ua.es/es/documentacion/asp-net-mvc-3/1-dia/modelo-vista-controlador-mvc.html>
- [24] Navarro, J. G. (2022, 9 marzo). *Rusia vende a Europa el 78% de sus exportaciones de gas y el 53% de las de petróleo*. abc. https://www.abc.es/economia/abci-rusia-vende-europa-78-por-ciento-exportaciones-y-53-por-ciento-petroleo-202203011921_noticia.html
- [25] OMIE. (2019). Recuperado 13 de diciembre de 2022, de <https://www.OMIE.es/>
- [26] Preciogas. (2022, 13 diciembre). *¿Cuál es el precio del kWh de gas natural en España?* preciogas.com. Recuperado 13 de diciembre de 2022, de <https://preciogas.com/suministro-gas/tarifas-gas/precio-kwh>
- [27] Real Decreto 01/2012, de 5 de enero, por el que se modifica el Real Decreto 1823/2011, de 21 de diciembre, por el que se reestructuran los

- departamentos ministeriales*. 5, de 6 de enero de 2012. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2012-224>
- [28] Real Decreto 02/2013, de 1 de febrero, *de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero*. 29, de 02/02/2013. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-1117>.
- [29] Real Decreto 14/2010, de 23 de diciembre, *por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico*. 312, de 24 de diciembre de 2010. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2010-19757>
- [30] Real Decreto 15/2012, de 20 de abril, *de modificación del régimen de administración de la Corporación RTVE, previsto en la Ley 17/2006, de 5 de junio*. 96, de 21 de abril de 2012. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2012-5338>.
- [31] Real Decreto 15/2012, de 20 de abril, *de modificación del régimen de administración de la Corporación RTVE, previsto en la Ley 17/2006, de 5 de junio*. 96, de 21 de abril de 2012. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2012-5338>
- [32] Real Decreto 15/2013, de 13 de diciembre, *sobre reestructuración de la entidad pública empresarial "Administrador de Infraestructuras Ferroviarias" (ADIF) y otras medidas urgentes en el orden económico*. 299, de 14/12/2013. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13035>.
- [33] Real Decreto 20/2012, de 13 de julio, *de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad*. 168, de 14 de julio de 2012. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2012-9364>

- [34] Real Decreto 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. 310, de 27 de diciembre de 2013. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2013-13645>
- [35] Real Decreto 29/2012, de 28 de diciembre, *de mejora de gestión y protección social en el Sistema Especial para Empleados de Hogar y otras medidas de carácter económico y social*. 314, de 31/12/2012. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2012-15764#:~:text=Ayuda-,Real%20Decreto%2Dley%2029%2F2012%2C%20de%2028%20de%20diciembre,de%2031%2F12%2F2012.>
- [36] Real Decreto 54/1997, de 27 de diciembre, *del Sector Eléctrico*. Boletín Oficial del Estado, 285, de 28 de enero de 1997. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-1997-25340>
- [37] *REGLAS DE FUNCIONAMIENTO DE LOS MERCADOS DIARIO E INTRADIARIO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA*. (s. f.). CNMC. Recuperado 13 de diciembre de 2022, de [https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor_contenidos/Energia/Consulta+Publica/20190627_2_Propuesta_Reglas_MIC_GOT15h_con_control_de_cambios_21052019+\(2\).PDF](https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor_contenidos/Energia/Consulta+Publica/20190627_2_Propuesta_Reglas_MIC_GOT15h_con_control_de_cambios_21052019+(2).PDF)
- [38] Roca, R. (2014, 25 septiembre). *Ciclos combinados en España o cómo desperdiciar 13.100 millones*. El Periódico de la Energía. <https://elperiodicodelaenergia.com/ciclos-combinados-en-espana-o-como-desperdiciar-13-100-millones/>

- [39] RTVE.es. (2022, 27 abril). *La dependencia del gas ruso de Europa y España*. <https://www.rtve.es/noticias/20220427/dependencia-gas-ruso-europa-espana/2297085.shtml>
- [40] Sanz González. (2009). *El Mercado Eléctrico Portugués* [Trabajo de Fin de Máster]. Universidad Autónoma de Madrid.
- [41] Simulyde. (2016). - *xPryce* [Software]. <https://simulyde.com/xpryce-herramienta-simulacion-de-precio/>
- [42] Sociedad Nuclear Española. (2021, 29 noviembre). *Vida útil de una central nuclear*. sne.es. <https://www.sne.es/posicionamiento/vida-util-de-una-central-nuclear/>

8) Anexo . Código completo

Se muestra el código completo de la herramienta de simulación como objeto:

8.1) COferta.hpp

```
#ifndef _COFERTA_HPP_
#define _COFERTA_HPP_ #include <string>

class COferta
{ public:    COferta();

    COferta(double _MWH, double _precio);

    void setprecio(double _precio);    double getprecio();

    void setMWH(double _MWH);    double getMWH();

    void sistema_ecuaciones(COferta &p1,COferta &p2,COferta
&p3,COferta &p4);

    private:

    double MWH;    double precio;

    bool valorcomprendido(double x,double a,double b); };

#endif
```

8.2) COferta.cpp

```
#include "COferta.hpp"

#include <iostream>

#include <string>

#include <cassert>

COferta::COferta() {
```

```
}  
  
COferta::COferta(double _MWH, double _precio)  
{   setMWH(_MWH);   setprecio(_precio);  
}  
  
double COferta::getMWH()  
{  
    return MWH;  
}  
  
double COferta::getprecio()  
{  
    return precio;  
}  
  
void COferta::setMWH(double _MWH)  
{   assert(_MWH>=0);  
    MWH=_MWH;  
}  
  
void COferta::setprecio(double _precio)  
{  
    assert((_precio>=-500)&&(_precio<=3000));   precio=_precio;  
}  
  
bool COferta::valorcomprendido(double x,double a,double b)  
{  
    double max=0,min=0;   bool t=true;
```

```

if(a>b) {    max=a, min=b;    if((max>x)&&(min<x))
    {    t= true;    }    else    {    t= false;
    }
}

if(a<b) {
    max=b,min=a;    if((max>x)&&(min<x))
    {
        t= true;
    }    else    {
        t= false;    }
    }    return t;
}

void COferta::sistema_ecuaciones(COferta &p1,COferta &p2,COferta
&p3,COferta &p4)
{
    double T, X, Y;    double
x1=p1.getMWH(),y1=p1.getprecio(),x2=p2.getMWH(),y2=p2.getprecio();    double
x3=p3.getMWH(),y3=p3.getprecio(),x4=p4.getMWH(),y4=p4.getprecio();    double
A1,B1,C1;    double A2,B2,C2;    double m1,m2;    double n1,n2;

    if((x2-x1)!=0)//No es vertical
    {
        m1=(y2-y1)/(x2-x1);

        B1=-1;    }

    else //Es vertical

```

```

{   m1=1;   B1=0; }

n1=y1-m1*x1;   A1=m1;

C1=-n1;

if((x4-x3)!=0)

{

    m2=(y4-y3)/(x4-x3);

    B2=-1; } else {   m2=1;   B2=0; }

n2=y3-m2*x3;

A2=m2;

C2=-n2;

T=((A1*B2)-(B1*A2));

if (T!=0) //descarta las paralelas y coincidentes    {

    X=(((C1*B2)-(C2*B1))/T);    Y=(((A1*C2)-(A2*C1))/T);

    if((valorcomprendido(X,x1,x2))&&(valorcomprendido(X,x3,x4))&&((v
alorcomprendido(Y,y1,y2))&&((valorcomprendido(Y,y3,y4))))

    {

        //limita el corte a los segmentos y no solo a las rectas    setMWH(X);
setprecio(Y);

    }

}

}

```

8.3) CLista.hpp

```
#ifndef _CLISTA_HPP_
```



```

#define _CLISTA_HPP_

#include "COferta.hpp"

#include <string> #include <array>

class CLista { public:    CLista();

    void ofertascompra(std::string direccionFichero);          void
ofertasventa(std::string direccionFichero);

    void ordenaListacompra();    void ordenaListaventa();

    int getnumelementos() const;

    void getoferta(int i,COferta &oferta) const;    void addoferta(const COferta
&oferta);

    void creargraficas(CLista &b);//no lo pongo en privado porque tengo que crear
una clase nueva para no perder los datos iniciales por si nos hacen falta para lo de los
ejemplos    void calcularcasacion(CLista &b,COferta &ptocasacion);

private:

    static const unsigned MAX=5000;    std::array <COferta, MAX>lista;    int
numelementos = 0;    bool estaLlena();    void copiarlista(CLista &b);

    bool repeticion(double y1,double y2);    void eliminaroferta(int pos_repetido);

};

#endif

```

8.4) CLista.cpp

```

#include <iostream>

#include <fstream>

#include <sstream>

#include <string>

```

```

#include <algorithm>

#include "CLista.hpp"

CLista::CLista(): lista(), numelementos(0)

{

    //ctr. }

void CLista::ofertasventa(std::string direccionFichero)

{

    bool es_importado=false;                std::setlocale(LC_ALL,"spanish");
numelementos=0;

    std::ifstream archivo(direccionFichero.c_str());    if (archivo.is_open())

    {

        //Descarta las 3 primeras líneas de encabezado de los archivos    std::string
cadena;    int n_vacio;

        getline (archivo, cadena,'\n');

        if(cadena==";;;OMIE - Mercado de electricidad;Fichero modificado")

        {

            es_importado=true;

        }

        getline (archivo, cadena,'\n');                getline (archivo, cadena,'\n');
archivo>>n_vacio;

        while (!archivo.fail()&&!archivo.eof())

        {

            std::string vacio,tipo,MWHstr, preciostr,ofertada;    double MWH, precio;

            getline(archivo,vacio,');                getline(archivo,vacio,');
getline(archivo,vacio,');                getline(archivo,vacio,');

```

```

//Obtiene el tipo      getline(archivo,tipo,');
//Obtiene la energia en MWH descartando los puntos de los millares
getline(archivo,MWHstr,');      if(!es_importado)
{
    remove(MWHstr.begin(), MWHstr.end(),'.');
}
MWH = stof(MWHstr);
//Obtiene el precio en euro/MWH descartando los puntos de los millares
getline(archivo,preciostr,');      if(!es_importado)
{
    remove(preciostr.begin(), preciostr.end(),'.');
}
precio = stof(preciostr);
//Obtiene el parametro que indica si la oferta es casada u ofertada
getline(archivo,ofertada,');
//Añade las ofertas de compra      if((ofertada=="O")&&(tipo=="V"))
{
    addoferta(COferta(MWH,precio));
}
archivo>>n_vacio;
} }else  archivo.close();
ordenaListaventa();
}

```

```

void CLista::ofertascompra(std::string direccionArchivo)
{
    bool es_importado=false;                std::setlocale(LC_ALL,"spanish");
    numelementos=0;

    std::ifstream archivo(direccionArchivo.c_str());  if (archivo.is_open())
    {
        //Descarta las 3 primeras líneas de encabezado de los archivos      std::string
        cadena;      int n_vacio;

        getline (archivo, cadena,'\n');

        if(cadena==";;;OMIE - Mercado de electricidad;Fichero modificado")
        {
            es_importado=true;
        }

        getline (archivo, cadena,'\n');                getline (archivo, cadena,'\n');
        archivo>>n_vacio;      while (!archivo.fail()&&!archivo.eof())      {

            std::string vacio,tipo,MWHstr, preciostr,ofertada;      double MWH, precio;

            getline(archivo,vacio,');                getline(archivo,vacio,');
            getline(archivo,vacio,');                getline(archivo,vacio,');

            //Obtiene el tipo      getline(archivo,tipo,');

            //Obtiene la energia en MWH descartando los puntos de los millares

            getline(archivo,MWHstr,');                if(!es_importado)

            {

                remove(MWHstr.begin(), MWHstr.end(),'.');

            }

            MWH = stof(MWHstr);

```

```

//Obtiene el precio en euro/MWH descartando los puntos de los millares
getline(archivo,preciostr,',');      if(!les_importado)

{
    remove(preciostr.begin(), preciostr.end(),',');
}      precio = stof(preciostr);

//Obtiene el parametro que indica si la oferta es casada u ofertada
getline(archivo,ofertada,',');

//Añade las ofertas de compra      if((ofertada=="O")&&(tipo=="C"))
{
    addoferta(COferta(MWH,precio));
}

    archivo>>n_vacio;
} }

archivo.close();

ordenaListacompra();
}

bool CLista::estaLlena()
{
    return (numelementos==MAX);
}

void CLista::addoferta(const COferta &oferta)
{
    if(!estaLlena())
    {

```

```

        lista[numelementos]=oferta;    numelementos++;

    } } int CLista::getnumelementos() const

{   return numelementos;
}

void CLista::getoferta(int i,COferta &oferta) const

{

    bool ok = (i>=0) && (i<numelementos);    if (ok) {

        oferta = lista[i];

    } }

void CLista::ordenaListacompra()

{

    for(int i=0;i<getnumelementos()-1;i++)

    {

        for(int j=0;j<getnumelementos()-1;j++)

        {

            if(((lista[j]).getprecio())<(lista[j+1].getprecio()))

            {

                double auxprecio = lista[j].getprecio();           double auxMWH =
lista[j].getMWH();

                lista[j].setprecio(lista[j+1].getprecio())           ;

                lista[j].setMWH(lista[j+1].getMWH()) ;

                lista[j+1].setprecio(auxprecio);           lista[j+1].setMWH(auxMWH) ;

            }

        }

    }
}

```

```

    } } void CLista::ordenaListaventa()
{
    for(int i=0;i<getnumelementos()-1;i++)
    {
        for(int j=0;j<getnumelementos()-1;j++)
        {
            if(((lista[j]).getprecio())>(lista[j+1].getprecio()))    {
                double auxprecio = lista[j].getprecio();           double auxMWH =
lista[j].getMWH();
                lista[j].setprecio(lista[j+1].getprecio())           ;
lista[j].setMWH(lista[j+1].getMWH()) ;
                lista[j+1].setprecio(auxprecio);           lista[j+1].setMWH(auxMWH) ;
            }
        }
    }
}

void CLista::copiarlista(CLista &b)
{
    COferta o;
    numelementos=b.getnumelementos();    for(int i=0;i<b.getnumelementos();i++)
    {
        b.getoferta(i,o);           lista[i].setMWH(o.getMWH());
lista[i].setprecio(o.getprecio());
    } }

bool CLista::repeticion(double y1,double y2)

```

```

{
    return y1==y2;
}

void CLista::eliminaroferta(int pos_preciorepetido)
{
    COferta p;

    for(int i=pos_preciorepetido;i<numelementos-1;i++)
    {
        getoferta(i+1,p);
        lista[i].setMWH(p.getMWH());
        lista[i].setprecio(p.getprecio());
    }

    numelementos--;
} void CLista::creargraficas(CLista &b)
{
    COferta p;   copiarlista(b);   double suma=0;   double suma_acumulada=0;
    for(int i=0;i<numelementos-1;i++)
    {
        if(repeticion(lista[i].getprecio(),lista[i+1].getprecio()))
        {
            suma=lista[i].getMWH();
            suma=suma+lista[i+1].getMWH();
            lista[i].setMWH(suma);
            eliminaroferta(i+1);
            i--;
        }
    }

    for(int i=0;i<numelementos;i++)
    {

```



```

        suma_acumulada=lista[i].getMWH()+suma_acumulada;
lista[i].setMWH(suma_acumulada);

    } }

void CLista::calcularcasacion(CLista &venta,COferta &puntocasacion)
{
    COferta p1,p2,p3,p4;

    for(int i=0;i<getnumelementos()-1;i++)
    {
        for(int j=0;j<venta.getnumelementos()-1;j++)
        {
            getoferta(i,p1);          getoferta(i+1,p2);          venta.getoferta(j,p3);
venta.getoferta(j+1,p4);

            puntocasacion.sistema_ecuaciones(p1,p2,p3,p4);

        }
    }
}

```

8.5) ui_comparar.h

```

#ifndef UI_COMPARAR_H
#define UI_COMPARAR_H #include <QDialog>

#include "CLista.hpp" #include <QVector>

namespace Ui { class ui_comparar;
}

class ui_comparar : public QDialog

```

```

{

    Q_OBJECT

public:

    explicit ui_comparar(QWidget *parent = nullptr);

    ~ui_comparar();

private slots:    void on_volver_principal_clicked();    void calcular();    void
calculargrafica1();    void calculargrafica2();    void on_comboBox_1_activated(int
index);    void on_comboBox_2_activated(int index);

private:

    Ui::ui_comparar *ui;

    CLista

ofertacompra,ofertaventa,tablavalorescompra,tablavaloresventa;    COferta casacion;

    QVector<double> v_x, v_y,c_x, c_y;

};

#endif // UI_COMPARAR_H

```

8.6) ui_comparar.cpp

```

#include "ui_comparar.h"

#include "ui_ui_comparar.h"

#include <iostream>

#include <fstream>

#include <sstream>

#include <string>

#include <algorithm>

```

```

#include <QFileDialog>

#include "CLista.hpp" #include <QVector>

ui_comparar::ui_comparar(QWidget *parent) :    QDialog(parent),    ui(new
Ui::ui_comparar)

{

    ui->setupUi(this);

    ui->grafica1->addGraph();    ui->grafica1->addGraph();    ui->grafica2-
>addGraph();    ui->grafica2->addGraph();

}

ui_comparar::~ui_comparar()

{

    delete ui;

}

void ui_comparar::on_volver_principal_clicked()

{    hide(); }

void ui_comparar::calcular()

{

    tablavalorescompra.creargraficas(ofertacompra);
    tablavaloresventa.creargraficas(ofertaventa);

    tablavalorescompra.calcularcasacion(tablavaloresventa,casacion);

} void ui_comparar::calculargrafica1()

{

    v_x.resize(tablavaloresventa.getnumelementos());
    v_y.resize(tablavaloresventa.getnumelementos());
    c_x.resize(tablavalorescompra.getnumelementos());
    c_y.resize(tablavalorescompra.getnumelementos());    COferta o;

```

```

for (int i=0; i<tablavaloresventa.getnumelementos();i++)
{
    tablavaloresventa.getoferta(i,o);          v_x[i]=o.getMWH();
v_y[i]=o.getprecio();
}

for (int i=0; i<tablavalorescompra.getnumelementos();i++)
{
    tablavalorescompra.getoferta(i,o);          c_x[i]=o.getMWH();
c_y[i]=o.getprecio();
}

ui->grafica1->graph(0)->setPen(QPen(QColor(0, 255, 0)));      ui->grafica1-
>graph(0)->setData(v_x,v_y);

ui->grafica1->graph(1)->setPen(QPen(QColor(0, 128, 128)));      ui->grafica1-
>graph(1)->setData(c_x,c_y);

    tablavaloresventa.getoferta(tablavaloresventa.getnumelementos()-1,o)
;

    ui->grafica1->xAxis->setRange(0,o.getMWH());//sustituir por el último dato de la
tabla de valores

    ui->grafica1->yAxis->setRange(-500,o.getprecio());    ui->grafica1->replot();
}

void ui_comparar::calculargrafica2()
{
    v_x.resize(tablavaloresventa.getnumelementos());
v_y.resize(tablavaloresventa.getnumelementos());
c_x.resize(tablavalorescompra.getnumelementos());
c_y.resize(tablavalorescompra.getnumelementos());    COferta o;

    for (int i=0; i<tablavaloresventa.getnumelementos();i++)
    {

```

```

        tablavaloresventa.getoferta(i,o);                v_x[i]=o.getMWH();
v_y[i]=o.getprecio();
    }

    for (int i=0; i<tablavalorescompra.getnumelementos();i++)
    {

        tablavalorescompra.getoferta(i,o);                c_x[i]=o.getMWH();
c_y[i]=o.getprecio();
    }

    ui->grafica2->graph(0)->setPen(QPen(QColor(0, 255, 0)));    ui->grafica2-
>graph(0)->setData(v_x,v_y);

    ui->grafica2->graph(1)->setPen(QPen(QColor(0, 128, 128)));    ui->grafica2-
>graph(1)->setData(c_x,c_y);

    tablavaloresventa.getoferta(tablavaloresventa.getnumelementos()-1,o)
;

    ui->grafica2->xAxis->setRange(0,o.getMWH());//sustituir por el último dato de la
tabla de valores    ui->grafica2->yAxis->setRange(-500,o.getprecio());    ui-
>grafica2->replot();
}

void ui_comparar::on_comboBox_1_activated(int index)
{

    switch(index)
    {

        case 1:
            {

                QString dir_archivo =

```

```

QFileDialog::getOpenFileName(this, tr("Seleccione la lista de
datos"), "", tr("TXT(*.txt)")); // Selecciona la ruta std::string
sdir_archivo=dir_archivo.toStdString();
ofertacompra.ofertascompra(sdir_archivo);
ofertaventa.ofertasventa(sdir_archivo);

    }break;    case 2:    {

        ofertacompra.ofertascompra("13_11_22 tramo4.txt");
ofertaventa.ofertasventa("13_11_22 tramo4.txt");

    }break;    case 3:    {

        ofertacompra.ofertascompra("13_11_22 tramo14.txt");
ofertaventa.ofertasventa("13_11_22 tramo14.txt");

    }break;    case 4:    {

        ofertacompra.ofertascompra("13_11_22 tramo20.txt");
ofertaventa.ofertasventa("13_11_22 tramo20.txt");

    }break;    case 5:    {

        ofertacompra.ofertascompra("03_08_22 tramo4.txt");
ofertaventa.ofertasventa("03_08_22 tramo4.txt");

    }break;    case 6:    {

        ofertacompra.ofertascompra("03_08_22 tramo15.txt");
ofertaventa.ofertasventa("03_08_22 tramo15.txt");

    } break;    case 7:    {

        ofertacompra.ofertascompra("03_08_22 tramo20.txt");
ofertaventa.ofertasventa("03_08_22 tramo20.txt");

    }break;    case 8:    {

        ofertacompra.ofertascompra("08_03_22 tramo4.txt");
ofertaventa.ofertasventa("08_03_22 tramo4.txt");

```

```

    }break;    case 9:        {

        ofertacompra.ofertascompra("08_03_22                tramo14.txt");
ofertaventa.ofertasventa("08_03_22 tramo14.txt");

        }break;    case 10:        {

        ofertacompra.ofertascompra("08_03_22                tramo20.txt");
ofertaventa.ofertasventa("08_03_22 tramo20.txt");        }break;

    }    calcular();

    ui->Resultado_1->setText("Energía de casación: " +
QString::number(casacion.getMWH()) + " MWH " +'\n'+ "Precio de casación:
" +QString::number(casacion.getprecio()) + " €/MWH");    calculargrafical();
}

void ui_comparar::on_comboBox_2_activated(int index)

{

    switch(index)

    {

        case 1:

            {

                QString dir_archivo =

                QFileDialog::getOpenFileName(this,tr("Seleccione        la        lista        de
datos"),"",tr("TXT(*.txt)")); // Selecciona la ruta                                std::string
sdir_archivo=dir_archivo.toStdString();
ofertacompra.ofertascompra(sdir_archivo);
ofertaventa.ofertasventa(sdir_archivo);

            }break;    case 2:        {

```

```

    ofertacompra.ofertascompra("13_11_22                tramo4.txt");
ofertaventa.ofertasventa("13_11_22 tramo4.txt");

    }break;    case 3:    {

    ofertacompra.ofertascompra("13_11_22                tramo14.txt");
ofertaventa.ofertasventa("13_11_22 tramo14.txt");

    }break;    case 4:    {

    ofertacompra.ofertascompra("13_11_22                tramo20.txt");
ofertaventa.ofertasventa("13_11_22 tramo20.txt");

    }break;    case 5:

    {

    ofertacompra.ofertascompra("03_08_22                tramo4.txt");
ofertaventa.ofertasventa("03_08_22 tramo4.txt");

    }break;    case 6:    {

    ofertacompra.ofertascompra("03_08_22                tramo15.txt");
ofertaventa.ofertasventa("03_08_22 tramo15.txt");

    }    break;    case 7:    {

    ofertacompra.ofertascompra("03_08_22                tramo20.txt");
ofertaventa.ofertasventa("03_08_22 tramo20.txt");

    }break;    case 8:    {

    ofertacompra.ofertascompra("08_03_22                tramo4.txt");
ofertaventa.ofertasventa("08_03_22 tramo4.txt");

    }break;    case 9:    {

    ofertacompra.ofertascompra("08_03_22                tramo14.txt");
ofertaventa.ofertasventa("08_03_22 tramo14.txt");

    }break;    case 10:    {

```



```

        ofertacompra.ofertascompra("08_03_22 tramo20.txt");
ofertaventa.ofertasventa("08_03_22 tramo20.txt");

        }break;

    } calcular();

    ui->Resultado_2->setText("Energía de casación: " +
QString::number(casacion.getMWH()) + " MWH " +'\n'+ "Precio de casación:
" +QString::number(casacion.getprecio()) + " €/MWH");    calculargrafica2();
}

```

8.7) ui_ejemplo.h

```

#ifndef UI_EJEMPLO_H
#define UI_EJEMPLO_H #include <QDialog>

namespace Ui { class ui_ejemplo;
}

class ui_ejemplo : public QDialog
{
    Q_OBJECT

public:
    explicit ui_ejemplo(int ejemplo,QWidget *parent = nullptr);
    ~ui_ejemplo();

private slots:    void on_boton_salir_clicked();

private:

    Ui::ui_ejemplo *ui;

    // Ui::MainWindow *mainwindow;

```

```
};

#endif // UI_EJEMPLO_H
```

8.8) ui_ejemplo.cpp

```
#include "ui_ejemplo.h"

#include "ui_ui_ejemplo.h" #include "mainwindow.h"

ui_ejemplo::ui_ejemplo(int ejemplo, QWidget *parent) : QDialog(parent), ui(new
Ui::ui_ejemplo)
{
    ui->setupUi(this);    ui->imagen_ejemplo_1->hide();    ui->imagen_ejemplo_2-
>hide();    ui->imagen_ejemplo_3->hide();    ui->imagen_ejemplo_4->hide();    ui-
>imagen_ejemplo_5->hide();

    switch (ejemplo) {    case 1:

        {

            QLabel *texto = new QLabel;    texto->setText(

                "Se trata del tramo horario con menos previsión de consumo del día,
22.502,7 MW. A esta "

                "\n"

                "hora del día no ha salido el sol, por lo que la producción de energía
solar es prácticamente "

                "\n"

                "nula."

                "\n"

                "\n"
```

"La energía eólica es una de las tecnologías más maduras y relevantes en el mercado "

"\n"

"eléctrico, es muy determinante en todos los tramos horarios del mercado. Para esta hora, "

"\n"

"representa un 32,52% de la energía casada, cuando la potencia instalada era del 25,29 %, "

"\n"

"la principal causa de esta diferencia es que la energía solar no está en funcionamiento, por "

"\n"

"lo que otras tecnologías tienen que aportar la energía faltante."
"\n"

"\n"

"La energía nuclear está vendiendo 6.018,9 MW, esta cifra será muy similar durante todos "

"\n"

"los tramos horarios del día e incluso entre diferentes días o meses, ya que las nucleares "

"\n"

"producen todos los días del año prácticamente a plena potencia y por su nula flexibilidad "

"\n"

"se ven obligados a vender toda su energía, por lo que también serán muy determinantes "

"\n"

"en el mercado en todos los tramos horarios. En este tramo representan un 26,75% de la "

"\n"

"energía casada, frente a un 6,09% de potencia instalada. Se debe tanto a la producción "

"\n"

"nula de la solar como a la constante producción de energía nuclear y a su flexibilidad "

"\n"

"reducida."

"\n"

"\n"

"Las tecnologías de ciclo combinado representan un 21,1% de la energía casada frente al "

"\n"

"22,45% de potencia instalada. La flexibilidad de producción les permite a las centrales de "

"\n"

"ciclo combinado casar más energía en las horas sin sol, cuando la energía suele ser más "

"\n"

"cara. El precio marginal para el tramo 4 es de 127 €/MW."

"\n"

```

"\n"

"Las hidráulicas con 990,3 MW de producción
(4,4%)."

"\n"

"\n"

"Finalmente, las centrales de cogeneración y biomasa representan el
14,3% de la venta de "

"\n"

"energía." ); ui->scrollArea->setWidget(texto);

ui->imagen_ejemplo_1->setVisible(true);

}break; case 2:

{

QLabel *texto = new QLabel; texto->setText(

"Es uno de los tramos con mayor previsión de demanda de energía. "

"\n"

"En este tramo la energía solar se encuentra a pleno funcionamiento.
La energía solar "

"\n"

"fotovoltaica representa un 32,2% de la producción de energía y la solar
térmica un "

"\n"

"3,2%. La potencia instalada de energía solar en

España es del 15,43 %. Esta diferencia "

"\n"

```

"es lógica, ya que la energía solar solo produce energía en ciertos tramos horarios del "

"\n"

"día."

"\n"

"\n"

"La energía nuclear produce 6007 MW en este tramo, dato muy similar a los 6018,9 "

"\n"

"MW que se producen en el tramo 4, lo que confirma que la energía nuclear vende toda "

"\n"

"la energía que produce. Sin embargo, se ha modificado el porcentaje en el que esta "

"\n"

"tecnología afecta el mercado, un 19,95% frente al anterior 26,75 %. Aunque se "

"\n"

"produzca la misma energía nuclear, la demanda en este tramo horario es mayor, por "

"\n"

"lo que se produce más energía de otras tecnologías y la misma cantidad de nuclear, lo "

"\n"

"que reduce el porcentaje de energía nuclear casada."

"\n"

"\n"

"La energía eólica ve reducida su producción de 7318,3 MW (32,52 %) a 5172,6 (17,18 "

"\n"

%), debido a las condiciones meteorológicas. La energía eólica vende toda la energía "

"\n"

"que produce al igual que la solar o nuclear, ya que ninguna de estas tiene flexibilidad "

"\n"

"de producción, por lo que venden su energía al precio de mercado sea cual sea."

"\n"

"\n"

"La energía de cogeneración se mantiene muy similar, con valores de 3203,8MW."

"\n"

"\n"

"Con respecto al ciclo combinado, lo lógico sería pensar que, al intervenir la energía "

"\n"

"solar en este tramo, el ciclo combinado decida vender menos energía, ya que el valor "

"\n"

"de mercado será menor debido a las ofertas de la energía solar (106 €/MW para este "

"\n"

"tramo frente a 127 €/MW en el tramo 4). Sin embargo, en este tramo horario hay un "

"\n"

"gran aumento de la energía demandada, lo que genera una situación especial con esta "

"\n"

"tecnología en este tipo de tramos."

"\n"

"\n"

"La energía demandada para el tramo 14 es de 30.116,9 MW. La suma de las "

"\n"

"tecnologías sin flexibilidad, es decir, las que venden toda la energía que producen "

"\n"

"(solares, nuclear, eólica y un pequeño porcentaje de las hidráulicas que se omite "

"\n"

"debido a su volumen insignificante en este tramo) es de 21.871,4 MW. Luego aún "

"\n"

"quedan 8.245,5 MW para abastecer la demanda.

Esta energía es la que aprovechan "

"\n"

"tecnologías como la biomasa, las hidráulicas regulables y de bombeo y las de ciclo "

"\n"

"combinado, para realizar sus ofertas a precios más elevados para aumentar el valor "

"\n"

"del punto de casación y obtener más ganancias.

Algo a tener en cuenta es que, de todas "

"\n"

"las tecnologías flexibles, la más influyente es la de ciclo combinado, esta representa "

"\n"

"un 22,45 % de la potencia instalada del país, la segunda más alta del mercado y con "

"\n"

"una materia prima que hasta hace unos años era muy accesible. Las centrales "

"\n"

"hidráulicas cuentan con un 14,62 % de la potencia instalada del país, aunque para no "

"\n"

"vaciar las presas, tienen que vender su energía teniendo en cuenta los días de lluvia "

"\n"

"para no quedarse sin producción. El resto de las tecnologías flexibles, tienen potencias "

"\n"

"instaladas mucho menores. "

"\n"

"\n"

"Por estas razones el precio de mercado se ve determinado principalmente por las "

"\n"

"centrales de ciclo combinado (especialmente cuando hay mucha demanda) y el precio "

"\n"

"de su materia prima, el gas natural. "

"\n"

"\n"

"Finalmente, la energía hidráulica ve ligeramente reducida su producción, de 990,3 "

"\n"

"MW a 598,8 MW en el tramo actual, debido a las condiciones de mercado "

"\n"

"(predominancia del ciclo combinado)."

);

```
ui->scrollArea->setWidget(texto);
```

```
ui->imagen_ejemplo_2->setVisible(true);
```

```

}break;    case 3:

{

QLabel *texto = new QLabel;    texto->setText(

        "Se trata de unos de los tramos horarios con mayor demanda (el mayor
en este día) con "

        "\n"

        "una demanda de energía de 30.124,1 MW."

        "\n"

        "\n"

        "En este tramo horario no hay prácticamente producción de energía
solar ya que es de "

        "\n"

        "noche."

        "\n"

        "\n"

        "La energía nuclear se mantiene prácticamente constante en su
producción como en los "

        "\n"

        "tramos anteriores"

        "\n"

        "\n"

        "La producción de eólica es de 5555,3 MW, muy similar a la del tramo
anterior (5172,6 "

        "\n"

        "MW)."
```

"\n"

"\n"

"Como se puede observar, la producción de energías no flexibles es muy similar en todas "

"\n"

"sus tecnologías salvo en la solar, que ha pasado de casi 9800 MW a no llegar a 500 MW."

"\n"

"\n"

"Con una demanda de producción muy similar a la del tramo 14 (30.116,9 frente a los "

"\n"

"30.124,1 del tramo actual), este es un escenario mucho más libre para las tecnologías "

"\n"

"flexibles para vender su energía a un precio más elevado en el mercado. Para este tramo, "

"\n"

"las tecnologías flexibles tienen que abastecer 18.074,5 MW. (27% del ciclo combinado y "

"\n"

"22% de las hidráulicas). "

"\n"

"\n"

"Las tecnologías flexibles lanzan sus ofertas con precios elevados tratando de quedar a la "

"\n"

"izquierda del punto de casación para elevar el precio y obtener mayores beneficios. Esto "

"\n"

"se traduce en que el precio para este tramo sea de 170,23 €/MW, frente a 106 €/MW en "

"\n"

"el tramo anterior, supone una subida del 62,27%."

"\n"); ui->scrollArea->setWidget(texto);

ui->imagen_ejemplo_3->setVisible(true); }break;

case 4:

{

QLabel *texto = new QLabel; texto->setText(

"Se analiza un día de verano con condiciones normales, el 03/08/22 y se compara con "

"\n"

"el 13/11/22 ya analizado."

"\n"

"\n"

"En primer lugar, se analiza el precio marginal y la energía casada de los tramos "

"\n"

"horarios de ambos días."

"\n"

"\n"

"Tanto el precio, como la demanda del 03/08/22 son mayores que el 13/11/22. Para "

"\n"

"justificar esto, se espera que, aunque la energía solar haya producido más energía en "

"\n"

"agosto que en noviembre, la mayor demanda de agosto provoca que las centrales de "

"\n"

"ciclo combinado produzcan más energía y se encarezca el precio."

"\n"

"\n"

"Se comparan los dos tramos horarios con mayor producción de energía solar, el 14 "

"\n"

"para el día 13/11/22 y el 15 para el 03/08/22."

"\n"

"\n"

"Se observa que la producción de energía solar es mayor en el día de agosto que en "

"\n"

"noviembre, pero al ser la demanda mayor, la energía solar tiene un porcentaje menor "

"\n"

"en Agosto (31,96 % en agosto y 35,5% en noviembre). Además, hay menor "

"\n"

"producción de energía eólica por las condiciones meteorológicas, lo que supone una "

"\n"

"mayor relevancia del ciclo combinado (31,72 % frente al 14,75 % de noviembre) y "

"\n"

"derivando en un aumento significativo del precio de mercado. 147,85 €/MW frente a "

"\n"

"los 106 €/MW de noviembre."

);

```
ui->scrollArea->setWidget(texto);
```

```
ui->imagen_ejemplo_4->setVisible(true);
```

```
}break; case 5:
```

```
{
```

```
QLabel *texto = new QLabel; texto->setText(
```

"Se muestran los datos del día a analizar comparados con el 13/11/22 en el mismo tramo "

"\n"

"horario."

"\n"

"\n"

"Si se suman los porcentajes de producción de las tecnologías no flexibles (eólica,"

"\n"

"nuclear y las solares) en ambos días, se obtiene que para el día de marzo, dicho "

"\n"

"porcentaje es del 34,41%, mientras que en el día de noviembre el porcentaje es del "

"\n"

"39,99 %. Se observa que la diferencia entre estos valores es significativamente baja. "

"\n"

"Por lo que debería haber una cantidad similar de energía ofertada a precios cercanos al"

"\n"

"cero. Sin embargo, si se comparan las gráficas de estos dos tramos (disponible en el menu"

"\n"

"comparar, se aprecia una gran diferencia entre estos tramos."

"\n"

"\n"

"La explicación de este fenómeno explica el gran aumento del precio de la energía:"

"\n"

"\n"

"La subida en el precio del gas natural elevaba los precios de las ofertas lanzadas por "

"\n"

"el gas natural. Sin embargo, en muchos mercados la energía producida por el gas "

"\n"

"natural es indispensable para abastecer la demanda, por lo que el resto de tecnologías "

"\n"

"saben que el precio de la energía va a aumentar a causa de las ofertas de ciclo "

"\n"

"combinado. Aprovechando esto, las tecnologías no flexibles pueden lanzar sus ofertas "

"\n"

"a precios más altos y alejados de los 0 €/MWh, porque tienen la certeza de que aún "

"\n"

"así van a vender su energía. Al haber menos oferta con precios cercanos al cero, la "

"\n"

"curva sube más rápido, provocando un aumento desorbitado del precio de la "

"\n"

"electricidad. "

);

```

    ui->scrollArea->setWidget(texto);
    >setVisible(true);
    }break;
} }

```

ui->imagen_ejemplo_5-

```

ui_ejemplo::~~ui_ejemplo()

```

```

{

```

```

    delete ui;

```

```

}

```

```

void ui_ejemplo::on_boton_salir_clicked()

```

```

{

```

```

    hide();

```

```

}

```

8.9) QCustomPlot.h y QCustomPlot.cpp

Además, se utilizan las librerías QCustomPlot.h y QCustomPlot.cpp para la representación de la gráfica (Emanuel Eichhammer, s. f.)