

Proyecto Fin de Máster
Máster en Sistemas de Energía Eléctrica

Análisis del mercado eléctrico español. El rol de la
generación hidráulica y nuclear

Autor: Manuel Serrano Lasunción

Tutor: José Luís Martínez Ramos

Miguel Ángel González Cagigal

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2022



Proyecto Fin de Máster
Máster en Sistemas de Energía Eléctrica

Análisis del mercado eléctrico español. El rol de la generación hidráulica y nuclear

Autor:

Manuel Serrano Lasunción

Tutor:

José Luís Martínez Ramos

Catedrático de Universidad

Miguel Ángel González Cagigal

Profesor sustituto interino

Dpto. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2022

Proyecto Fin de Máster: Análisis del mercado eléctrico español. El rol de la generación hidráulica y nuclear

Autor: Manuel Serrano Lasunción

Tutores: José Luís Martínez Ramos
Miguel Ángel González Cagigal

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2022

El Secretario del Tribunal

A mi familia

A mis amigos

A ti.

Agradecimientos

Toda persona que busque la felicidad tiene una serie de metas en su vida cuya consecución le acerque más a ese estado de gracia que se experimenta al sentirse orgulloso de si mismo y sus méritos.

Desde que entré en la carrera de Ingeniería Industrial y me acerqué al mundo de la electricidad noté que una de mis metas debía ser especializarme en este campo tan interesante y extenso.

Por ello, tras acabar la carrera especializándome en la mención eléctrica decidí intentar enfocar mi carrera profesional a este sector; para ello el Máster en Sistemas de Energía Eléctrica me daría unas bases y conocimientos muy preciados para las empresas de Ingeniería Eléctrica.

Mis pensamientos no fueron erróneos. He crecido como persona durante este año, he enriquecido mis conocimientos sobre el mundo eléctrico en todos sus ámbitos (desde técnicos hasta económicos) y he conocido a profesores y compañeros sensacionales.

Me agradezco a mi mismo haber tomado esta decisión, que me hacen estar seguros ahora al 100% de que quiero dedicar mi vida a especializarme en el sector eléctrico.

Agradezco a mis padres todo el apoyo recibido, la ayuda diaria en todos los ámbitos de la vida, los ánimos y la educación que he recibido para llegar hasta aquí. El interés que mi madre pone cuando le explico algo relacionado con mi especialidad, que entiende y quiere cada vez más, y el tiempo que invierte en que la maquinaria de mi vida siga funcionando perfectamente, aunque tenga que ir corriendo todo el tiempo; Las ganas que tiene mi padre de hablar conmigo de asuntos relacionados con la ingeniería, tratándome ya como un igual y no como un estudiante.

A mis amigos que han apoyado mis decisiones y escuchan disertaciones sobre el mercado eléctrico todos los días.

Y agradezco a Carmen López Marchena, especialmente a ti, no solo por aportarme estabilidad cariño y comprensión, paciencia y un sinfín de cualidades increíbles, sino porque el punto del camino en el que nos encontremos ahora mismo viene marcado única y exclusivamente por los pasos que se han dado anteriormente.

Gracias a ti yo he dado los pasos correctos estos últimos años. Gracias a ti entré en este Máster y espero que sean para siempre contigo los pasos que queden por dar.

Esperar que este trabajo ayude a vislumbrar una solución a la problemática de funcionamiento del mercado eléctrico es quizás un objetivo muy ambicioso. Miles de pensadores, economistas e ingenieros con más experiencia y mejor preparados trabajan diariamente con este fin; Pero espero que quede plasmado una parte de todo lo que he aprendido en el máster y te sirva a ti como lector/a para entender que ningún sistema es perfecto bajo cualquier circunstancia, y las adaptaciones, desarrollo y evolución de nuestras herramientas actuales son una parte fundamental de la mejora de la sociedad.

Manuel Serrano Lasunción
Departamento de Ingeniería Eléctrica, MSIE
Sevilla, 2022

El mercado eléctrico es foco de gran controversia hoy en día. Esto hace que resulte interesante analizar los detalles sobre el mismo, y las posibles maneras de optimizarlo.

Comenzando por el funcionamiento de los distintos mercados eléctricos para ubicar el contexto del estudio, centraremos el foco en el mercado eléctrico ibérico, sus detalles y problemas.

Es en este ámbito en el que se desarrolla el análisis de optimización técnica del mercado.

Se buscarán soluciones técnicas a las subidas de precios causadas por, entre otros factores, el aumento de los precios de determinados combustibles fósiles, utilizando motores de cálculo, predicción y herramientas de programación.

En primer lugar y como foco del trabajo se analiza la influencia de la generación hidráulica del país y su interacción con el mercado eléctrico.

A partir de aquí se planteará la idea de optimizar el uso de la generación hidráulica, alterando su participación dentro del mercado eléctrico tanto en remuneración económica como en su forma de competencia.

En este aspecto se analizan dos modelos de optimización del uso de la generación hidráulica basados en el análisis de datos facilitados por OMIE utilizando herramientas de cálculo y predicción de Python.

Posteriormente se aborda el devenir nuclear del país, y los distintos escenarios que pueden vislumbrarse ante el cierre inminente de varias centrales nucleares en la Península Ibérica. Cómo puede afectar esto al mix de generación, y por tanto al cierre de mercado.

En este caso se comparará la situación actual del mercado con una aproximación predictiva basada en modelos de consumo creados por ENTSO-E, el conjunto de operadores de red europeos.

Esto permitirá adaptar el sistema actual español, cuyos datos son públicos y facilitados por OMIE, creando mercados futuros ficticios gracias a Python, para predecir las casaciones económicas en 2030 dadas las posibles variaciones en los escenarios de generación del país.

Por último, se reflexionará sobre las diversas conclusiones a las que se han llegado a lo largo del trabajo, dejando libertad al lector para escoger cuál es el camino energético que más le ha convencido.

En un asunto de tan difícil predicción no se pretende sentar cátedra, sino dar la posibilidad al lector de reflexionar sobre la realidad actual y posibilidades de desarrollo futuras del mercado eléctrico ibérico.

Abstract

The electricity market is a controversy focus nowadays. This makes it interesting to analyze the details about it, and the possible ways to optimize it.

Starting with the functioning of the different electricity markets to set the context of the study, we will focus on the Iberian electricity market, its details and problems.

It is in this area that the analysis of the technical optimization of the market is developed.

Technical solutions will be sought to the price increases caused by, among other factors, the increase in the prices of certain fossil fuels, using calculation engines, prediction and programming tools.

First, and as the focus of the work, the influence of the country's hydraulic generation and its interaction with the electricity market will be analyzed.

From this point on, the idea of optimizing the use of hydroelectric generation, altering its participation in the electricity market both in terms of economic remuneration and in terms of competition, will be considered.

In this aspect, two models for optimizing the use of hydro generation are analyzed based on the analysis of data provided by OMIE using Python calculation and prediction tools.

Subsequently, the nuclear future of the country and the different scenarios that can be envisaged in view of the imminent closure of several nuclear power plants in the Iberian Peninsula are discussed. How this may affect the generation mix, and therefore the market closure.

In this case, the current market situation will be compared with a predictive approach based on consumption models created by ENTSO-E, the group of European grid operators.

This will allow adapting the current Spanish system, whose data are public and provided by OMIE, by creating fictitious future markets thanks to Python, to predict the economic matches in 2030 given the possible variations in the country's generation scenarios.

Finally, we will reflect on the various conclusions reached throughout the work, leaving the reader free to choose which energy path has convinced him or her the most.

In a matter of such a difficult prediction, the aim is not to set an opinion, but to give the reader the possibility of reflecting on the current reality and future possibilities of development of the Iberian electricity market.

Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Abstract	xiii
Índice	xiv
Índice de Tablas	xvi
Índice de Figuras	xviii
Notación	xxi
1 Introducción al mercado eléctrico	1
1.1 <i>Historia del mercado eléctrico</i>	1
1.1.1 Desarrollo de la electricidad y primeros usos públicos	1
1.1.2 Creación del mercado eléctrico	3
1.1.3 Tipos de mercado de energía eléctrica actuales	3
1.2 <i>El mercado eléctrico ibérico</i>	8
1.2.1 Funcionamiento del mercado eléctrico ibérico	10
1.2.2 Agentes del mercado eléctrico	11
1.2.3 Tipos de oferta al mercado diario	12
2 Análisis del mercado eléctrico gestionando los recursos hidráulicos de manera centralizada	17
2.1 <i>Estudio del cierre de mercado actual</i>	18
2.1.1 Cierre de mercado en distintas épocas y horas del año	18
2.1.2 Análisis tecnológico de los cierres de mercado	21
2.1.3 Funcionamiento de la hidráulica dentro del mercado	26
2.2 <i>Desarrollo del modelo en Python</i>	30
2.2.2 Programación del método de casación hidráulica 2	32
2.2.3 Programación del horizonte de mercado eléctrico 2030	32
2.3 <i>Hipótesis de optimización. Control horario centralizado</i>	32
2.3.1 Comparativa horaria adoptando el modelo	35
2.3.2 Comparativa entre ambos mercados y conclusiones del modelo	49
2.4 <i>Hipótesis de optimización. Control diario centralizado</i>	54
2.4.1 Planteamiento del modelo	54
2.4.2 Comparativa horaria adoptando el modelo	55
2.5 <i>Observaciones y conclusiones finales sobre los modelos analizados</i>	61
3 Escenarios energéticos ante la desaparición nuclear	63
3.1 <i>Generación nuclear en España</i>	63
3.1.1 Capacidad de generación nuclear	63
3.1.2 Moratoria nuclear	64
3.1.3 Desmantelamiento nuclear	65
3.2 <i>Modelo de mix energético sin generación nuclear</i>	65
3.3 <i>Comparativa del mercado actual y la perspectiva del Plan de Transición Sostenible</i>	70
3.3.1 Desarrollo del modelo de mercado eléctrico	71
3.3.2 Comentarios y conclusiones acerca de la comparativa	78

4 Conclusiones	80
Referencias	82
Índice de Conceptos	85
Anexos	86
<i>Anexo 1.- Partes destacadas del método 1 programado</i>	<i>86</i>
<i>Anexo 2.- Partes destacadas del método 2 programado</i>	<i>88</i>
<i>Anexo 3.- Partes destacadas del análisis nuclear programado</i>	<i>89</i>

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Tipos de oferta al mercado por países	
r! Marcador no definido.	
Tabla 2. Energía por tecnología en época estival e invernal	21
Tabla 3. Potencia instalada por año de diversas tecnologías	33
Tabla 4. Comparativa entre nuevos y antiguos precios en la hora 1 de día con poco recurso hidráulico	40
Tabla 5. Diferencia entre mercado antiguo y modificado con el método 1 para las 24 horas de día con poco recurso hídrico	41
Tabla 6. Comparativa entre el mercado actual y modificado en hora 1 06/01/2021	46
Tabla 7. Comparativa mercado actual y modificado para las 24 horas del día 06/01/2021	47
Tabla 8. Comparativa entre beneficios porcentuales en el precio al modificar el modelo	49
Tabla 9. Comparativa semanal de precios tras aplicar el método 1	52
Tabla 10. Comparativa de precios en la hora 2 tras aplicar el método 2	56
Tabla 11. Comparativa de precios en la hora 19 tras aplicar el método 2	58
Tabla 12. Precio de las 24 horas aplicando el método 2 comparado con el precio actual	59
Tabla 13. Media de precios de las 24 horas del día aplicando ambos métodos	61
Tabla 14. Comparativa de resultados de ámbos métodos por hora	61
Tabla 15. Centrales nucleares instaladas en territorio nacional	64
Tabla 16. Fechas de desmantelamiento de las centrales nucleares españolas	65
Tabla 17. Potencias instaladas en el caso actual frente a los dos escenarios de ENTSOE	66
Tabla 18. Precio de casación mercado OMIE con situaciones favorables año 2030 nocturno	73
Tabla 19. Precio de casación mercado OMIE con situaciones favorables año 2030 diurno	75
Tabla 20. Precio de casación mercado OMIE con situaciones desfavorables año 2030	77

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Redes DC implementadas por Edison	2
Figura 2. Esquema de componentes de la red eléctrica	4
Figura 3. Esquema de pool de mercado competitivo	5
Figura 4. Casación de mercado competitivo marginalista	6
Figura 5. Tipos de oferta al mercado competitivo	7
Figura 6. Interconexions eléctricas con países limítrofes	9
Figura 7. Representación del beneficio de las interconexiones	9
Figura 8. Aumento del beneficio social al crecer la capacidad de interconexión	10
Figura 9. Esquema del sistema eléctrico español	11
Figura 10. Esquema del sistema eléctrico español	12
Figura 11. Bloques de oferta de compra y venta	13
Figura 12. Energía horaria por tecnologías día 05/02/2022	19
Figura 13. Energía horaria por tecnologías día 22/07/2022	20
Figura 14. Potencia instalada en España en 2021	21
Figura 15. Evolución temporal del precio del gas licuado	23
Figura 16. Cierre de mercado por hora según la última tecnología	25
Figura 17. Cierre de mercado marginalista. Ofertas simples y complejas	26
Figura 18. Esquema de flexible hourly block	27
Figura 19. “Curva de pato”; Desajuste entre la carga y la generación por desaparición del Sol	28
Figura 20. Curva de generación diaria por tecnologías	29
Figura 21. Uso del recurso hidráulico por horas	29
Figura 22. Dataframe de compras en la hora 2 antes y después de eliminar la generación hidráulica	31
Figura 23. Casación de mercado en la hora 1 del día 01/03/22 lograda con Python	36
Figura 24. Detalle de casación de mercado en la hora 1 del día 01/03/22 lograda con Python	37
Figura 25. Comparación entre casación real y mercado optimizado método 1	38
Figura 26. Detalle de comparativa entre casación real y mercado optimizado	39
Figura 27. Detalle de corte en el mercado optimizado	40
Figura 28. Comparativa de precio por hora en un día con poca disponibilidad hídrica método 1	42
Figura 29. Casación de mercado actual OMIE a día 06/01/2021	43
Figura 30. Detalle de casación día 06/01/2021	44
Figura 31. Comparativa entre mercado actual y modificado día 06/01/2021	45
Figura 32. Detalle de casación mercado real y modificado método 1	46
Figura 33. Variación de precios por hora	48
Figura 34. Aumento de energía casada al modificar el mercado método 1	48
Figura 35. Beneficio percentual al utilizar el método 1 propuesto en ambos días	50

Figura 36. Comparación de mercados al mantener la hidráulica dentro variando el precio	50
Figura 37. Diferencia de precios según el día de aplicación del método	52
Figura 38. Comparativa entre reducción de precio y uso de hidráulica	53
Figura 39. Corte de mercado antiguo y nuevo tras aplicar el método 2 en la hora 2	55
Figura 40. Detalle de corte de mercado nuevo tras aplicar el método 2	56
Figura 41. Corte de mercado antiguo y nuevo tras aplicar el método 2 en la hora 19	57
Figura 42. Detalle de corte de mercado nuevo tras aplicar el método 2 en la hora 19	58
Figura 43. Gráfica comparativa de precios durante las 24 horas tras aplicar método 2	60
Figura 44. Gráfica comparativa de energía hidráulica durante las 24 horas tras ser redistribuidas	60
Figura 45. Reducción porcentual de precios por método en 24 horas	62
Figura 46. Potencia instalada actualmente en España	67
Figura 47. Energía casada por horas en el mercado ibérico. Hora 15	68
Figura 48. Energía casada por horas en el mercado ibérico. Hora 3	68
Figura 49. Potencia instalada en 2030 siguiendo el plan de acción climática global	69
Figura 50. Potencia instalada en 2030 siguiendo en plan de transición sostenible	70
Figura 51. Comparativa entre cierre de mercado actual y supuesto en 2030 nocturno	72
Figura 52. Detalle comparativo de cierre de mercado actual y supuesto 2030 nocturno	73
Figura 53. Comparativa entre cierre de mercado actual y supuesto en 2030 diurno	74
Figura 54. Detalle de cierre de mercado actual y supuesto en 2030 diurno	75
Figura 55. Comparativa entre cierre de mercado actual y supuesto en 2030 situaciones desfavorables	76
Figura 56. Detalle de cierre de mercado actual actual y supuesto en 2030 situaciones desfavorables	77

*	Conjugado
REE	Red Eléctrica Española
OMIE	Operador de Mercado Ibérico de Energía
MW	Megavatio
MWh.	Megavatio hora
GW	Gigavatio
:	Tal que
<	Menor o igual
>	Mayor o igual
\	Backslash
⇔	Si y sólo si
CA	Corriente Alterna
CC	Corriente Continua
HVDC	High Voltage Direct Current
SO	System Operator
CCTT	Ciclo Combinado
OCU	Organización de consumidores y usuarios

1 INTRODUCCIÓN AL MERCADO ELÉCTRICO

Hay una fuerza motriz más poderosa que el vapor, la electricidad y la energía atómica. La voluntad.

- Albert Einstein -

ES impensable concebir hoy en día un mundo sin electricidad.

Toda nuestra actividad económica, gustos, intereses y aficiones se alimentan de electricidad de una u otra manera.

Podemos afirmar por tanto que la invención y control de la electricidad por parte de la humanidad fue un acontecimiento que cambió completamente nuestra existencia.

En este contexto y dada su importancia deben, como cualquier otro bien social, protegerse y regularse las actividades relacionadas con el mismo; en este caso la generación, transporte y distribución de la energía eléctrica.

Analicemos en este aspecto los primeros pasos que se dieron en la regulación del mercado eléctrico y su avance hasta nuestros días.

1.1 Historia del mercado eléctrico

1.1.1 Desarrollo de la electricidad y primeros usos públicos

Mucho antes de conocer la electricidad como tal, la humanidad era consciente de su existencia en hechos naturales como las descargas producidas por peces eléctricos, de los que datan textos del Antiguo Egipto (2750 aC) donde comentan sus características y la reacción del cuerpo humano ante este tipo de eventos; incluso sabían que estos flujos de energía podían transmitirse por materiales conductores.

Otros fenómenos como el efecto triboeléctrico (frotar una barra de ámbar contra la piel, electricidad estática) que atrae pequeños objetos con el material cargado era conocido en culturas antiguas del Mediterráneo.

El término *electricidad* y *eléctrico*, que aparecen por primera vez en la publicación “*Pseudodoxia Epidémica*” de Thomas Browne, proceden de William Gilbert, quien realizó un estudio sobre electricidad y magnetismo y acuñó el término neolatino *electricus*, proveniente de *ἤλεκτρον* [*elektron*], palabra griega para ámbar.

La electricidad llegó a comprenderse bien tras las investigaciones de Ampère, Faraday y Ohm a principios del s. XIX, y la unificación magnetismo – electricidad se plasmó en un único fenómeno electromagnético, descrito

por las **Ecuaciones de Maxwell** (1861- 1865).

La primera aplicación de estos avances es el telégrafo eléctrico de Samuel Morse (1833), que revolucionó las telecomunicaciones.

A finales del siglo XIX con la Segunda Revolución Industrial aparecen ingenieros e inventores históricamente conocidos, como pueden ser Tesla, Westinghouse, Graham Bell o Von Siemens; Sin embargo para el fin de este trabajo, que es el análisis del mercado eléctrico, debemos destacar a **Alva Edison (1847 – 1931)**, que relacionó la investigación científica con el mercado capitalista, consiguiendo aplicar los avances tecnológicos en una actividad industrial.

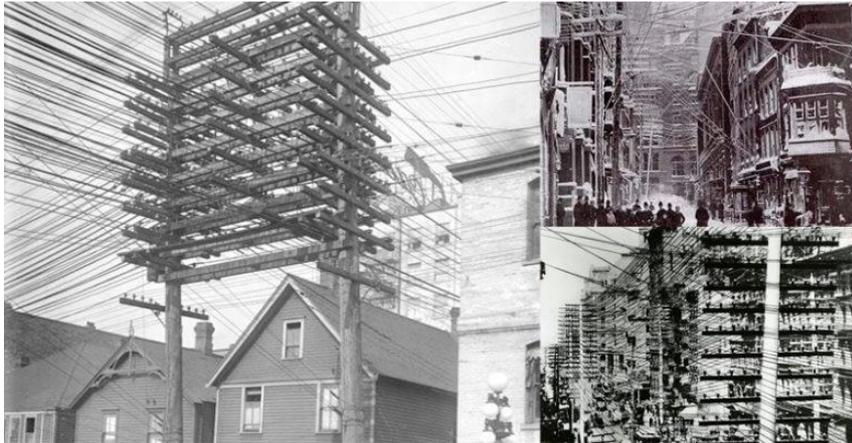


Figura 1. - Redes DC implementadas por Edison [1]

Tras presentar la bombilla en la Exposición Internacional de Electricidad en París, desarrolló en Nueva York la primera gran central eléctrica del mundo.

Edison Illuminating Company construyó varias estaciones de corriente continua para alimentar a la ciudad de Nueva York.

Tiempo después como sabemos el científico **Nikola Tesla** miembro de la empresa fundada por **George Westinghouse** consiguió apartar el uso de corriente continua e implantar la generación y transporte usando corriente alterna, lo que permitía transportarla distancias mucho mayores.

Estos fueron los ingredientes necesarios para empezar a hablar de la comercialización de energía eléctrica a gran escala, pues como podemos suponer Edison comercializaba su energía de manera local; similar a adquirir cualquier servicio directo del comprador y sin competencia, lo que lo hace poco atractivo para estudiar como un mercado eléctrico.

Fue necesaria la llamada “Guerra de las Corrientes”, en la que se debatió cual de los dos tipos de corriente (CA y CC) era más competitiva en el transporte de energía, para implantar el uso generalizado de corriente alterna y desbloquear el problema del transporte a grandes distancias de energía eléctrica.

Es este el inicio de un camino de investigación tanto técnica como económica, dando lugar a los distintos tipos de mercado eléctrico que existen.

1.1.2 Creación del mercado eléctrico

Dada su versatilidad y multitud de variantes, consideramos **mercado eléctrico al mecanismo de compra y venta de la electricidad como bien de consumo**.

Como se ha comentado anteriormente, tratándolo de una manera simplista podríamos afirmar que el primer mercado eléctrico fue el creado por Edison en Nueva York; sin embargo nos interesa analizar la introducción de competencia y eliminación del monopolio, al menos en generación.

Con esto nos referimos a que aunque el mercado sea menos desarrollado que los actuales (que se comentarán posteriormente) en tareas de venta al consumidor, sí que se introduzca un consenso (no necesariamente competitivo) entre generadores.

Esto es, no hay solo un generador. Varios generadores deben cooperar para cubrir la demanda eléctrica de una región determinada.

La primera red nacional fue creada en Reino Unido en 1935, subdividiendo el país en siete áreas (Manchester, Leeds, Newcastle, Birmingham, Bristol, Londres y Glasgow), lo que permitió abaratar el coste de la electricidad [2]

El aspecto fundamental para crear un mercado eléctrico es interconectar varias centrales de generación entre ellas y a su vez con los clientes; esto permite decidir (independientemente del método de selección) cuanta potencia aportará cada generador y retribuirlos por ello.

Si el sistema funciona como islas aisladas (como era el caso inicial con Alba Edison) podemos denominarlo mercado, pues se compra y vende energía, pero no es ni un mercado regulado, ni competitivo, ni ninguna de las variables que hoy en día contemplamos; simplemente es un usuario pagando por un bien que la compañía generadora decidirá si puede o no entregar y a qué precio lo hace.

En este aspecto podemos confirmar que los primeros mercados de energía eran regulados (como el caso Español hasta 1997) ; en ellos el gobierno establecía el precio de la electricidad y remuneraba los costes de generación, transporte y distribución a una serie de compañías que abastecían sin competir entre ellas.

1.1.3 Tipos de mercado de energía eléctrica actuales

Actualmente hay numerosas variantes de mercado eléctrico, cada país cuenta con un modelo “general” enriquecido con diferentes características propias de su tipo de mercado y sistema eléctrico.

En este aspecto se comentarán las tipologías generales de mercado según su regulación, para tener una buena base sobre la que comentar el mercado español.

El mercado eléctrico puede regularse siguiendo dos paradigmas.

- En primer lugar, los **mercados centralizados**. Estos se basan en un modelo de monopolio, en el cual las empresas son integradas verticalmente.

Esto quiere decir que una sola empresa cubre todos los aspectos del mercado eléctrico, desde la generación al transporte y la comercialización.

Estos mercados se basan en unas **tarifas de precios** fijos cobradas al usuario final. Todas las inversiones realizadas en la red se retribuyen a las empresas encargadas a través de esas tarifas.

Esto significa que el usuario final será el responsable de pagar las inversiones en nuevas infraestructuras, incluso cuando sean inversiones erróneas.

Sus puntos fuertes son básicamente la estabilidad regulatoria, la garantía de recuperar la inversión por parte de la empresa eléctrica y la capacidad de incorporar “obligaciones sociales” a las tarifas.

Esto significa que el gobierno puede introducir costes extras en las tarifas del consumidor para hacer frente a programas de ayuda u otros gastos ajenos a la generación eléctrica (p. ej pagar un bono social), lo que puede verse como un punto fuerte a nivel social pero débil al permitir cobrar elementos externos al bien que se está vendiendo a los clientes.

A su vez uno de sus puntos flacos es que el consumidor absorbe el riesgo ante una inversión errónea.

- En segundo lugar, los **mercados competitivos**. Estos se basan en libertad de inversión y operación, introduciendo competencia en distintas fases de la generación eléctrica. La ley de oferta – demanda fija los precios y las cantidades de energía competitivos.

Los riesgos no son asumidos por el usuario final, sino por el inversor, que puede arriesgar su dinero para lograr el máximo beneficio.

En este tipo de mercados los consumidores tienen el poder de elegir a quién comprar su energía, en ausencia de tarifas fijas.

Puede existir aun así regulación por parte del gobierno por ejemplo en las decisiones de inversión, en las obligaciones de vender y comprar etc.

Esta regulación tiene el objetivo de proteger a vendedores y compradores en el proceso de compraventa y las diversas inversiones de capital en recurso energético.

Este nuevo modelo surge porque es posible competir en el mercado de la generación al mejorar las interconexiones y es posible competir en el mercado de la comercialización gracias a las mejoras en las comunicaciones y las medidas de los puntos de consumo.

Los cuatro componentes fundamentales del mercado eléctrico son los siguientes:

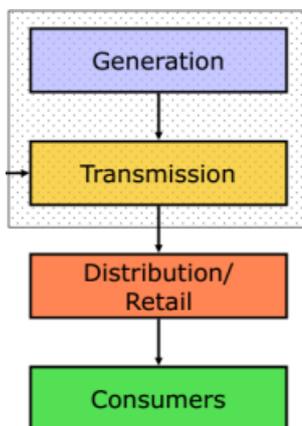


Figura 2. – Esquema de componentes de la red eléctrica

En un **mercado centralizado** las empresas son verticales. Esto es que la misma empresa cuenta con generación, transporte, distribución y comercialización.

Es la empresa de la zona la que impone el precio en todos los aspectos, supervisado por el gobierno para no incurrir en delitos de fraude por monopolio.

Los modelos de **mercado competitivo** no introducen competencia en todas las fases de generación y transporte de la energía, y varían según el mercado del que se hable.

- **Mercados con competencia en la generación:** Los usuarios finales compran una cantidad de energía por horas. Las centrales de generación hacen sus ofertas de venta de energía, y se casan hasta que lleguen a la cantidad solicitada por los consumidores. Se pagará el precio de la última unidad casada (mercado

marginalista, los que vendían a precios inferiores sacarán beneficio pues se les paga el precio de casación)

- **Mercados con competencia en generación y comercialización:** Además de la competencia en la generación anteriormente comentada, la energía no será obligatoriamente comprada al distribuidor de la zona, sino que los llamados comercializadores irán al mercado a comprar energía que podrán vender de distintas maneras al consumidor final.

Esto da la posibilidad al consumidor de decidir a qué compañía compra la energía pagando que precio, y las comercializadoras deberán luchar por conseguir clientes a los que vender.

Se prohíben las empresas verticales que existían en el mercado centralizado para que no beneficien a las distribuidoras propias con precios inferiores en comercialización.

(Por ejemplo, Endesa distribución es una empresa distinta de Endesa comercializadora)

Como puede observarse no hay competencia en el transporte y la distribución, puesto que las infraestructuras de transporte de la energía ya están construidas y no es competitivo duplicar el sistema de tendido eléctrico para competir en transporte.

1.1.3.1 Tipos de mercado de compra y venta de energía

Dentro del mercado eléctrico competitivo hay distintas formas de comprar y vender la energía eléctrica.

1.- En primer lugar, el llamado mercado Pool:

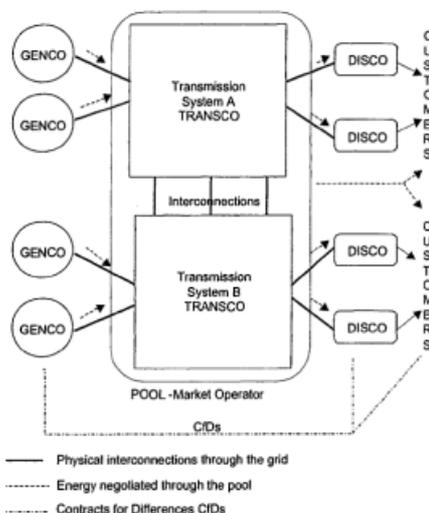


Figura 3. – Esquema de pool de mercado eléctrico competitivo [3]

En él los generadores indican sus ofertas para las horas venideras, aclarando cantidad de energía y precio de venta (ofertas de venta simples)

Pueden indicar otras circunstancias particulares (ofertas de venta compuestas) para la compra/venta de energía que se especificarán en el apartado 1.1.3.2

A este mercado acuden los distintos agentes compradores indicando única y exclusivamente para que hora compran, la cantidad de energía y el precio. (ofertas de compra simples).

Cuando la cantidad solicitada se cubre utilizando las ofertas de venta disponibles se llega a la **casación del mercado**.

Todo vendedor que se encuentre dentro de la casación venderá su energía al precio al que la vendía el último agente casado en el mercado eléctrico.

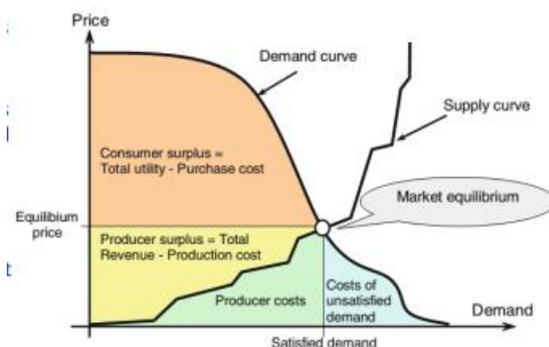


Figura 4. – Casación de mercado competitivo marginalista [3]

El SO debe estar informado de toda la energía que se cierre como vendida para hacer el análisis de viabilidad del transporte de la energía.

2.- En segundo lugar, los contratos por diferencias.

Los agentes (compradores – vendedores) que lleguen a acuerdos de esta índole lo hacen de manera desconocida para el operador de mercado. Acuerdan un precio de contrato de compraventa entre ellos.

Si el mercado cierra a un precio superior al del contrato, el generador devolverá la diferencia al comprador.

En caso contrario si el mercado cierra a un precio inferior el comprador deberá abonarlo al generador.

Ejemplo: Contrato por diferencias a 30€/MWh.

- Si el mercado cierra en 50€/MWh, el comprador estará pagando más que lo que pactó con el vendedor, a su vez el vendedor estará recibiendo más beneficio del que firmó. El contrato por diferencias hace que el vendedor devuelva 20€/MWh al comprador.
- El caso sería inverso si cierra en 15€/MWh. Ahora el comprador deberá abonar 15€/MWh al vendedor para comprar la energía a los 30€/MWh fijados.

3.- En tercer lugar, los contratos bilaterales

Son transacciones de una cantidad de energía cerrada entre un comprador y un vendedor. Se realizan de forma ajena al mercado Pool, pero el SO debe estar informado para contar con esa cantidad de energía circulando por las redes cuando hacen el estudio de viabilidad diario.

4.- Por último, el mercado de servicios auxiliares

Se encargan de la regulación de tensión y de frecuencia y de arreglar los desbalances que haya tras el mercado diario e intradiario, para lo que deben contar con centrales dispuestas a vender energía en cortos plazos de tiempo.

Por ello se cuenta fundamentalmente con tres tipos de reserva:

- Reserva rodante: Basada en la energía de generadores que ya están vertiendo energía a la red pero pueden aportar una mayor potencia si funcionan a mayor intensidad. Pueden poner este margen al

servicio del sistema eléctrico, y se utiliza para regulaciones de tensión y frecuencia muy rápidas.

- Reserva complementaria: Se centra en las centrales de generación que no entraron al mercado y por tanto no están funcionando, pero basan sus ingresos (o parte de ellos) en su velocidad de arranque. Los generadores que arrancan muy rápido pueden aportar potencia cuando se les solicite, funcionando como reserva.
- Reserva de reemplazo: Centrales con tiempos de arranque algo más lentos. Se utilizan para reemplazar el esfuerzo realizado por generadores en reserva rodante o complementaria cuando el problema que están solucionando se alarga en el tiempo.

Según su naturaleza los generadores pueden presentarse al mercado de servicios auxiliares para vender su potencia en alguna de estas acciones.

1.1.3.2 Tipos de oferta al mercado eléctrico

Como se ha comentado en el apartado anterior existen diversos tipos de oferta de compra y venta de energía en el mercado dependiendo de las características del agente que la realice. Según las características de la central de generación vendedora o del método de compra del agente comercializador deberá adecuar su estrategia a los modelos que se facilitan en los distintos mercados eléctricos europeos:

- **Ofertas simples:** Realizada tanto por compradores como vendedores. Se indica la cantidad de energía, el precio de compra/venta y la hora del día para la que se solicita. Estas ofertas pueden ser por tramos o lineales

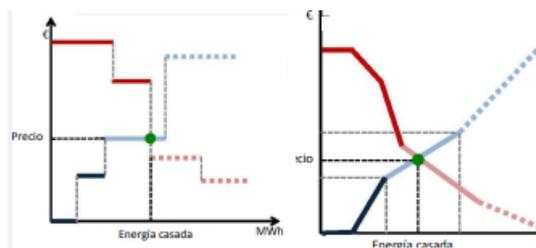


Figura 5. – Tipos de oferta al mercado competitivo [3]

- **Ofertas de bloques:** involucran varias horas del día, al menos dos; se indica energía para cada hora y precio mínimo de aceptación. (Por ejemplo 35 MWh para la hora 1, 50 MWh para la hora 2. precio mínimo 80€/MWh por comprarlo todo. Si en una hora se casa a 120€/MWh y en la otra 25€/MWh, la media no da 80. El generador retiraría su oferta)

Pueden ser bloques fijos (la misma energía varias horas), variables (distinta energía para cada hora), "linked block" (la venta de un bloque está sujeto a la venta de otro, como si fuesen una familia), "flexible hourly block" (se fija energía y precio, pero solo dura una hora. Es flexible porque puede casarse en cualquiera de las 24 horas y el generador lo aceptará)

Tipo de orden	EPEX SPOT (Alemania, Francia, Austria, Suiza)	Nord Pool Spot (Noruega, Suecia, Dinamarca, Finlandia)	N2EX (Reino Unido)	OMIE (España, Portugal)
Simple (horaria)	Sí	Sí	Sí	Sí
Regular Block	Sí	Sí	Sí	Sí
Linked Block	Sí (reciente)	Sí	Sí	No
Profile Block	No	No	Sí (reciente)	No
Flexible Block	No	Sí (reciente)	Sí (reciente)	No
Exclusive Block	Sí (reciente)	No	Sí (reciente)	No
Ingresos mínimos	No	No	No	Sí
Parada programada	No	No	No	Sí
Rampas	No	No	No	Sí

Tabla 1. – Tipos de oferta al mercado por países

1.2 El mercado eléctrico ibérico

El mercado eléctrico ibérico es el sistema de compra – venta de unidades de energía eléctrica para el sistema de redes eléctricas y sus consumidores en España y Portugal.

Se basa en un sistema competitivo, denominado “mercado de precios marginalistas” cuyo funcionamiento detallado se explicará a continuación.

OMIE es el operador del mercado eléctrico designado para gestionar el mercado diario, intradiario, de reserva y auxiliar.

Dado el carácter de interconexión eléctrica que está tomando la Unión Europea, OMIE participa activamente en el acoplamiento de los mercados mayoristas de electricidad de la UE.

La situación de España con respecto a sus interconexiones es importante para comprender como funciona el mercado eléctrico.

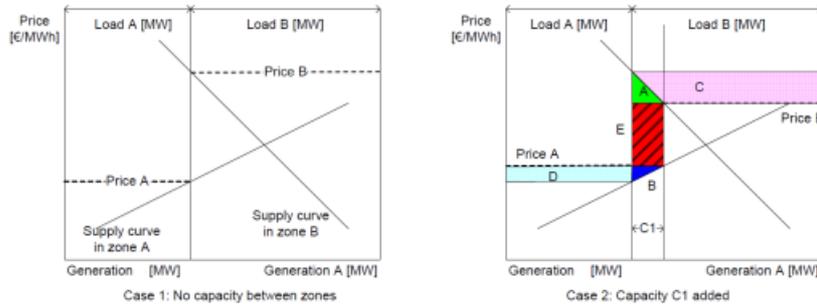


Figura 6. – Interconexiones eléctricas con países limítrofes [4]

Como puede apreciarse a diferencia de otros países de Centro Europa, muy interconectados, España tiene interconexiones básicamente con Francia y Portugal.

Eso hace que nos consideremos una “isla energética”.

Nuestro mercado parte en sintonía con el mercado portugués mientras las interconexiones no se saturan; en el momento en el que se vean saturadas los mercados se desacoplan y cada uno llega a un precio de cierre diferente.



- A: An absolute increase in consumer surplus due to increased transmission capacity*
B: An absolute increase in producer surplus due to increased transmission capacity
C: A transfer from producer surplus to consumer surplus
D: A transfer from consumer surplus to producer surplus
E: Congestion rent

Figura 7. – Representación del beneficio de las interconexiones [3]

En esta figura puede apreciarse la importancia de las interconexiones entre dos zonas.

En la primera figura podemos apreciar una situación sin interconexión entre ambas regiones, lo que causa un precio diferente en la zona A y en la B.

En el momento en el que se añaden interconexiones, el área con precios más baratos vende energía al área con precios más caros. Eso logra un aumento en el beneficio del consumidor en B por estar comprando energía más barata que antes, y un aumento en el beneficio del generador en A por estar vendiendo más energía de la que antes vendían.

Se crea una “**renta de congestión**”, que es una cantidad de dinero pagada de más. Puede entenderse fácilmente con el siguiente ejemplo:

Si en la zona B los consumidores han comprado 1 MW de energía a 80 €, porque es el precio de cierre del mercado, pero en la zona A los generadores están siendo remunerados con el precio de cierre de su mercado, que son 30 € por ese MW, quedan 50 € sin reclamar. Esta es la llamada “renta de congestión”, y entre España y Portugal se sigue la política de distribución a partes iguales, 50% para cada país.

La situación hacia la que se avanza en la Unión Europea, incentivando la construcción de más interconexiones entre países, es la de maximizar el beneficio social de la siguiente manera:

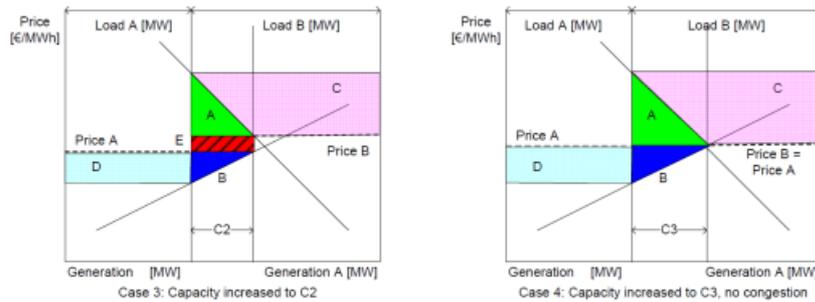


Figura 8. – Aumento del beneficio social al crecer la capacidad de interconexión [3]

Logrando eliminar la renta de congestión y llegar a un precio único en toda la Unión Europea.

1.2.1 Funcionamiento del mercado eléctrico ibérico

El sistema eléctrico español se encuentra regido por dos entidades fundamentales. El Operador de Mercado (OMIE) y el Operador del Sistema (REE).

El operador de mercado se encarga del sistema de ofertas de compra y venta en el mercado diario e intradiario, mientras que el operador del sistema se encarga de asegurar la seguridad y replicabilidad de las operaciones de transporte de energía programadas en el día.

ESQUEMA DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

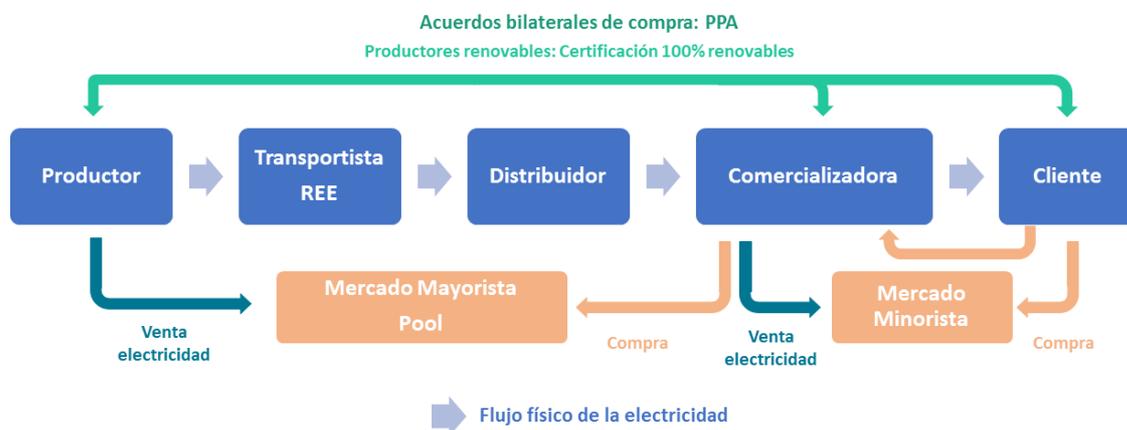


Figura 9. – Esquema del sistema eléctrico español [5]

El mercado eléctrico ibérico sigue un modelo de mercado

- **Competitivo** tanto en generación como en comercialización. Esto significa que los productores de energía deberán competir por vender la potencia producida por sus centrales en un mercado de energía justo y transparente, cuyos resultados podrán ser analizados por cualquier ciudadano. A su vez los clientes finales podrán decidir a quién comprar su energía en el denominado mercado minorista. Llegarán a acuerdos donde adaptarán sus formas de pago al tipo de consumo que realicen.
- **Marginalista**, es decir, el último agente generador de energía que entre al mercado marcará el precio

de la energía a pagar por todos los compradores y a recibir por todos los vendedores. Esto incitará a los inversores a adentrarse en tecnologías novedosas y más baratas, que les reportarán mas beneficios, dejando atrás y expulsando del mercado a las tecnologías más antiguas y costosas.

El entramado de este sistema se estructura en: mercado a plazo, mercado diario, intradiario y de servicio de ajustes del sistema:

- Los **mercados a plazo** son los llamados contratos bilaterales explicados en el *punto 1.1.3.1.- Tipos de mercado de compra y venta de energía*. Estos se acuerdan directamente entre los productores, como se puede apreciar en la figura superior, y las comercializadoras o clientes.
- El mercado diario, que tiene el comportamiento comentado en el *punto 1.1.3.1.- Tipos de mercado de compra y venta de energía*
- Los mercados **intradiarios**, a los que los agentes vendedores pueden acudir para comprar energía que cerraron vender en el mercado diario, si consideran que no serán capaces de producirla.
- **Los mercados de ajuste** se centran en reservas, utilizadas para cubrir el sistema en determinadas situaciones; tanto ante fallas como ante contingencias en tensión y frecuencia.

Todos estos mercados están coordinados e interconectados con los mercados del resto de Europa para intentar armonizarlos, utilizando los principios de interconexión planteados al principio de este apartado. Esta iniciativa de interconexión de mercados se llama PCR (Price Coupling of Regions) y utiliza un algoritmo de casación total de mercados, denominado **Euphemia**.

1.2.2 Agentes del mercado eléctrico

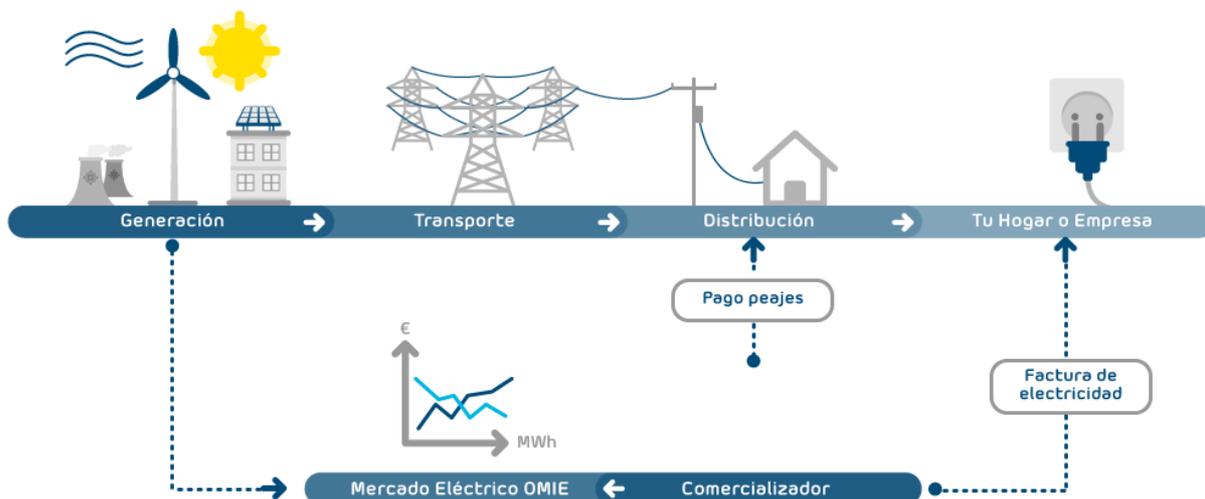


Figura 10. – Esquema del sistema eléctrico español

El mercado eléctrico peninsular tiene la peculiaridad de contar, como se ha comentado, con competencia en todas las fases en las que se puede introducir. (Recordemos que el transporte de electricidad no tiene una competencia lógica).

Es por ello por lo que cuenta con diversos agentes que se encargarán de la compra y venta de energía [6]:

- **Productores de energía eléctrica:** Son los generadores de energía de diversa procedencia y características. Se adaptarán a las distintas **ofertas de venta** (Ver punto 1.2.3 Tipos de oferta al mercado diario) y deberán construir, operar y mantener las instalaciones de producción.

- **Comercializadores:** Venden la energía eléctrica a consumidores finales del sistema, accediendo a la red de distribución. Los comercializadores buscarán captar clientes compitiendo con el resto de agentes de su mismo tipo, buscando comprar energía en el mercado de manera óptima para resultar competitivos.
- **Comercializadores de referencia:** Funcionan como establece la normativa, marcando la referencia para el resto de comercializadores y consumidores
- **Consumidores directos:** Van directamente al mercado, sin pasar por la figura de la comercializadora. Suelen ser grandes consumidores que buscan optimizar su gasto sin pagar gestión de comercializadoras o llegar a tratos especiales con los productores de energía (bilaterales)
- **Representantes:** Actúan por cuenta de un sujeto en el mercado. Es muy frecuente que diversos productores, por ejemplo, de generación fotovoltaica de pequeño tamaño se engloben en un representante que litigará por ellos en los mercados
- **Gestores de carga del sistema:** Son consumidores, pero habilitados para la reventa de energía para servicios de recarga de vehículos eléctricos.

Todos estos agentes ofertarán sus servicios de compraventa siguiendo el principio de ofertas del mercado marginalista, buscando optimizar sus beneficios ofertando o comprando a los precios que consideren oportuno.

Al existir distintos mercados pueden realizar incluso ofertas de venta extremadamente altas (o de compras muy bajas) buscando no casar en el mercado diario, pero tener derecho a acceder al resto de mercados intradiarios y de ajuste.

El método de oferta de cada agente es propio y objeto de un análisis detallado, pero no es ese el objetivo de este trabajo.

1.2.3 Tipos de oferta al mercado diario

El mercado español cuenta con dos tipos de ofertas: simples y complejas. Según la naturaleza del agente que participa en el mercado podrá atenerse a una de ellas y sus variantes. Explicadas con más detalle estas ofertas son:

1.2.3.1 Ofertas simples

Las ofertas simples son en España ofertas de bloque. Se ofrece hasta un máximo de 25 tramos (uno por hora mas uno extra si hay cambio de hora).

Se componen de un precio y una cantidad de energía, pudiendo variar ambos en cada tramo.

Se ordenan de manera creciente en las ofertas de venta y decreciente en las ofertas de compra para formar el mercado eléctrico.

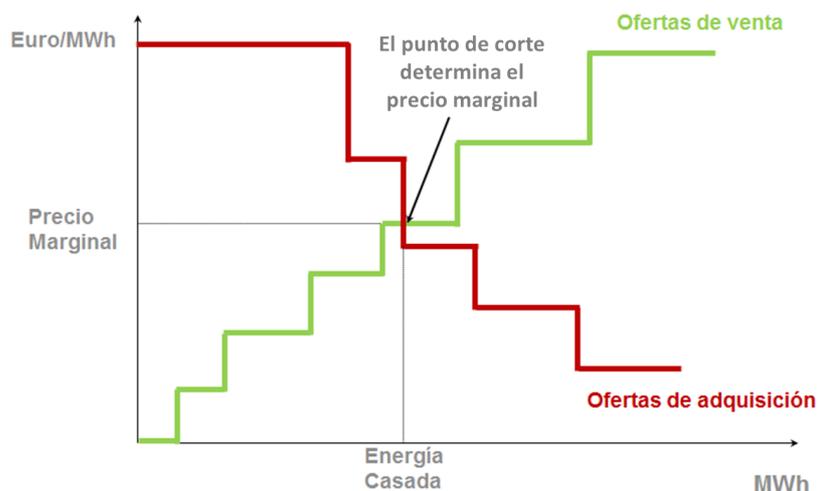


Figura 11. – Bloques de oferta de compra y venta [7]

Es importante recalcar que **los compradores solo pueden realizar ofertas simples**, no añadir ninguna condición adicional a sus bloques de compra.

Por tanto, si entran en el mercado los bloques simples se casarán sin ninguna otra condición que tener un precio inferior al de casación.

1.2.3.2 Ofertas complejas

Los agentes vendedores de energía pueden atenerse a una serie de condiciones extra para vender su energía que no sean solo entrar al mercado por tener un precio inferior al de casación.

Estas condiciones son las siguientes:

- **Condición de indivisibilidad:** Permite “unir” los bloques de horas, de manera que si la oferta resulta casada tiene que ser toda la energía ofertada y no solo un tramo de la misma. Si se usa esta condición no se puede declarar ninguna mas
- **Condición de gradiente de carga:** Entre dos periodos consecutivos solo permitirá una diferencia máxima de energía. Esto se usa en grupos de generación que no tengan una capacidad de adaptación rápida (por ejemplo, el carbón o nuclear)
- **Condición de ingresos mínimos:** Solo casa la energía que ha ofertado para las diversas horas si en total logra llegar a unos ingresos mínimos (sea por casar mucha energía o por casar menos pero a precios superiores). En caso de no llegar a esos ingresos retira toda la oferta.
- **Condición de parada programada:** Si por ingresos mínimos una oferta resulta sin casar, se le permite entrar a mercado en los primeros periodos mientras reduce la potencia de la instalación. Por ello la energía que incorpore al mercado deberá ser decreciente durante estos primeros periodos en los que declare la condición.
-

En el caso de que un agente vendedor case en el mercado una cantidad de energía que posteriormente no pueda ofrecer por cualquier razón (mantenimiento, fallo en la central...) deberá acudir a los mercados de ajustes a comprar, a un precio superior, la energía que aseguró poder suministrar.

2 ANÁLISIS DEL MERCADO ELÉCTRICO GESTIONANDO LOS RECURSOS HIDRÁULICOS DE MANERA CENTRALIZADA

Hay una fuerza motriz más poderosa que el vapor, la electricidad y la energía atómica. La voluntad.

- Albert Einstein -

El sistema de generación de cada país cuenta con una serie de elementos generadores de energía eléctrica basados en distintas tecnologías.

Según la orografía del país, situación política, histórica, posicionamiento estratégico y otros muchos factores la nación contará con una serie de tecnologías más popularizadas y desarrolladas que otras.

Un buen ejemplo de esto es Francia, que debido a su situación en la II Guerra Mundial y a la posibilidad de desabastecimiento debido a su localización tomó un rumbo energético extremadamente pro nuclear.

En el caso de la Península Ibérica cuenta con múltiples recursos para disponer de un mix energético muy variado.

En primer lugar, los recursos renovables son muy buenos en esta zona. La Irradiancia es alta, el viento sopla de una manera continua y controlada en muchas regiones, y cuenta con ríos y mares para controlar la energía hidráulica.

En segundo lugar, contamos con centrales nucleares de base y con ciclos combinados dependientes del gas.

Además, España es pionera en tecnologías como la termosolar y otras tecnologías de carácter renovable.

2.1 Estudio del cierre de mercado actual

2.1.1 Cierre de mercado en distintas épocas y horas del año

Con la introducción planteada anteriormente no es extraño deducir que la época del año en la que nos encontremos propiciará que el cierre de mercado sea producido por una u otra tecnología, y que determinadas tecnologías se encuentren mucho más presentes en unas estaciones y condiciones que en otras.

Gracias a los datos facilitados por OMIE podemos analizar cierres de mercado en diversas épocas del año y conocer en detalle el mix energético que la compone.

OMIE, el Operador de Mercado Ibérico de Electricidad tiene la obligación de hacer públicas las ofertas de compra y venta de energía recibidas, su precio y energía y la casación de todos los mercados (diarios, intradiarios, ajustes), así como otros muchos datos con el objetivo de la transparencia en las transferencias de energía.

Es por ello que podrán tomarse estos datos, plasmarlos en gráficas y alterarlos para comprobar qué sucedería en situaciones especiales.

2.1.1.1 Mix energético en invierno

En la gráfica que se analiza a continuación se puede observar un comportamiento acorde a las necesidades sociales según la época invernal del año.

Se aprecian dos puntas de consumo principalmente:

- La primera se produce en el meridiano del día, momento en el que la jornada laboral se encuentra en pleno apogeo; las casas tienen vida, se está cocinando en ellas y se necesita atemperarlas.
- La segunda se produce en las últimas horas del día. Esta se debe al uso de calefacciones en invierno, cuando las temperaturas empiezan a caer.

Se muestran por capas las tecnologías utilizadas, diferenciadas por un código de colores.

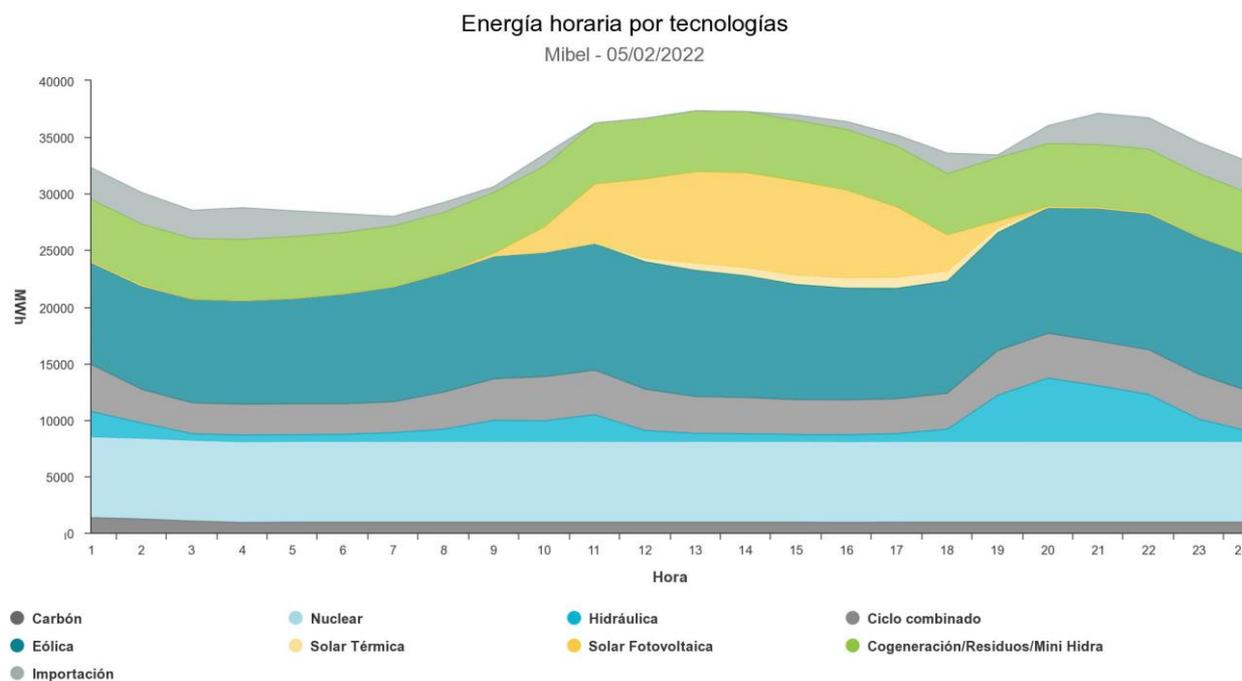


Figura 12. – Energía horaria por tecnologías día 5/02/2022

Analizando las tecnologías utilizadas podemos apreciar diversos factores:

- **La energía nuclear** tiene un funcionamiento constante, pues son centrales de base con un rendimiento muy alto y costosas de parar. Por ello se intuye que ofertarán al mercado a precios nulos, pues necesitan entrar al mix energético y verter su energía a la red.
- **La energía hidráulica** dependerá de su disponibilidad en embalses. En este caso estamos basándonos en el año 2022, año de sequía, por lo que su aparición es inferior a otros años.

Por otro lado, es importante recalcar su punta de uso en las horas en las que el sol desaparece, es decir, en la llamada “curva de pato” de la generación fotovoltaica. Esto responde a una regulación actual, que enuncia lo siguiente:

“BOE-A-2021-8447: A objeto de cumplir los objetivos en materia de energías renovables establecidos en esta ley, las nuevas concesiones que se otorguen, de acuerdo con lo establecido en la legislación de aguas sobre el dominio público hidráulico para la generación de energía eléctrica, tendrán como prioridad el apoyo a la integración de las tecnologías renovables en el sistema eléctrico”

obligando a la hidráulica, al ser renovable regulable, a amortiguar la caída de generación fotovoltaica en la hora de puesta de sol, evitando así aumentos muy marcados en el precio de la electricidad.

- **La generación eólica** dependerá de la disponibilidad de recurso eólico básicamente. Si existe viento entrarán al mix, pues ofertan más barato que otras tecnologías. Esta depende poco de la época del año, pues en determinadas zonas del territorio ibérico el recurso eólico es muy constante durante todo el año.
- **El ciclo combinado (CCTT)** funcionará como central de punta, es decir, cubrirá las puntas de demanda que no puedan ser cubiertas por el resto de las tecnologías, gracias a su velocidad de puesta en marcha y la versatilidad que posee a la hora de regular potencia generada.

2.1.1.2 Mix energético en verano

En verano sin embargo apreciamos principalmente una punta de consumo hacia el medio día; puede deducirse que esta se debe al aumento de las temperaturas en ese periodo, y por ende el accionamiento de aparatos de refrigeración en hogares, empresas, industrias.

Haciendo uso del mismo tipo de gráfica que analizábamos en invierno:

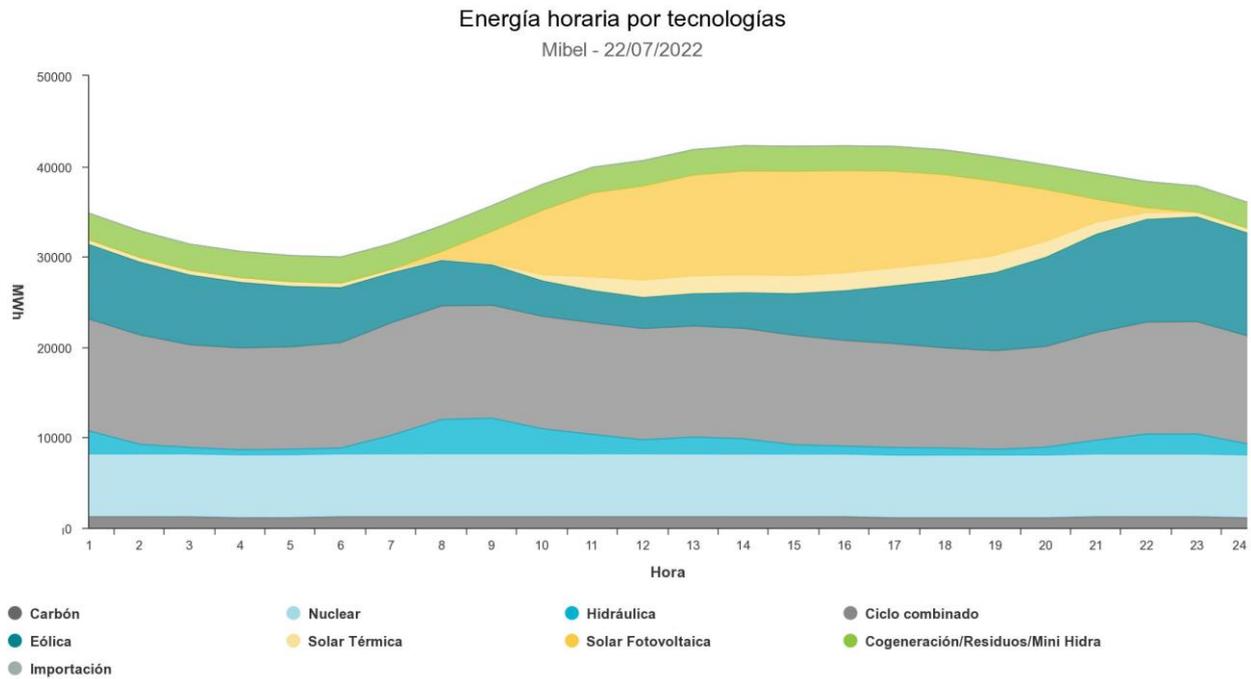


Figura 13. – Energía horaria por tecnologías día 22/07/2022

Analizando pausadamente las tecnologías principales tenemos:

- Generalizando podemos afirmar que en cualquier día de la época estival la **generación fotovoltaica y termosolar** tendrán una penetración mayor en el mix energético que en temporadas de invierno.
- **La generación hidráulica** tiene una penetración aún menor si cabe al invierno analizado. Si 2022 es un año seco, en verano la sequía se acentúa.
Además, cuando la disponibilidad del recurso hídrico es poca, se prioriza su disponibilidad para el uso humano (regadío, consumo, control de incendios...)
- **El ciclo combinado** mantiene un comportamiento similar al invierno. Cubre las puntas u horas en las que el resto de las tecnologías no son capaces de satisfacer la demanda eléctrica.
- No merece la pena analizar de manera especial la **generación eólica**, pues depende más del día que de la estación en la que nos encontremos.

Podemos resumir por tanto en esta tabla el uso de diversas tecnologías utilizando dos días como ejemplo de la época estival y de la invernal, dejando constancia de las variaciones comentadas.

TECNOLOGÍA	VERANO (22/07/22)		INVIERNO	
	7:00 AM	15:00 PM	7:00 AM	15:00 PM
Carbón	1.254 MWh	1.254 MWh	953 MWh	953 MWh
Nuclear	6.898 MWh	6.877 MWh	7.104 MWh	7.103 MWh
Hidráulica	2.098 MWh	1.067 MWh	803 MWh	634 MWh
CCTT	12.430 MWh	12.096 MWh	2718 MWh	3.073 MWh
Eólica	6.189 MWh	4.903 MWh	10.183 MWh	10.216 MWh
Solar Térmica	331 MWh	1.966 MWh	14.5 MWh	798 MWh
Solar fotovoltaica	31 MWh	12.726.8 MWh	5.2 MWh	8.347 MWh
Cogeneración	3.674 MWh	3.558.4 MWh	5.376 MWh	5.357 MWh
TOTAL	32.903 MWh	44.447 MWh	27.156 MWh	36.481 MWh

Tabla 2. – Energía por tecnología en época estival e invernal

Donde podemos apreciar que efectivamente la nuclear se mantiene bastante constante (tecnología de base), la hidráulica se utiliza para aplanar la desaparición solar, el ciclo combinado se utiliza en puntas de consumo (en verano la punta es superior a las 7 y las 15 que en invierno), la eólica funciona por norma general con un mayor rendimiento en invierno, las tecnologías relacionadas con el sol al contrario desempeñan una mejor labor en épocas de verano.

2.1.2 Análisis tecnológico de los cierres de mercado

Aunque la presencia de las diversas tecnologías varíe según la época, temperatura, zona geográfica y otros muchos factores, cada tecnología tiene un precio marginal de generación de energía eléctrica.

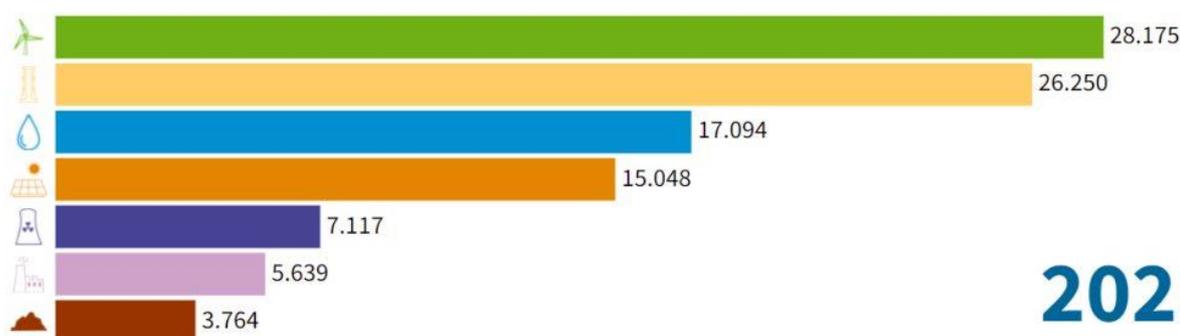
El **coste marginal** es aquel al que una central de generación debe vender su energía para no tener pérdidas económicas ni generar beneficios; es decir: es el precio de venta por el cual la empresa cubrirá sus gastos de generación sin conseguir ningún margen de beneficio.

Como es óbvio las centrales de generación buscarán, por norma general, vender su energía a un precio superior al coste marginal, para así obtener beneficios. No todas lo harán de la misma manera, pues adaptarán su oferta al mercado según la capacidad de generación de su central (o centrales), la velocidad de variación de esta generación, la disponibilidad del recurso que utilizan... entre otros factores.

Evolución de la potencia instalada en España

2006-2021 | MW

■ Hidráulica ■ Nuclear ■ Carbón ■ Ciclo combinado ■ Eólica ■ Cogeneración ■ Solar fotovoltaica



2021

Figura 14. – Potencia instalada en España en 2021 [8]

Por norma general las principales tecnologías que conforman el mix energético, que podemos observar en la tabla superior, ofertan de la siguiente manera:

- **La generación nuclear** oferta a precios muy bajos o nulos; esto se debe a que son centrales de base, es decir, con un comportamiento prácticamente ininterrumpido dado que sus paradas y puestas en marcha son lentas y muy costosas.

Como deben asegurar su entrada al mercado porque están obligados a verter su energía en la red (dado que no pueden parar), entran siempre en el mix de generación y nunca fijan el precio de corte.

- **La generación eólica** depende, como la mayoría de las centrales de origen renovable, del recurso natural que utilicen; en este caso es el viento.

Además, cabe destacar que las centrales de generación renovable tienen un coste marginal muy inferior a las de gas y carbón, permitiéndoles obtener beneficio ofertando a precios inferiores.

Este es, como se ha comentado anteriormente, el principio de funcionamiento del mercado marginalista; expulsar poco a poco a las tecnologías más antiguas (y por tanto más costosas) en favor de las novedosas.

Por tanto, ofertarán a precios bajos, aunque no nulos, siempre que dispongan del recurso eólico.

Como las ofertas al mercado diario se realizan el día anterior, este tipo de central intentará adelantarse a lo que van a generar según datos históricos y estudios de vientos en la zona para el próximo día. Esta tarea es importante, ya que la energía casada al cierre de mercado debe ser satisfecha por la empresa; si no son capaces de generarla deberán acudir a los mercados de ajuste y comprarlas a precios superiores, causando pérdidas al negocio.

- **La generación fotovoltaica** tiene un principio de funcionamiento en el mercado eléctrico muy similar al comentado en el caso de la eólica, al ser renovable y depender del recurso solar; Sin embargo, es algo más predecible que la anterior, pues la irradiación es una variable más constante que la velocidad del viento.

Ofertan de una manera similar económicamente hablando, pero con su capacidad concentrada en las horas del día en las que hay sol.

- **Las centrales térmicas de carbón** están sufriendo la desaparición propia del mercado marginalista. Son un recurso no renovable al que se han impuesto muchas restricciones por emisiones de CO₂, lo que hace su utilización cada vez menos viable.

Al ser no renovable el recurso es administrable, de manera que pueden funcionar las horas y a la potencia que decidan.

En países aún en vías de desarrollo este tipo de soluciones de generación son aún ampliamente utilizadas.

Con la situación de incertidumbre que se está viviendo energéticamente en el año 2022, debida principalmente a la guerra de Ucrania, varios países han puesto en pausa el proceso de descarbonización, ya que aumentaría la dependencia del gas, recurso problemático por su situación estratégica en la guerra.

- **Las centrales de ciclo combinado** disponen de un recurso con muy buenas características: Su velocidad de puesta en marcha es muy rápida, pues son motores que solo deben ser arrancados.

Su tamaño es pequeño, no necesitan de mucho espacio para generar potencia en comparación con otras

tecnologías.

El recurso es gestionable, pues al no ser renovable se puede acceder a él de manera continua (situación que está empezando a cambiar).

Todas estas características hacen del ciclo combinado una buena central de regulación o punta, ya que pueden suplir las puntas de consumo de manera rápida y eficaz.

Su velocidad de conexión y desconexión de la red, y la no dependencia del ciclo combinado a tener que verter a la red (como le pasa al resto de tecnologías, como la nuclear o la renovable sin almacenamiento) les permite controlar el precio de una manera más libre.

Hasta ahora el ciclo combinado ha funcionado a un precio bastante asequible, dada la facilidad de avituallamiento de gas y su bajo precio.

Sin embargo, en el último año se ha producido un encarecimiento progresivo del mismo, llevando a los gobiernos a tomar diversas medidas.



Figura 15. – Evolución temporal del precio del gas licuado [9]

Este es el caso de la Península Ibérica, que ha decidido de manera conjunta topar el precio del gas a un máximo temporal, hasta conseguir equilibrar la situación económica derivada de la crisis militar y otros factores.

Este “tope” consiste en evitar que se comercialice la energía eléctrica derivada de la generación utilizando plantas de CCTT a más de un precio determinado, incurriendo incluso en pérdidas para el generador (por ejemplo la central de ciclo combinado compra el gas a un valor aproximado de 100 €/MWh pero no se le permite tras convertir el recurso en energía eléctrica venderlo a más de 70 €/MWh).

Para suplir esta pérdida y compensar a las centrales de ciclo combinado el cliente final retribuye pagando en la factura de la luz un porcentaje superior al anterior.

En conclusión, sus características permiten que, por norma general, sea el ciclo combinado el último en entrar al mercado diario, y por tanto fije el precio de la energía en la mayoría de los casos.

- **La generación hidráulica** puede ser de varios tipos. Básicamente distinguiremos entre bombeo, agua fluyente y embalsada.

La división no es tan simple, pues centrales de agua embalsada pueden contener bombeo también; sin embargo para comprender su funcionamiento trataremos básicamente estas.

Esto se explicará con más detalle en el punto 2.1.3 .- *Funcionamiento de la hidráulica dentro del mercado.*

Con el fin de entender su funcionamiento dentro del mercado, la tecnología más llamativa es la de agua embalsada y el bombeo.

Las centrales de **agua embalsada** son centrales renovables (pues utilizan el agua, un recurso renovable y público) para generar energía. Su capacidad de almacenamiento de agua los convierte en la generación más parecida al ciclo combinado, pues pueden generar de una manera rápida y actuar ante variaciones de potencia de una manera muy efectiva.

Esto las diferencia del resto de renovables, que como hemos visto dependen de la disponibilidad **momentánea** del recurso.

Es innegable que las centrales hídricas dependen de la disponibilidad del agua, pero a efectos de mercado y fijación de precios pueden jugar con generar cuando les conviene.

Las centrales de **bombeo** tienen un comportamiento similar. Bombearán el agua hacia el embalse aguas arriba cuando la energía necesaria para ello sea barata (horas valle, nocturnas) y la turbinarán cuando nos encontremos en horas de alto consumo (y por tanto precios más altos).

Las centrales de bombeo son los centros de almacenamiento de energía más grandes y de mayor rendimiento que existen.

Curiosamente, y como se explicará a continuación de manera pausada, la generación hidráulica suele ofertar al mismo precio que el ciclo combinado, cerrando el mercado en numerosas ocasiones.

Esto choca con su coste marginal, que es muy inferior al precio al que ofertan.

1.8 Tecnologías que marcan precio en el mercado diario

En España

Tecnologías que marcan el precio marginal en el mercado diario incluyendo ofertas complejas.

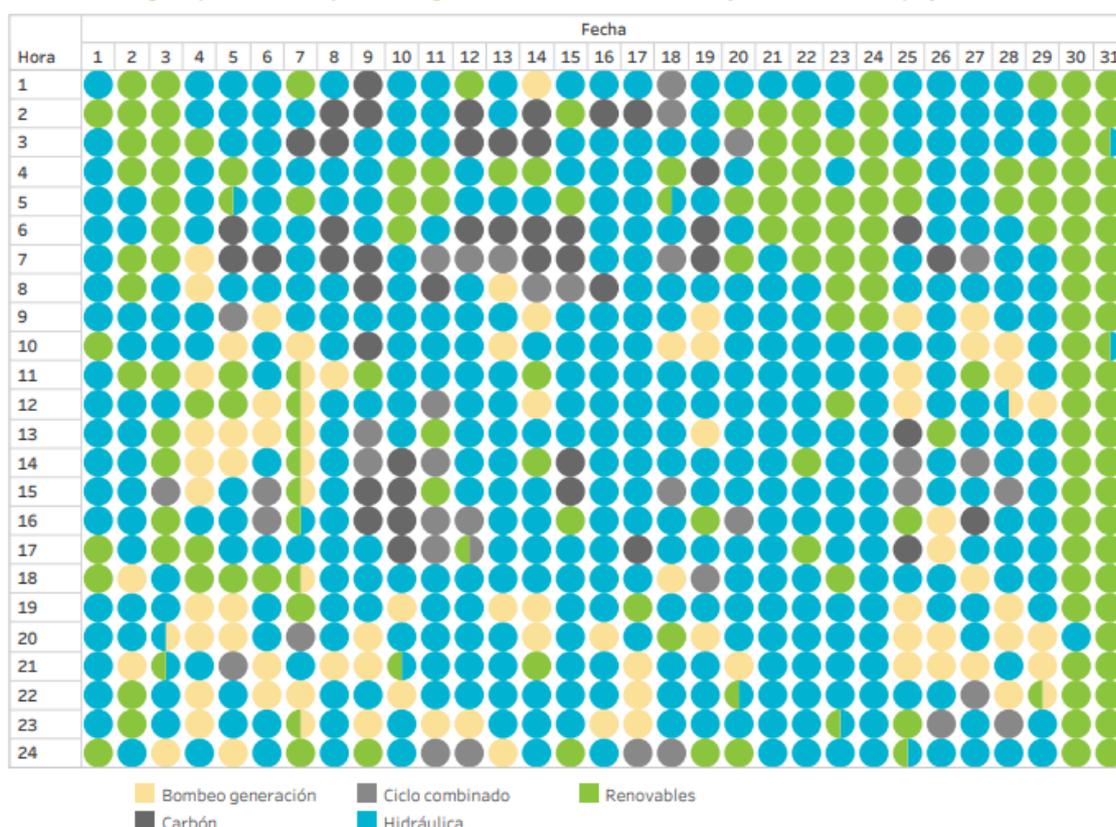


Figura 16. – Cierre de mercado por hora según la última tecnología

En esta tabla facilitada por OMIE se puede apreciar claramente lo que se comentaba anteriormente.

Cuando el cierre de mercado se produce con tecnologías renovables, de color verde, implica un precio de cierre inferior a la media.

Esto se debe a que, como se ha comentado, el precio de oferta al mercado de las tecnologías renovables es inferior al de otras tecnologías.

En estas horas las condiciones solares y de viento han sido muy propicias y el consumo no muy elevado, para poder ser cubierto con estas tecnologías.

Sin embargo, en la mayoría de los casos el cierre no se produce de esta forma. Con el paso del tiempo las tecnologías renovables tienen una inmersión mayor en el mercado eléctrico, al instalarse mucha más potencia disponible de las mismas; se intenta avanzar hacia un modelo de mix energético en el que las renovables puedan cerrar el mercado en muchas ocasiones.

Como puede apreciarse sin embargo, el ciclo combinado cierra el mercado en muchos menos casos de los que cabría esperar, ya que según el precio de las materias primas utilizadas para generar la energía el ciclo combinado debería ser la tecnología más cara siempre.

¿A qué se debe esto?

A que la **generación hidráulica** está ofertando a precios similares a los del ciclo combinado, aún siendo un recurso renovable de uso público.

El cierre de mercado se está realizando por parte de una tecnología hidráulica aproximadamente en el 73% de las horas analizadas durante un mes.

2.1.3 Funcionamiento de la hidráulica dentro del mercado

Existen básicamente tres tipos de centrales hidráulicas, con funcionamientos diferentes. Estas son:

- **Centrales de agua fluyente:** Generan energía al paso de una corriente de agua por una serie de turbinas colocadas en el cauce de un río.

Al no tener un poder regulatorio de la potencia que generan (no pueden almacenar agua) su participación en los mercados será similar a la participación de las energías renovables; esto es, venden a un coste asequible puesto que la energía que no consigan casar será pérdida.

- **Centrales de agua embalsada:** Cuentan con embalses donde almacenan el agua; si bien dependen de la disponibilidad del recurso hidráulico, pueden vender en el mercado a las horas y los precios más convenientes. Son estas centrales las susceptibles de ser controladas en este proyecto. Estas son las que marcan los precios de la energía, funcionando como centrales de punta.
- **Centrales de bombeo:** Cuentan con dos embalses, uno aguas arriba y otro aguas abajo. En las horas en las que hay poca demanda, y por tanto los precios son más baratos, compran energía al mercado para bombear el agua hacia el embalse superior.

En las horas en las que la demanda es alta, turbinan esta agua generando energía que venden y consiguiendo con ello beneficio.

¿Por qué la generación hidráulica está fijando el precio de la energía en más del 50% de las horas?

Según OCU (Organización de Consumidores y Usuarios) el coste marginal de este tipo de tecnología es inapreciable, ya que se trata de instalaciones en muchos casos ya amortizadas y que operan con un recurso público, el hídrico.

La explicación por parte de los organismos y empresas que cuentan con centrales de generación hidráulica es que cuentan con un recurso de capacidad limitada y con su forma de ofertar maximizan el beneficio social.

Dicen maximizar el beneficio debido a que, al fijar el importe de su energía calculando los precios del ciclo combinado, pueden expulsar centrales de generación de gas que venderían a un precio mayor.

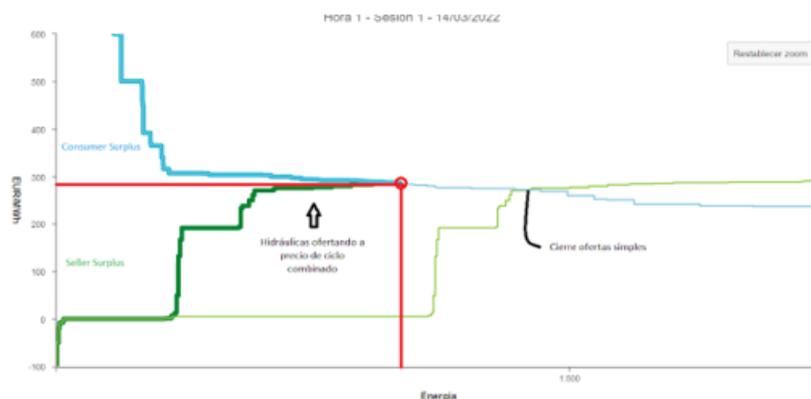


Figura 17. – Cierre de mercado marginalista. Ofertas simples y complejas [10]

En la gráfica se observa el corte de las ofertas compuestas (verde oscuro con azul oscuro). En este caso tras la subida ocasionada por los precios del ciclo combinado vemos una recta prácticamente horizontal (verde) hasta el cruce con la curva de demanda (azul).

Esto se corresponde a las centrales de generación hidráulica, calculando precios similares a los del ciclo combinado y fijando el precio.

El razonamiento puede tener lógica, pero si se comprende cómo funciona el mercado marginalista llegar a la conclusión de que esta idea carece de sentido es fácil.

Si el ciclo combinado cierra el mercado a 215 \$/MWh en esta situación, **no es necesario ofertar a 213 \$/MWh para expulsarlo del mismo. La energía que la hidráulica tenga disponible puede venderse a 0 \$/MWh y su efecto sería el mismo: Mover hacia la derecha la curva de oferta, abaratando el coste de corte.**

La solución puede pasar por tanto por eliminar del mercado competitivo a la tecnología de generación hidráulica, y casar su potencia disponible cada hora al margen del mercado marginalista. En este mercado el precio lo seguiría fijando el ciclo combinado, pero la venta de generación hidráulica a un precio inferior hará que la media a pagar por el cliente final sea inferior.

Actualmente la hidráulica funciona con un modelo de oferta al mercado denominado “**Flexible Hourly Blocks**” en determinados mercados como el de Reino Unido, Noruega, Suecia, Dinamarca, Finlandia.

Un bloque de oferta Flexible Hourly Block fija un precio mínimo de aceptación y un volumen de energía fijo de venta. Solo dura una hora, pero esta no se especifica, por lo que es el propio algoritmo de *Euphemia* el que la coloca en la hora en la que maximice el bienestar social.

Por su funcionamiento este tipo de ofertas debe ser utilizado por tecnologías que tengan flexibilidad en cuanto a su puesta en marcha y su parada.



Figura 18. – Esquema de flexible hourly block

¿Y para qué se está utilizando actualmente la generación hidráulica en el mercado ibérico?

Según el BOE-A-2021-8447, “*Artículo 7. Generación eléctrica en dominio público hidráulico*

A objeto de cumplir los objetivos en materia de energías renovables establecidos en esta ley, las nuevas concesiones que se otorguen, de acuerdo con lo establecido en la legislación de aguas sobre el dominio público hidráulico para la generación de energía eléctrica, tendrán como prioridad el apoyo a la integración de las tecnologías renovables en el sistema eléctrico”.

Esto significa que como son capaces de variar su generación, se utilizará su capacidad disponible para equilibrar las horas del día en los que la demanda de energía renovable se vea reducida notablemente.

Un buen ejemplo del caso en el que deben entrar a funcionar es la llamada “Curva de pato” de la fotovoltaica.

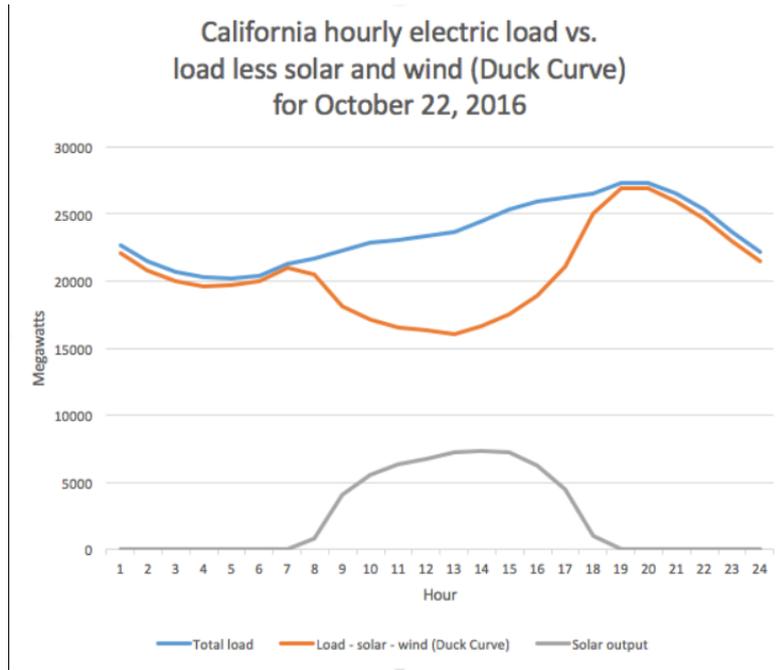


Figura 19. – “Curva de pato” desajuste entre la carga y la generación por la desaparición repentina del Sol

Se denomina curva de pato a la situación en la que la desaparición repentina de una fuente renovable (principalmente solar) a una hora determinada reduce mucho la generación de fuentes renovable en esas horas.

Es necesario respaldar con fuentes de respuesta rápida (ciclo combinado e hidráulica) esta reducción de potencia, para poder seguir abasteciendo al consumo.

En la gráfica puede observarse en color azul la demanda de energía eléctrica (ascendente hacia las horas del día en que la población vuelve a casa y hace uso de aparatos eléctricos).

En gris podemos ver el tipo de curva de generación fotovoltaica, presente obviamente en las horas de Sol.

Por último, en rojo el esfuerzo que deben hacer determinadas tecnologías regulables a las 19:00 de la tarde para suplir la demanda de la población.

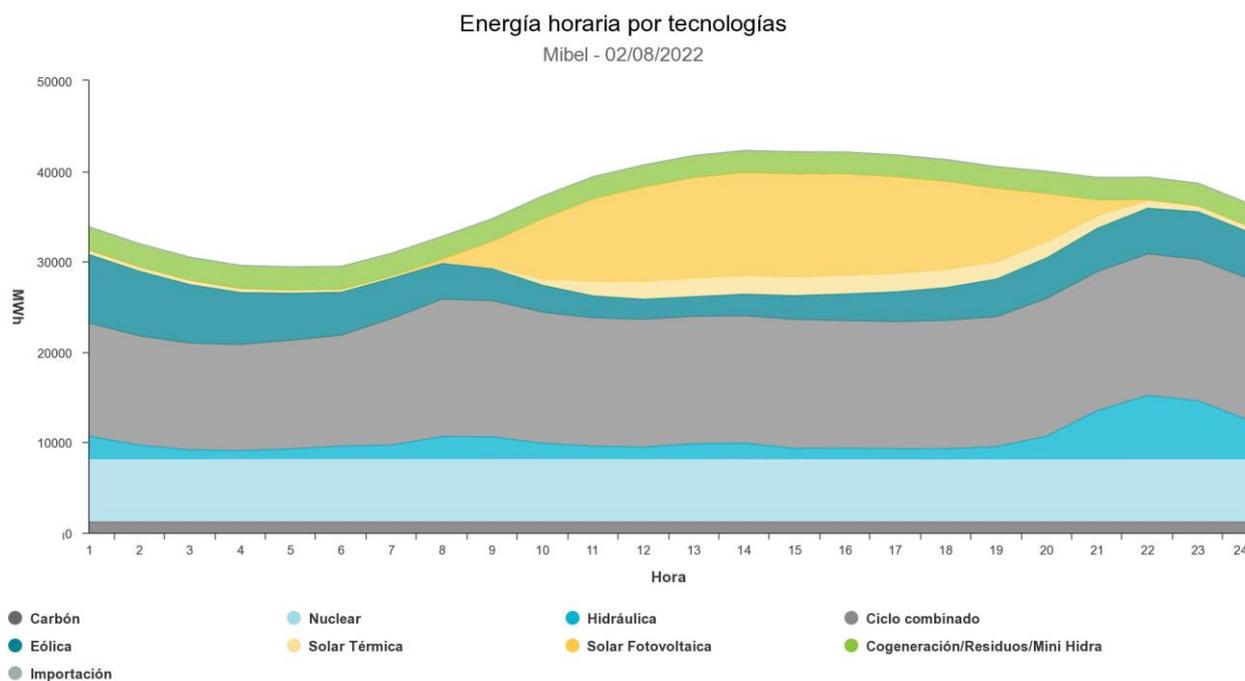


Figura 20. – Curva de generación diaria por tecnologías [10]

En esta tabla facilitada por OMIE puede apreciarse como en el momento en el que la generación fotovoltaica desaparece de manera casi instantánea, la tecnología hidráulica aumenta su generación.

Si cotejamos esto con los datos del día que estamos analizando, podemos apreciar fácilmente utilizando una herramienta como Python que por horas el uso del recurso hidráulico es el siguiente:



Figura 21. – Uso del recurso hidráulico por horas

Respalda por tanto la casación del mercado diario de OMIE en que el uso de la hidráulica se está focalizando en las horas del día en las que no se cuenta con la energía solar; especialmente las horas en las que este

desaparece, dejando un hueco de potencia importante.

En las horas centrales del día (de 12 a 18) podemos apreciar que el uso del recurso derivado del agua es mínimo.

2.2 Desarrollo del modelo en Python

Para demostrar o descartar hipótesis se ha utilizado Python como motor de cálculo.

Haciendo uso de Pydae, una librería que permite el manejo de datos a gran escala, y en especial de los denominados “Dataframes”, que no son más que tablas de gran dimensión con datos, se han analizado diversos datos facilitados por OMIE.

La manera de proceder ha sido la siguiente:

- Se han tomado los datos de la página web de OMIE, en el apartado “OMIE Data” y posteriormente “Resultados del mercado diario”. En este apartado pueden encontrarse los datos relativos al cierre de los mercados de cada día por hora, incluyendo unidad de generación, cantidad ofertada (o comprada), precio de compraventa.
- Por otro lado OMIE facilita, como si se tratase de una matriculación, todos los datos sobre cada unidad de generación, por tanto conociendo el código de entrada al mercado de la unidad se puede conocer que tipo de tecnología genera.
- Los archivos se encuentran en formato csv; esto es “Coma Separated Values”, un método universal de almacenamiento de datos que se basa en detectar la separación de datos a través de una coma.
- Se ha dividido la lista diaria de compradores y vendedores en el mercado en dos dataframes, uno de “compradores” y otro de “vendedores”.
- Se ha subdividido la lista en dataframes por horas, de manera que tenemos 24 tablas de compradores y 24 tablas de vendedores. Una por hora.
- Esto puede hacerse extensivo al tiempo de análisis deseado. Si se utiliza un método durante, por ejemplo, una semana pueden dividirse los dataframes en más tiempo.
- La lista de vendedores ha sido cotejada con la lista de unidades mencionada en el paso 1. Las unidades hidráulicas se eliminarán de cada dataframe (tabla) horaria, consiguiendo una lista de ofertantes sin hidráulica. En este paso hemos sacado a la hidráulica del mercado. Debe ser diferenciable el tipo de unidad de generación hidráulica, para no eliminar fuentes no necesarias.
- Como la energía de esta generación hidráulica debe ser casada en las cantidades en que lo hacía hora a hora, ahora eliminamos a los compradores que ofertaban más dinero al mercado. Con esto eliminamos demanda que iba a ser forzosamente casada, la casamos con la hidráulica fuera de mercado y dejamos el mercado para las unidades que van a competir y los compradores que se acercan más al precio de cierre de mercado.

	Hora	Unidad	Energía	Compra/Venta	Precio	Compra/Venta	SUMATORIO
3108	2	BECOC01		33.4		180.3	33.4
3120	2	COGRM02		11.6		180.3	45.0
3119	2	REPRC01		26.3		180.3	71.3
3118	2	REPEC01		181.1		180.3	252.4
3117	2	COGRC01		9.3		180.3	261.7
...
3650	2	FORTC01		150.0		0.0	57567.6
3649	2	WMARC01		110.9		0.0	57678.5
3648	2	EGCMC01		5158.1		0.0	62836.6
3647	2	EONUC01		1.0		0.0	62837.6
3646	2	MONDEGB		90.0		0.0	62927.6
[991 rows x 5 columns]							
	Hora	Unidad	Energía	Compra/Venta	Precio	Compra/Venta	SUMATORIO
3126	2	ENDPC2		856.7		180.3	856.7
3125	2	HENSC02		17.5		180.3	874.2
3124	2	ELERC02		46.8		180.3	921.0
3123	2	CCPC01		6.7		180.3	927.7
3122	2	CEPSC02		1.4		180.3	929.1
...
3650	2	FORTC01		150.0		0.0	45465.4
3649	2	WMARC01		110.9		0.0	45576.3
3648	2	EGCMC01		5158.1		0.0	50734.4
3647	2	EONUC01		1.0		0.0	50735.4
[936 rows x 5 columns]							

Figura 22. – Dataframe de compras en la hora 2 antes y despues de eliminar la cantidad equivalente a la hidráulica

- Se dibujan las gráficas y se comprueba que los resultados validan la hipótesis.

2.2.1 Programación del método de casación hidráulica 1

(Para más información o análisis del código en detalle consultar Anexo 1)

Este método, explicado con detenimiento en el punto 2.2.2 se ha programado siguiendo el siguiente planteamiento:

- Se ha tomado de la página de OMIE [11] los datos sobre el cierre del mercado eléctrico ibérico en formato .csv
- Los datos han sido convertidos a Excel para poder trabajar con mayor comodidad
- Se ha separado la oferta y demanda en dos dataframes, uno de compra y uno de venta
- A su vez los dataframes de compras y ventas se subdividen en 24 dataframes por cada hora, para hacer la casación horaria del mercado
- Se realiza la casación del mercado entre esa compra y venta, organizando en sentido ascendente las ventas y en sentido descendente las compras (el estilo del mercado marginalista)
- Se realiza una búsqueda en el dataframe de ventas, basado en otro archivo .csv denominado "LISTA_UNIDADES" que contiene toda la información sobre las unidades de generación del país
- Dentro de los dataframes de ventas, aquellos que tengan un precio menor al de casación del mercado actual (las que resultarían casadas) y son elementos de generación hidráulica serán eliminados
- A su vez se elimina una cantidad igual de potencia del dataframe de compra para la hora que

corresponda. Esto se traduce en “eliminar la misma cantidad de compra que de venta hidráulica, así simulamos estarlo casando fuera del mercado”

- Se realiza la nueva casación de mercado
- Por último, se realizan los cálculos pertinentes para calcular el precio final según el precio de venta definido para la generación hidráulica

2.2.2 Programación del método de casación hidráulica 2

(Para más información o análisis del código en detalle consultar Anexo 2)

Este método, explicado con detenimiento en el punto 2.3 se ha programado siguiendo el siguiente planteamiento:

Hasta el punto 7 del apartado anterior el procedimiento es exactamente igual; a partir de este:

- Se toman esas unidades hidráulicas eliminadas en el punto anterior y se unifican en un único dataframe
- Ese es el dataframe de “capacidad hidráulica disponible para las 24 horas”
- Esta capacidad hidráulica se redistribuirá de manera que las horas más caras obtendrán más hidráulica
- Se reintroducen en los dataframes de venta de energía la hidráulica que corresponda a cada hora
- Se realiza la nueva casación de mercado

2.2.3 Programación del horizonte de mercado eléctrico 2030

(Para más información o análisis del código en detalle consultar Anexo 3)

Este método, explicado con detenimiento en el bloque 3 se ha programado siguiendo el siguiente planteamiento:

- Hasta el punto 5 del apartado 2.2.1.1 todo se realiza igual.
- A partir de aquí se subdivide por tecnologías cada dataframe de hora, de manera que por cada hora se obtendrán 8 dataframes distintos (un dataframe de cada tecnología en cada hora).
- Estas tecnologías por hora se redimensionan. Si se calcula un aumento del 20%, se añade una oferta de ese tipo de tecnología del 20% a su precio medio.
- Una vez redimensionada la venta, se aumenta en un 10% las ofertas de compra al mercado
- Se realiza la casación en el nuevo horizonte temporal desarrollado

2.3 Hipótesis de optimización. Control horario centralizado

La primera hipótesis a plantear parte de contar con un control absoluto de la generación hidráulica por parte de un supuesto organismo de regulación de dicha tecnología.

Como se ha comentado anteriormente la problemática a superar es el control de la generación hidráulica sobre un bien renovable como es el agua.

Las centrales de generación hidráulica de agua embalsada tienen la capacidad de generar electricidad cuando les resulte más oportuno en términos económicos, siempre que superen dos inconvenientes:

- **Disponibilidad del agua:** El agua es un bien de primera necesidad, y los embalses deben contar con un porcentaje programado como reserva para el uso humano, regadío y otras actividades en periodos de sequía. Por esto las centrales no pueden generar todo lo que consideren oportuno, sino que deben ceñirse a estas normas.

Esto propiciará que según la época del año la generación hidráulica se encuentre más o menos presente en el mix energético.

- **Entrada en el mercado eléctrico:** Como es lógico para vender su electricidad el otro escollo que deben superar las centrales de generación hidráulica es la de ser casadas en el mercado eléctrico.

Como se ha comentado antes, por su modo de ofertar al mercado podrían verse en el límite y no ser casadas; sin embargo la característica que la diferencia del resto de tecnologías renovables, su capacidad de almacenamiento, hace que oferten usando “Flexible Hourly Blocks” (*Ver 2.1.3 Funcionamiento de la hidráulica dentro del mercado*) eliminando este problema. La generación hidráulica venderá diariamente toda la energía por hora que tengan capacidad de vender por disponibilidad del recurso.

Una vez superados estos inconvenientes las centrales de generación hidráulica se encontrarían vendiendo una energía cuyo coste marginal es de aproximadamente 60\$/MWh en 2022 (precios inferiores incluso en años anteriores, a media de precio de generación hidráulica no solía superar los 55 €/MWh, precio al que cerraba el mercado eléctrico con el coste del gas) a precios mucho mayores, como se ha detallado en apartados anteriores.

Cabe destacar que las hipótesis planteadas en los apartados venideros buscan reducir el precio de cierre del mercado eléctrico; puede discutirse con posterioridad el valor exacto con el que se retribuirá a las centrales de generación hidráulica.

La hipótesis por tanto plantea lo siguiente:

El mercado eléctrico marginalista está desarrollado para ser funcional entre empresas que compiten por vender su energía en el mercado. Como las nuevas tecnologías serán más baratas que las antiguas, atraen inversores, expulsando así de manera natural a las tecnologías menos rentables en un ciclo de competencia idealmente bueno.

Cuando analizamos a la generación hidráulica o nuclear notamos que su pertenencia al mercado eléctrico en competencia no tiene sentido, ya que los inversores **no pueden** invertir en estas tecnologías.

Esto se debe tanto a la moratoria nuclear en el caso de la generación nuclear como a la existencia de zonas de aprovechamiento hidráulico limitados en el caso de la generación hidráulica.

TIPO DE TECNOLOGÍA	POTENCIA INSTALADA POR AÑO			
	2016	2018	2020	2022
Hidráulica	17.050 MW	17.064 MW	17.098 MW	17.094 MW
Nuclear	7.573 MW	7.117 MW	7.117 MW	7.117 MW
Carbón	10.030 MW	10.030 MW	5.733 MW	3.764 MW
Ciclo Combinado	26.636 MW	26.250 MW	26.250 MW	26.250 MW
Eólica	22.971 MW	23.429 MW	27.498 MW	29.477 MW
Solar Fotovoltaica	4.686 MW	4.767 MW	11.682 MW	16.560 MW
Cogeneración	6.021 MW	5.842 MW	5.703 MW	5.638 MW
Total Instalado	104.546 MW	104.091 MW	110.814 MW	115.640 MW

Tabla 3. – Potencia instalada por año de diversas tecnologías

Como puede apreciarse en la tabla superior, según datos facilitados por REE en los últimos años se ha asistido a un incremento de la generación fotovoltaica y eólica (en seis años se ha cuadruplicado la fotovoltaica); sin embargo, la nuclear se mantiene constante, al igual que la hidráulica.

El carbón se ve muy reducido por el cierre de las centrales térmicas convencionales, demostrando no solo que el modelo de mercado marginalista va eliminando las tecnologías más antiguas y caras dando paso a las nuevas y más rentables para el inversor, sino también que, como se ha planteado, **la generación hidráulica no es objeto de inversión, y por tanto no tiene sentido que se encuentre dentro del mercado de competencia.**

Es cierto que podría seguirse la misma reflexión con respecto a las nucleares, pero como ha podido constatarse

en la *Figura 19.- Curva de generación diaria por tecnologías*, la generación nuclear es de base, por lo que ofertan a precios muy reducidos o nulos y entran siempre al mercado; con esto podemos concluir que no juega un papel primario en el cierre de mercado y no se especula con los precios de dicha tecnología.

Por tanto, sería lógico plantear que la potencia generada en ambos casos, sea controlada de manera privada o pública, debiese venderse **aparte** del mercado marginalista, dejando a este solo para las energías que deben competir para cubrir una demanda menor a la real, pues hemos casado lo que generan hidráulica y nuclear antes de ir al mercado; sin embargo, en este trabajo no se incluirá a la generación nuclear en el algoritmo de optimización por dos motivos:

- El funcionamiento del mercado no cambia con su presencia en la parte inferior del mismo. La casación se realizaría a precios muy superiores y menos energía (por quitar nuclear) y luego se descontaría parte de ese precio al venderse ellas aparte a coste prácticamente cero.
- Como se verá en la parte 3 de este proyecto, la generación nuclear tiene los días contados. Su vida útil no supera el año 2040 desde su creación en ninguna de las centrales repartidas por el territorio nacional, y la legislación actual impide instalar nuevas centrales de generación nuclear.

Ambos factores hacen concluir que la introducción de la generación nuclear en estos algoritmos de optimización no tendrá resultados notables y complicarán el mercado.

Se plantea pues casar la energía hidráulica a parte del mercado marginalista, dejando este para las energías que van a competir.

Como el mercado marginalista dicta que se pague a todos los vendedores el precio al que se ha vendido la última unidad de energía en el mercado, la idea es no permitir la entrada en el mercado de las unidades de generación hidráulica. Estas informarán de su potencia disponible por hora, que será automáticamente casada a un precio fijado, y se eliminará esa demanda del mercado.

En este primer análisis haremos algo muy simple. La propuesta se basa en eliminar las ofertas de hidráulica de las ofertas de venta presentadas a OMIE en el mercado diario para cada hora y casarlas aparte.

El precio al que ellos están ofertando su energía desaparecería del mercado de casación, y se verían forzados a vender la misma cantidad de energía que se ha casado para cada hora pero recibiendo como compensación un precio de venta inferior.

Este precio sería calculado de la siguiente manera:

$$\text{Precio venta hidráulica} = \text{coste marginal de generación} + \text{beneficio a la hidráulica.}$$

Como resumen **se eliminaría de cada franja horaria la venta de hidráulica, eliminando a su vez las compras de consumidores en el mercado por un valor igual a la energía hidráulica que se ha sacado del mercado.** Esta hidráulica estaría vendiéndose a parte del mercado, teniéndose en cuenta su coste para el precio final de la energía.

Esto podría abaratar el precio final a pagar por el consumidor de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \text{Precio}_{\text{mercado}} &= 150\text{€./MWh} & \text{Energía}_{\text{casada}} &= 40.000 \text{ MWh} \\ \text{Precio}_{\text{hidraulica}} &= 65\text{€./MWh} & \text{Energía}_{\text{hidráulica}} &= 6.000 \text{ MWh} \end{aligned}$$

$$\text{Precio}_{\text{final}} = \frac{150 \cdot 40.000 + 65 \cdot 6.000}{40.000 + 6.000} \text{ €}$$

Anteriormente se estarían casando 46000 MWh a 150€ esa hora, ahora se casan en el mercado 40.000 a 150, fuera del mismo 6.000 a 65 y el precio final de venta de energía será inferior.

El principal inconveniente de este método, más simple que el próximo que va a presentarse, es que se está

suponiendo que las hidráulicas seguirán ofertando la misma cantidad en los mismos intervalos horarios después del recorte en sus beneficios, y esto no tendría por qué pasar. Podrían suceder muchos escenarios, desde la parada de la generación en forma de huelga hasta la venta en el mercado en otras franjas horarias.

Por tanto, **supondría un control total por parte de un organismo regulador** de las centrales de generación hidráulica.

2.3.1 Comparativa horaria adoptando el modelo

Para probar el funcionamiento de este modelo se utilizarán los datos horarios facilitados por OMIE para los días 01/03/2022 y 06/01/2021 respectivamente como ejemplo.

Recordemos que lo que se busca demostrar es que eliminando la **oferta hidráulica en cada hora y casándola fuera del mercado el precio que el cliente final paga va a reducirse.**

Se demostrará que esto es cierto cuando:

- Se eliminen las ofertas hidráulicas del mercado cada hora, con precios elevados
- Se elimine la demanda equivalente a esta cantidad, que se casará fuera de mercado a un precio topado

Y el precio de cierre de mercado quede inferior al actual.

Para ello se introducirán ejemplos gráficos de varias horas, además de una tabla resumen de todas las horas para este día de ejemplo.

El último aspecto digno de mención es la fecha escogida para realizar este análisis. El estudio realizará los mismos cálculos para las 24 horas del día 1 de Marzo de 2022, año con los precios de la energía muy superiores a su predecesor, y por otro lado el día 6 de Enero de 2021.

Esto se hará así debido a la penetración de hidráulica en el sistema en cada uno de esos días. Este año ha sido seco, por lo que aun obteniendo resultados competentes la comparativa es más clara si usamos un día con uso de hidráulica muy alto.

2.3.1.1 Casación de mercado día 1 de Marzo de 2022

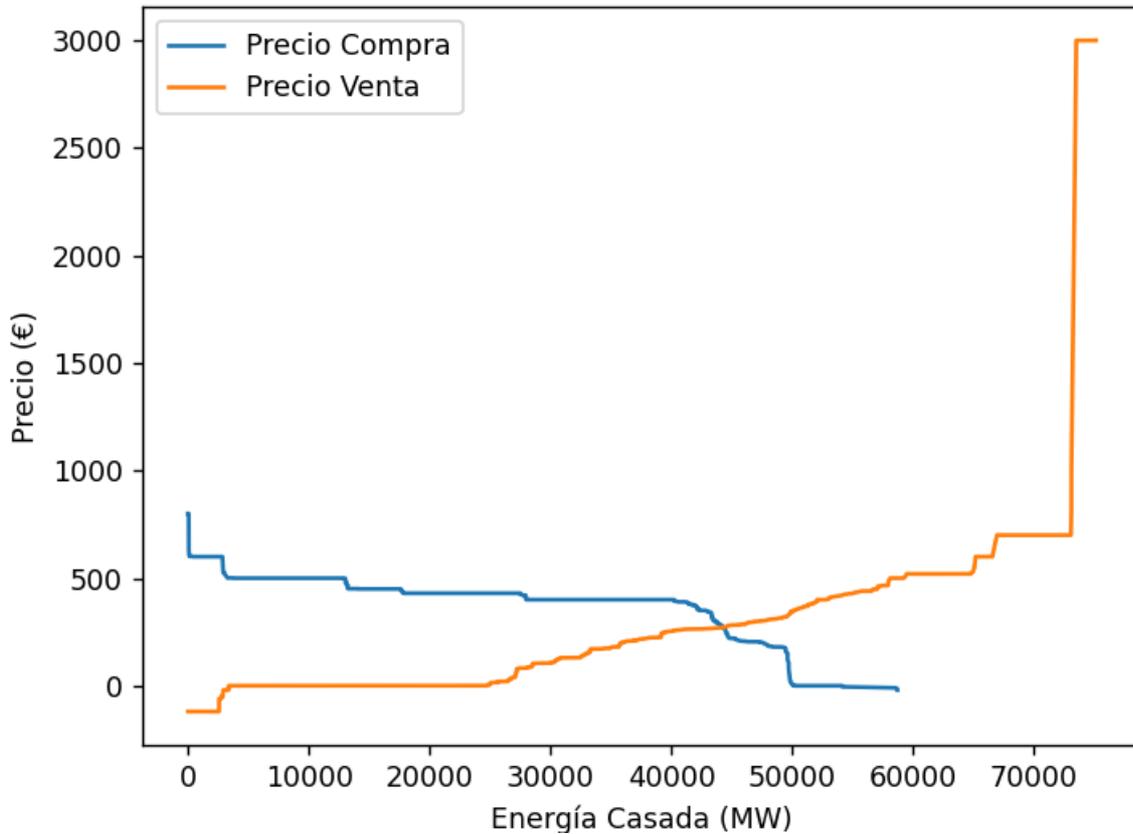


Figura 23. – Casación de mercado en la hora 1 del día 01/03/22 lograda con Python

La línea azul representa todas las ofertas de compra agregadas y la línea naranja todas las de venta para la hora 1 del día analizado.

Se puede comprobar que el modelo funciona de una manera correcta y grafica las curvas de oferta y demanda del mercado eléctrico.

Si analizamos con más detalle podemos comprobar que el corte se realiza de la siguiente manera:

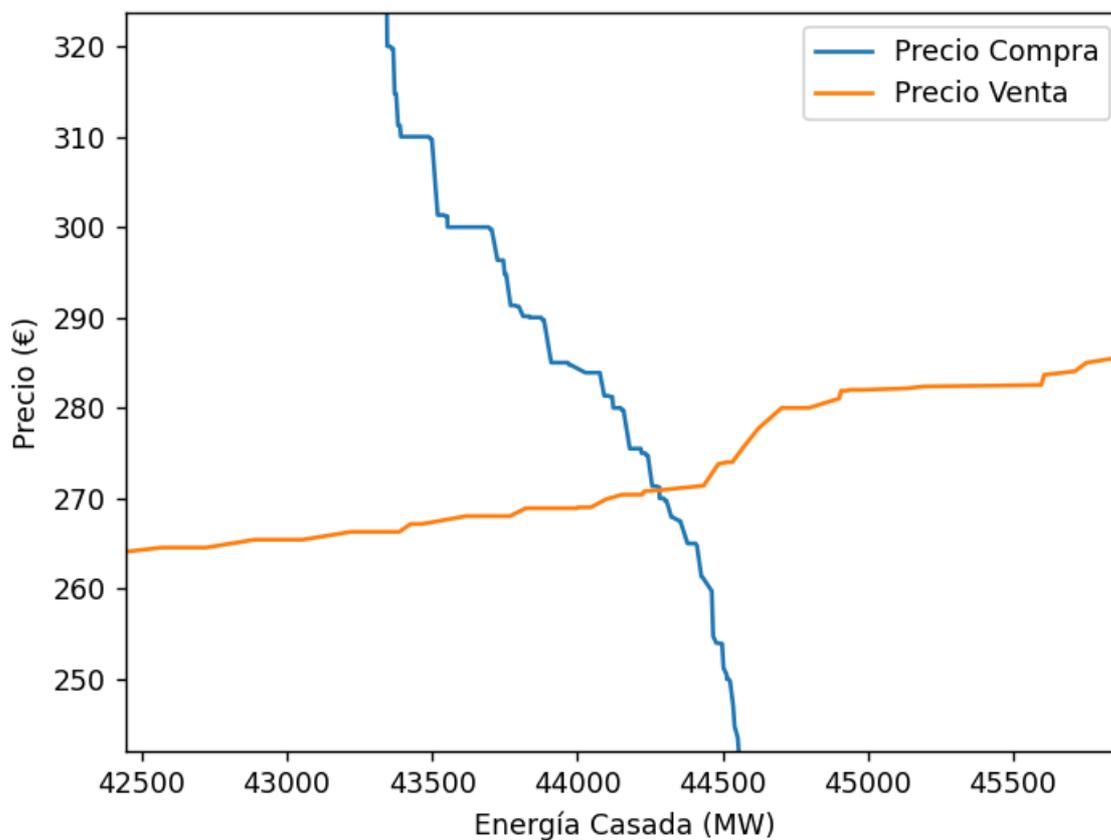


Figura 24. – Detalle de casación de mercado en la hora 1 del día 01/03/22 lograda con Python

Es decir, a falta de regulaciones finales en el mercado **se fija la compraventa de 44.283 MW a un precio de 270.9 €.**

Si todas las unidades de generación hidráulica se venden fuera de mercado debemos eliminar estas unidades de la oferta y a su vez de la demanda, puesto que se casarán fuera.

Se han eliminado las ofertas de compra por un valor más alto, pertenecientes a pequeñas comercializadoras y clientes directos que no tienen capacidad personal de generación y por tanto deben asegurarse la compra de energía.

Con esto logramos siempre estar vendiendo esta energía a agentes de compra **que iban a entrar al mercado.**

Para la misma hora ahora el cierre quedaría de la siguiente manera:

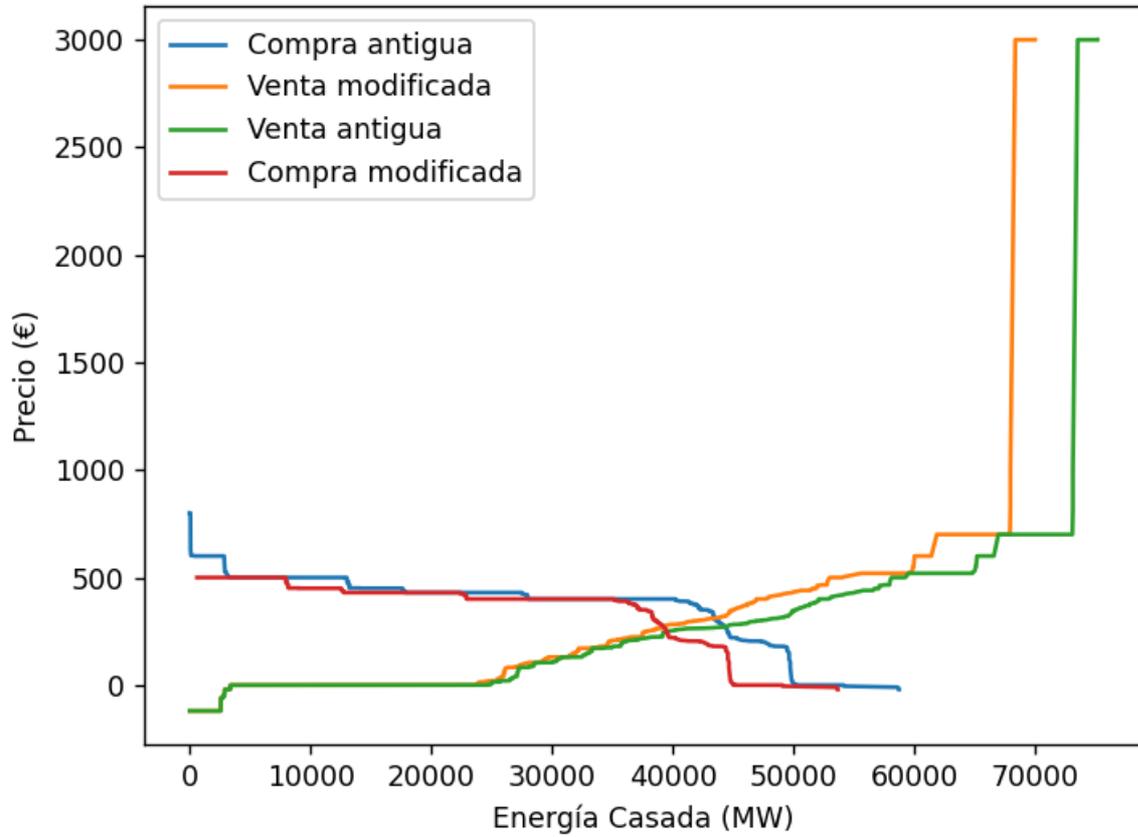


Figura 25. – Comparativa entre casación real y mercado optimizado

Y como puede apreciarse, la eliminación de la generación hidráulica y su consiguiente casación con demanda de alto precio hace que el mercado marginal competitivo case a un precio superior y menor energía, como puede apreciarse con más detalle:

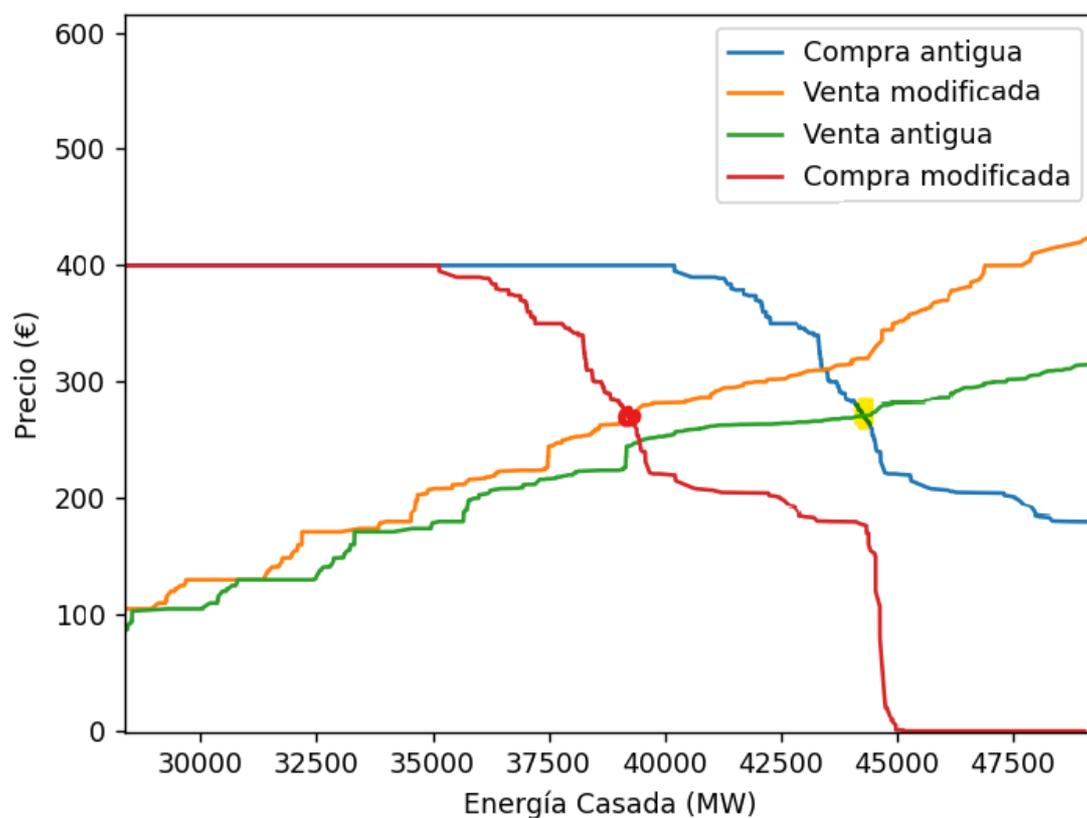


Figura 26. – Detalle de comparativa entre casación real y mercado optimizado

Entonces, ¿Cuál está siendo la ventaja? Se está pagando más y comprando menos energía, en contraposición a lo que se buscaba. Esto se debe a que el método no acaba aquí. Esta generación hidráulica eliminada del mercado está siendo casada fuera, por lo que el precio de venta para el comprador final será la media entre la energía hidráulica vendida fuera de mercado a un precio fijo y la vendida en el propio mercado, cuyo precio puede fluctuar.

Utilizando de ejemplo esta hora se realizan los cálculos pertinentes para demostrar o descartar la validez del modelo.

Observemos con más detalle cual está siendo el corte en el nuevo mercado competitivo:

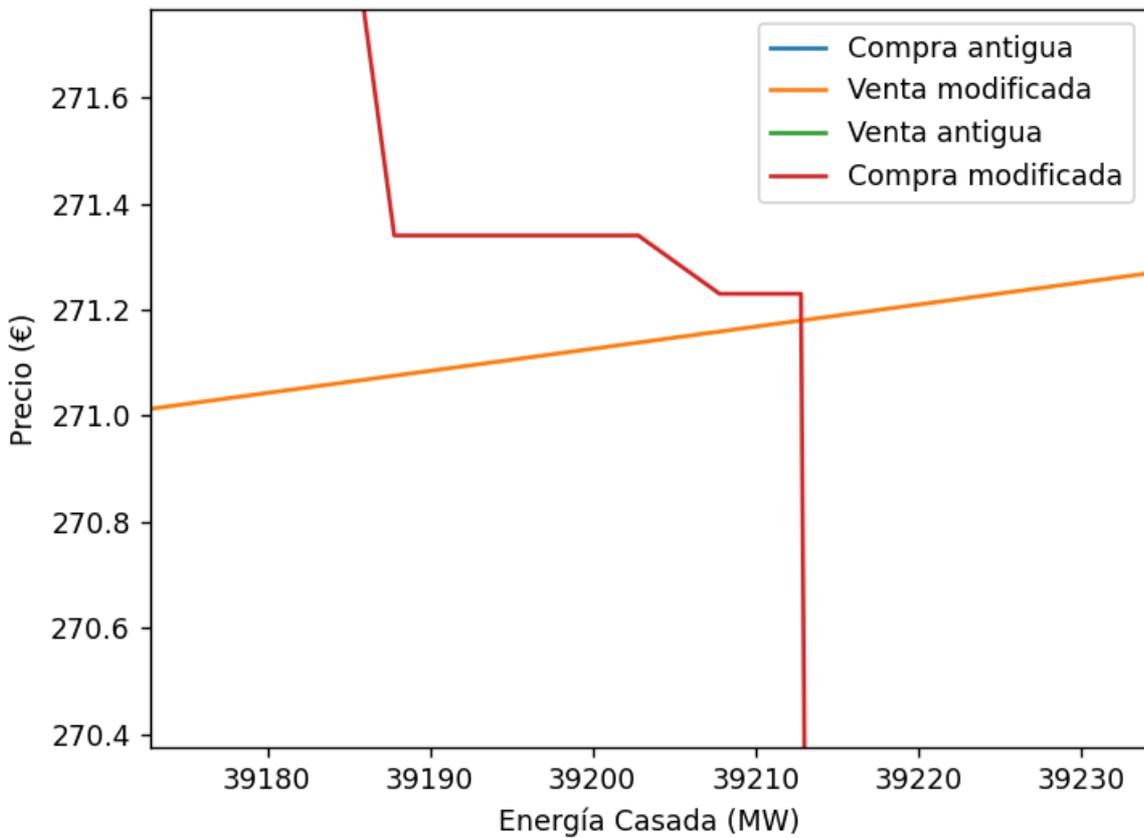


Figura 27. – Detalle de corte en el mercado optimizado

Realizándose ahora el corte en 271.2 € y una energía inferior, en este caso 39212 MWh.

Toda la hidráulica que se vende fuera del mercado competitivo se intercambia a un precio de 65€/MWh.

Esta cantidad representativa se calcula como el coste marginal (contando con las cargas fiscales) mas un beneficio para los productores de esta energía.

Observemos en esta tabla de resumen como quedaría el precio final de la energía y la cantidad intercambiada de la misma:

OMIE ACTUAL		CONTROL HORARIO CENTRALIZADO				COMPARATIVA	
Energía casada mercado	Precio cierre mercado	Energía casada mercado	Precio cierre mercado	Hidráulica fuera mercado	Precio topado hidráulica	Precio actual	Precio método propuesto
44.283 MW	270.9 €	39.212 MW	271.2 €	5168.8 MW	65 €	270.9 €	247.18 €

Tabla 4. – Comparativa entre nuevos y antiguos precios en la hora 1 de un día con poco recurso hidráulico

Donde el precio final del método se calcula, utilizando la fórmula planteada anteriormente, como la media entre las energías vendidas dentro y fuera del mercado y sus precios:

$$Precio_{método} = \frac{39212 * 271.2 + 5168.8 * 65}{44380.8} = 247.18 \text{ €/MWh}$$

Además, se produce un efecto interesante; Como en todos los ámbitos de la economía, una reducción en el precio de un bien aumentará la demanda de este.

En este caso esto tiene una demostración muy clara: con el precio de la energía actual se están casando 44.283 MW en la hora 1; sin embargo, en el segundo caso la unión de energías casadas dentro y fuera del mercado es:

$$Energia_{casada} = 39.212 + 5168.8 = 44380.8 \text{ MW}$$

$$\Delta E_{casada} = 44.380,8 \text{ MW} - 44.283 \text{ MW} = 97.8 \text{ MW}$$

Demostrándose finalmente que el precio de la energía estaría evolucionando hacia una situación mejor que la actual utilizando el método que se ha propuesto.

De manera genérica a lo largo de todas las horas el precio variará de la siguiente manera:

HORA	OMIE ACTUAL		CONTROL HORARIO CENTRALIZADO				COMPARATIVA		
	Energía casada mercado	Precio cierre mercado	Energía casada mercado	Precio cierre mercado	Hidráulica fuera mercado	Precio topado hidráulica	Precio actual	Precio método propuesto	Δ Energía
1	44282	270.9 €	39212	271.2	5168.8	65 €	270.9 €	247.18 €	98.8
2	41520	260.2 €	39330	261	2208.2	65 €	260.2 €	250.68 €	18.2
3	39359	235.1 €	37929	240	1682.8	65 €	235.1 €	232.56 €	252.8
4	38616	221.5 €	37015	222.9	1654.8	65 €	221.5 €	216.14 €	53.8
5	39420	219 €	37775	220.5	1645.6	65 €	219 €	214 €	0.6
6	39440	221 €	37792	221	1641.4	65 €	221 €	214.5 €	-6.6
7	43440	240 €	41403	243.4	2062.6	65 €	240 €	234.93 €	25.6
8	49880	261.6 €	46147	261.9	3819.4	65 €	261.6 €	246.84 €	86.4
9	53670	259.8 €	49952	259.9	3708.2	65 €	259.8 €	246.53 €	9.8
10	56942	229 €	54580	240	2340	65 €	229 €	232.85 €	-22
11	58832	203 €	57376	203.2	1645.6	65 €	203 €	199.34 €	189.6
12	60430	158.2 €	59750	180	1141.2	65 €	158.2 €	177.84 €	461.2
13	60775	147.8 €	60064	151.4	1172.2	65 €	147.8 €	149.74 €	461.2
14	61028	145 €	60310	147.6	989.2	65 €	145 €	146.26 €	271.2
15	60607	141 €	60555	148.4	964.4	65 €	141 €	147.09 €	912.4
16	59467	137.5€	59454	144.5	959.2	65 €	137.5€	143.23 €	946.2
17	58142	139.3€	58134	146.7	1105.2	65 €	139.3€	145.175 €	1097.2
18	57220	162.5 €	56038	180	1401.8	65 €	162.5 €	177.19 €	219.8
19	54618	207 €	52247	207	2397.8	65 €	207 €	200.76 €	26.8
20	58170	257.5 €	53325	257.7	4862.6	65 €	257.5 €	241.6 €	17.6
21	59541	264 €	53330	264.5	6493.2	65 €	264 €	242.84 €	282.2
22	57220	250 €	53005	250.1	4200.2	65 €	250 €	236.5 €	-14.8
23	52290	207.9€	50143	208.4	2303.6	65 €	207.9€	202.1 €	156.6
24	48378	199 €	47338	200	1187.8	65 €	199 €	196.69 €	147.8

Tabla 5. – Diferencia entre mercado antiguo y modificado con el método para las 24 horas de un día con poco recurso hídrico

De una manera gráfica podemos observar la validez del método, tan simple como limitar el precio de la hidráulica a 65 € y casarla de manera paralela al mercado, manteniendo la cantidad de energía proveniente del agua casada cada hora y haciendo una media de precios.

Es curioso constatar que se requiere de una cantidad mínima considerable de recurso hídrico para que este reajuste del mercado resulte exitoso. En el ejemplo que se analizará a continuación, en un día con una presencia de generación hidráulica mucho mayor, el éxito es notablemente superior.

En este caso podemos llegar a comprobar que hay horas en las que el precio de la electricidad se encarece, ya que al eliminar la hidráulica del mercado entran a participar otras tecnologías de mayor precio, cerrando el mercado a un precio superior.

Este precio superior no puede ser contrarrestado por la venta paralela de hidráulica debido a su despreciable valor en las horas medias del día.

El método por tanto no es fructífero en horas del día con poco uso hidráulico y mucha penetración renovable en este caso, pero en líneas generales mejora el precio medio.

- Precio medio a día 1 de marzo antes del control hidráulico: 209.9 €
- Precio medio a día 1 de marzo tras aplicar el control: 205.93 €

Este método sería fiel al uso actual de la energía hidráulica, pues permitiría mantener la finalidad del recurso hidráulico actual : suavizar la denominada curva de pato de la tecnología fotovoltaica como se ha planteado en el punto

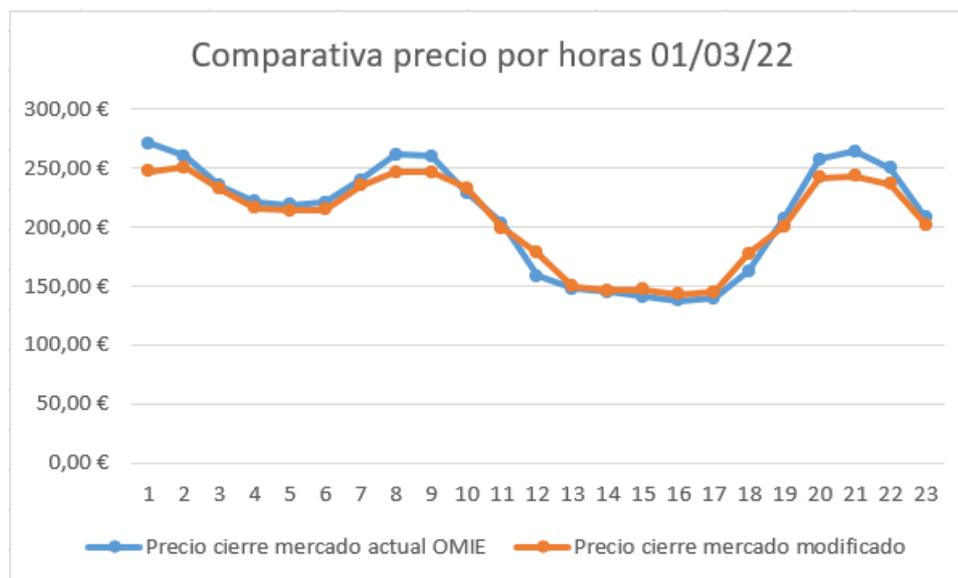


Figura 28. – Comparativa de precio por hora en un día con poca disponibilidad hídrica

Se observa por tanto una reducción general del precio que es claramente dependiente de la cantidad de energía hidráulica disponible para eliminar del mercado y ser tratada de esta manera y del precio al que se venda dicha energía. Reduciendo de 65€/MWh a un valor inferior la disminución será mayor.

2.3.1.2 Casación de mercado día 6 de Enero de 2021

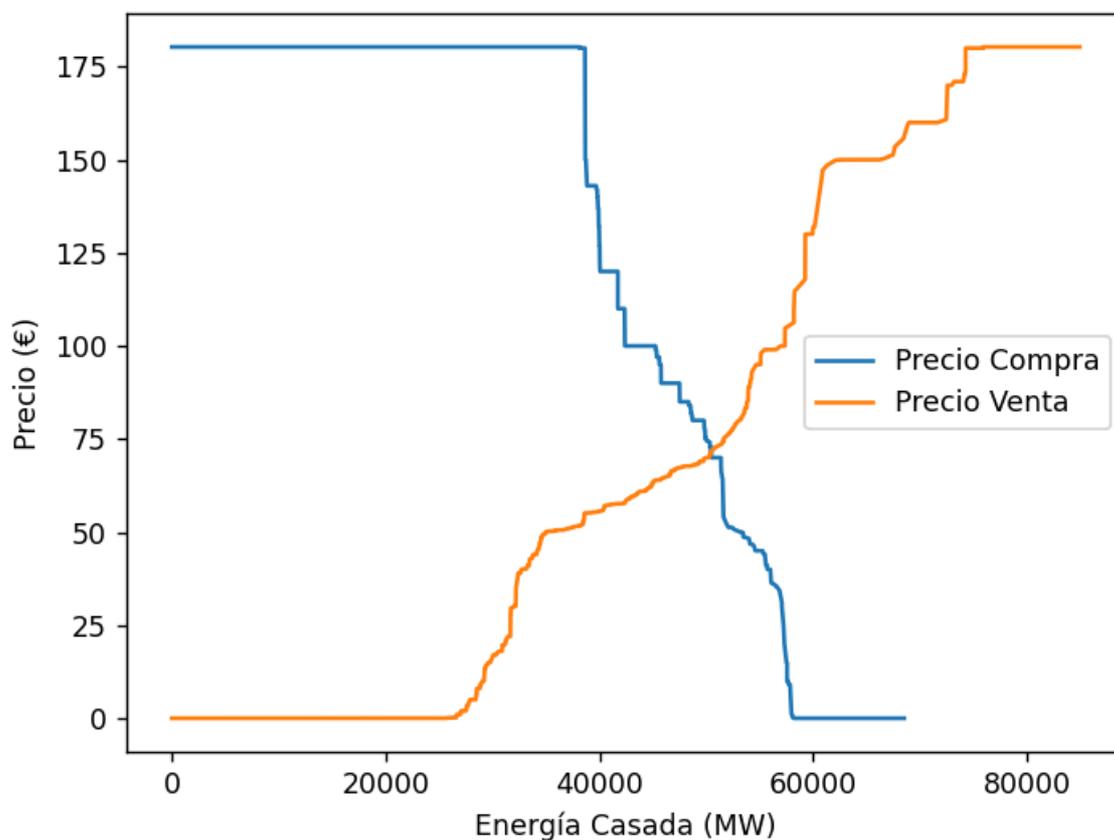


Figura 29. – Casación de mercado actual OMIE a día 06/01/2021

Una vez más el modelo funciona como se ha comentado. Haciendo uso de Python se calculan las curvas agregadas de oferta y demanda, y cotejando los datos reales de OMIE se confirma que el precio de corte es el correcto, y por tanto el sistema programado se adapta a la realidad de una manera fiel.

En este caso observamos el corte de la hora 1 del día 6 de Enero, es decir las 12 de la noche de ese día.

Si analizamos con más detalle podemos comprobar que el corte se realiza de la siguiente manera:

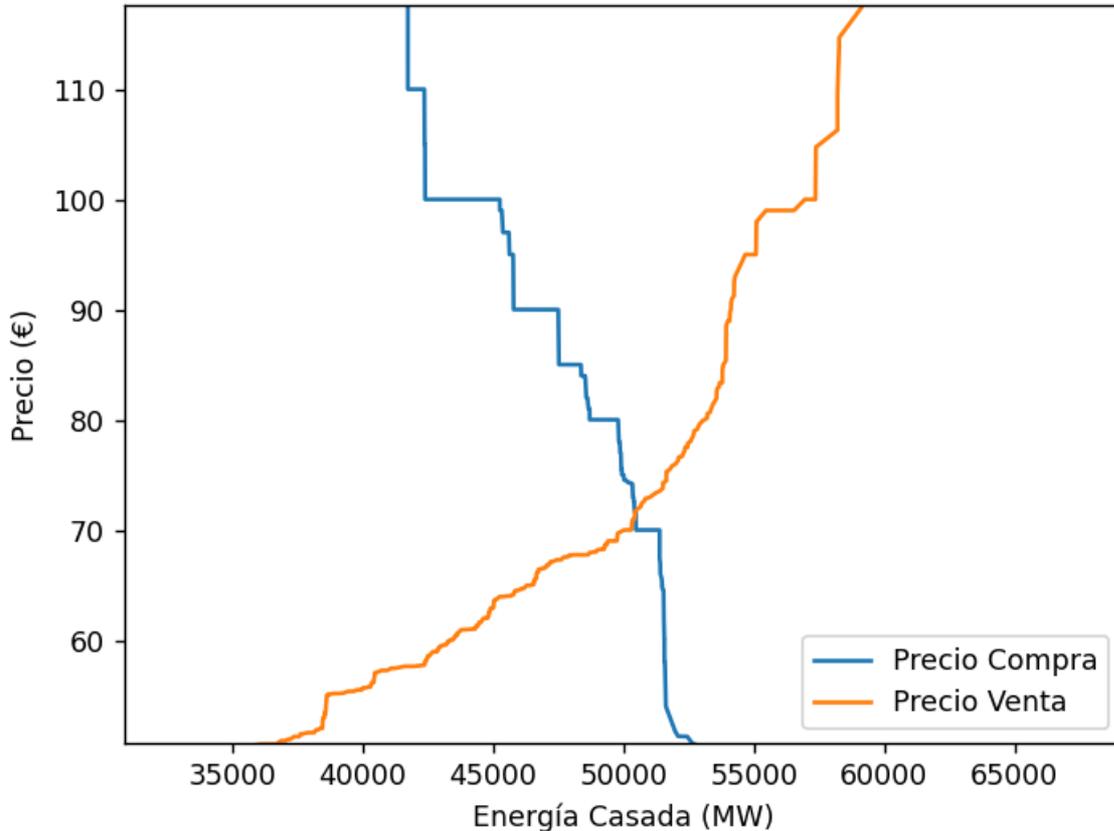


Figura 30. – Detalle de casación día 06/01/2021

Es decir, a falta de regulaciones finales en el mercado **se fija la transacción de 50445 MW a un precio de 71.5 € en esa primera hora del día.**

Se ha elegido este día porque comparativamente el uso de hidráulica es muy superior al del día 1 de Marzo desarrollado en el punto anterior. Esto hace que los resultados puedan ser más evidentes de comentar que en dicho día, ya que contar con más recurso hidráulico reducirá el precio aún más.

Siguiendo la misma metodología explicada, el mercado cerraría de la siguiente manera al casar la hidráulica a un precio reducido fuera del mercado.

Es importante recalcar que en este caso el precio de la generación hidráulica se está fijando en 25€/MWh. Esta cifra puede ser objeto de contradicción, pues se está reduciendo su valor de 65€/MWh a 25€/MWh de un ejemplo a otro.

Esta disminución es debida a dos factores fundamentales:

- En primer lugar, se busca demostrar la eficiencia del método. En un mercado con cierres de precio de 60/70 €/MWh de media, poner el precio a 65 €/MWh es caro y poco útil.
- Por otro lado, la generación hidráulica se nutre de un bien de uso público, por lo que podría llegar a discutirse si no debería ofertar a coste cero. Se considera que con las condiciones de mercado del año 2021 remunerar con 25€/MWh a las empresas generadores de potencia hidráulica es correcto y suficiente.

Para la misma hora ahora el cierre quedaría de la siguiente manera:

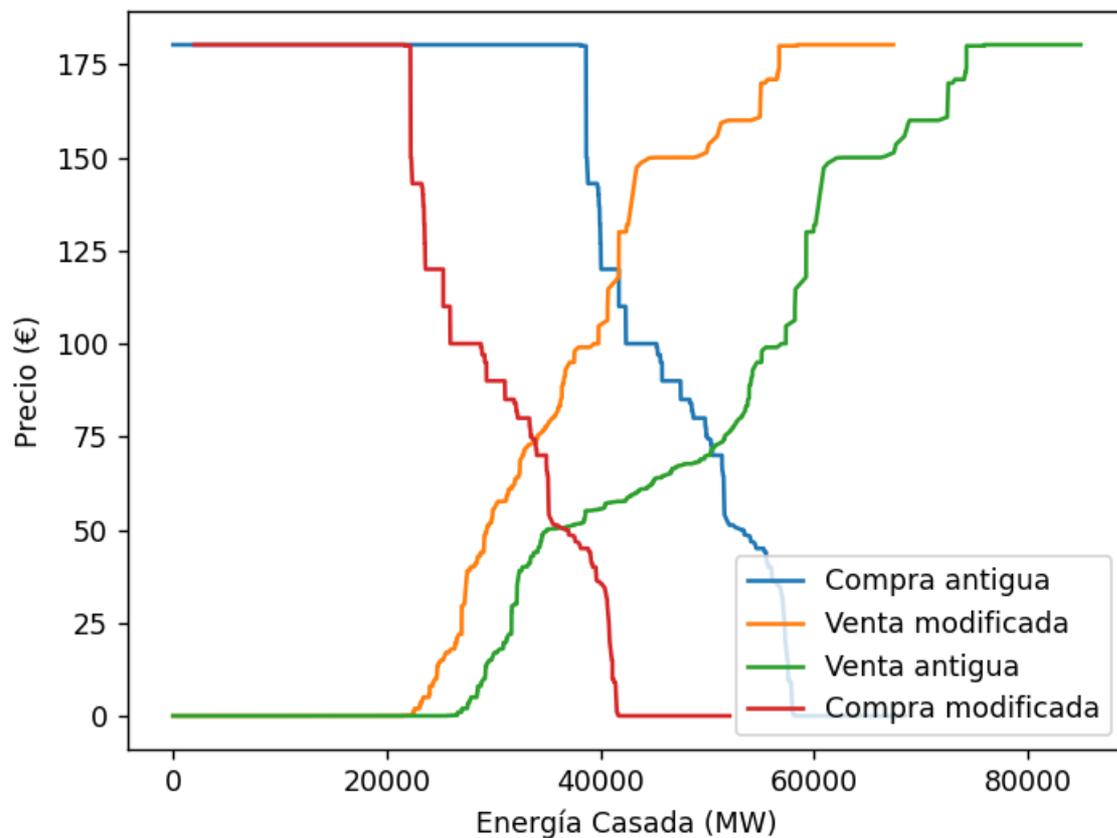


Figura 31. – Comparativa entre mercado actual y modificado día 06/01/2021

Se aprecia por tanto un corte a una menor cantidad de energía dentro del mercado (recordemos que casamos fuera la generación hidráulica) y un precio similar. Precio similar sin añadirle el descuento hidráulico, que es paralelo al mercado.

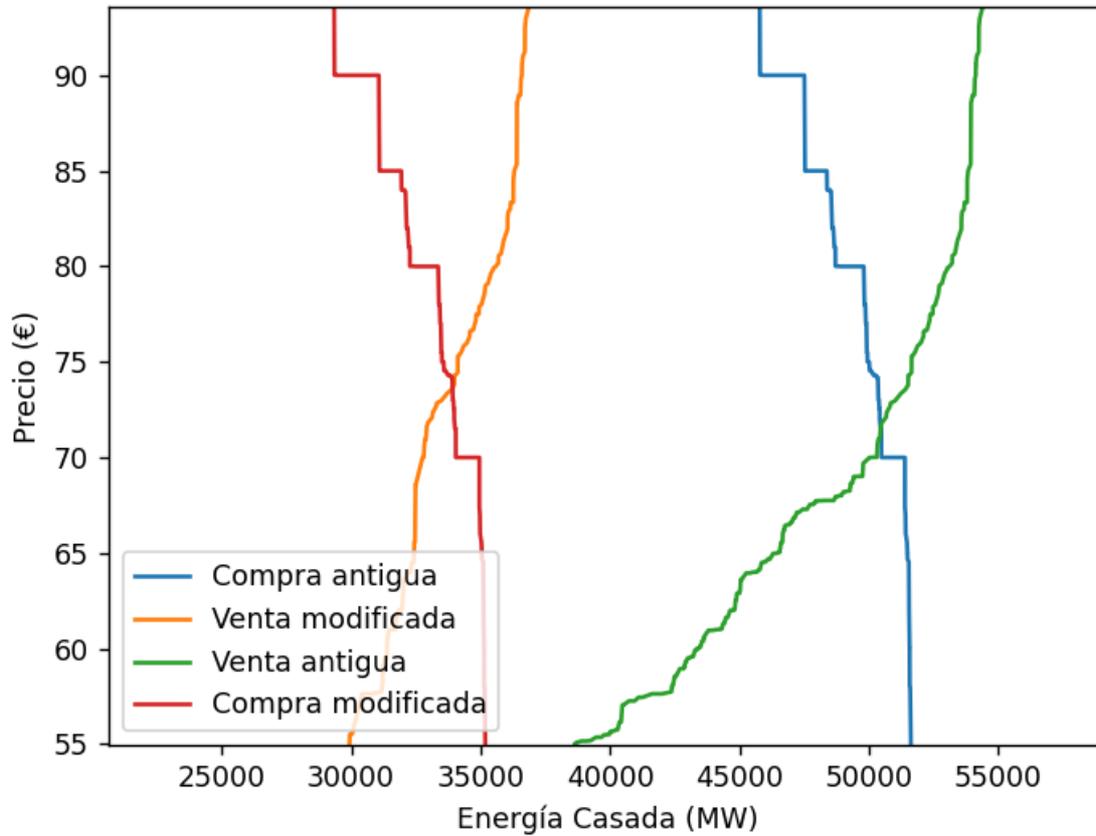


Figura 32. – Detalle de casación de mercado real y modificado

Se casan fuera de mercado 17537 MWh de potencia hidráulica, quedando el conteo total de precio de la siguiente manera para esta primera hora:

OMIE ACTUAL		CONTROL HORARIO CENTRALIZADO				COMPARATIVA	
Energía casada mercado	Precio cierre mercado	Energía casada mercado	Precio cierre mercado	Hidráulica fuera mercado	Precio topado hidraulica	Precio actual	Precio método propuesto
50.445 MW	71.5 €	33.920 MW	73.7 €	17.537 MW	25 €	71.5 €	57.1 €

Tabla 6. – Comparativa entre el mercado actual y modificado en la hora 1 06/01/2021

Habiéndose calculado el precio final del método propuesto siguiendo el cálculo introducido en el apartado anterior:

$$Precio_{\text{método}} = \frac{33920 * 73,7 + 17537 * 25}{51457} = 57.1 \text{ €/MWh}$$

Observándose una nada desdeñable bajada de precio al utilizar el método y casar la hidráulica fuera del mercado.

Al igual que sucedía en el apartado anterior, la reducción de precios se traduce en un aumento de la demanda por parte del cliente:

$$Energía_{casada} = 33.920 + 17.537 = 51.457 \text{ MW}$$

$$\Delta E_{casada} = 51.457 \text{ MW} - 50.445 \text{ MW} = 1.012 \text{ MW}$$

A lo largo de todas las horas el precio variará de la siguiente manera:

HORA	OMIE ACTUAL		CONTROL HORARIO CENTRALIZADO				COMPARATIVA		
	Energía casada mercado	Precio cierre mercado	Energía casada mercado	Precio cierre mercado	Hidráulica fuera mercado	Precio topado hidráulica	Precio actual	Precio método propuesto	Δ Energía
1	50445	71.5 €	33920	73.7 €	17537	25 €	71.5 €	57.1 €	1012 MW
2	45637	67.95 €	30245	68.3 €	15616.5	25 €	67.95 €	53.55 €	224.5 MW
3	39359	63.7 €	30130	64.5 €	12257.6	25 €	63.7 €	53.07 €	3028 MW
4	42040	57.45 €	32255	60.9 €	10395.9	25 €	57.45 €	52.14 €	611 MW
5	38190	55.4 €	29960	57.65 €	9487.5	25 €	55.4 €	49.8 €	1257 MW
6	38175	53 €	29780	55.2 €	8907.6	25 €	53 €	48.24 €	512.6 MW
7	39340	51.6 €	32160	54 €	7949.0	25 €	51.6 €	48.25 €	760 MW
8	41334	53.8 €	32800	54.1 €	8610.6	25 €	53.8 €	48 €	76.6 MW
9	43860	52 €	36355	55.1 €	8567.6	25 €	52 €	49.3 €	1062.6MW
10	48500	55.5 €	39360	55.9 €	9169.6	25 €	55.5 €	50.06 €	29.6 MW
11	53890	57.45 €	44315	57.65 €	10002.4	25 €	57.45 €	51.63 €	427.4 MW
12	47555	57.51 €	38929	59.31 €	10453.8	25 €	57.51 €	52.04 €	1827.8MW
13	58080	57.7 €	48100	58.57 €	10232.6	25 €	57.7 €	52.68 €	252.6 MW
14	61028	57.5 €	53570	59.55 €	8227.8	25 €	57.5 €	54.95 €	769,8 MW
15	56760	57.36 €	47955	57.65 €	9638	25 €	57.36 €	52.18€	833 MW
16	53908	55.36 €	46680	56.42 €	8524	25 €	55.36 €	51.56 €	1296 MW
17	51915	55.7 €	44268	57.3 €	8823	25 €	55.7 €	51.93 €	1176 MW
18	52860	57.6 €	42828	57.7 €	10198	25 €	57.6 €	51.41 €	166 MW
19	56930	64.5 €	44340	64.68 €	12908	25 €	64.5 €	55.73 €	318 MW
20	59450	65 €	47000	67.1 €	13469	25 €	65 €	57.72 €	1019 MW
21	60345	64.5 €	49840	67.5 €	13487	25 €	64.5 €	58.45 €	2982 MW
22	62430	50.3 €	50430	52.4 €	13100	25 €	50.3 €	46.75 €	1100 MW
23	56430	59.6 €	41320	62.3	15870	25 €	59.6 €	51.95 €	760 MW
24	59450	64.6 €	47340	66.7	13270	25 €	64.6 €	57.57 €	1160 MW

Tabla 7. – Comparativa mercado actual y modificado para las 24 horas del día 06/01/21

Una vez más los precios se han reducido horariamente manteniendo la filosofía de uso de hidráulica del mercado español actual.

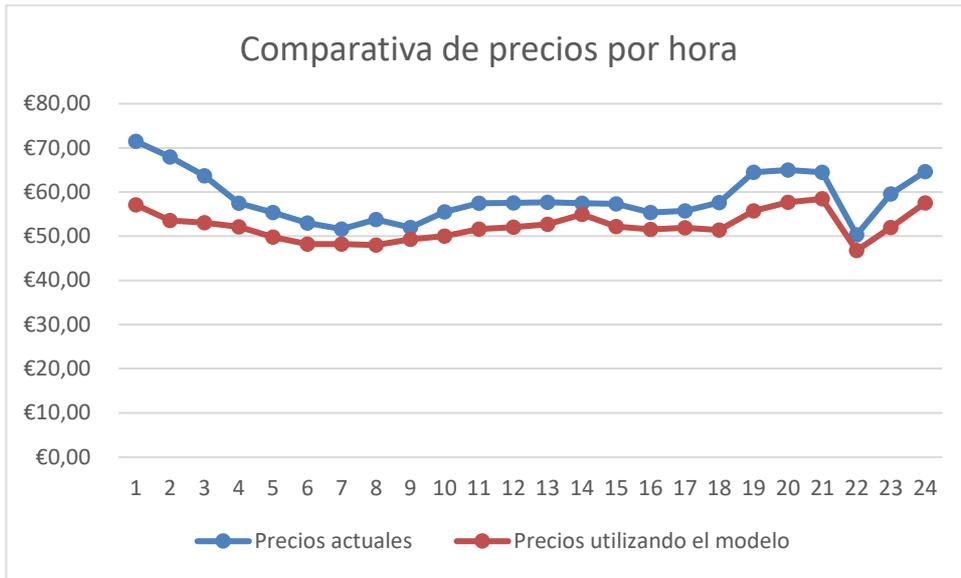


Figura 33. – Variación de precios por hora

Quedando además la media horaria reducida de la siguiente forma:

- Precio medio a día 6 de enero 2021 antes del control hidráulico: 58.6 €
- Precio medio a día 6 de enero 2021 tras aplicar el control: 52.33 €

Siendo por tanto la reducción porcentual de un **10.7% de media diario**

Además, puede apreciarse que una reducción del coste de un bien implica el aumento de la compra del mismo; esto se ve reflejado también en el mercado eléctrico, al ser ahora mayor la energía casada por haber disminuido el precio del bien:

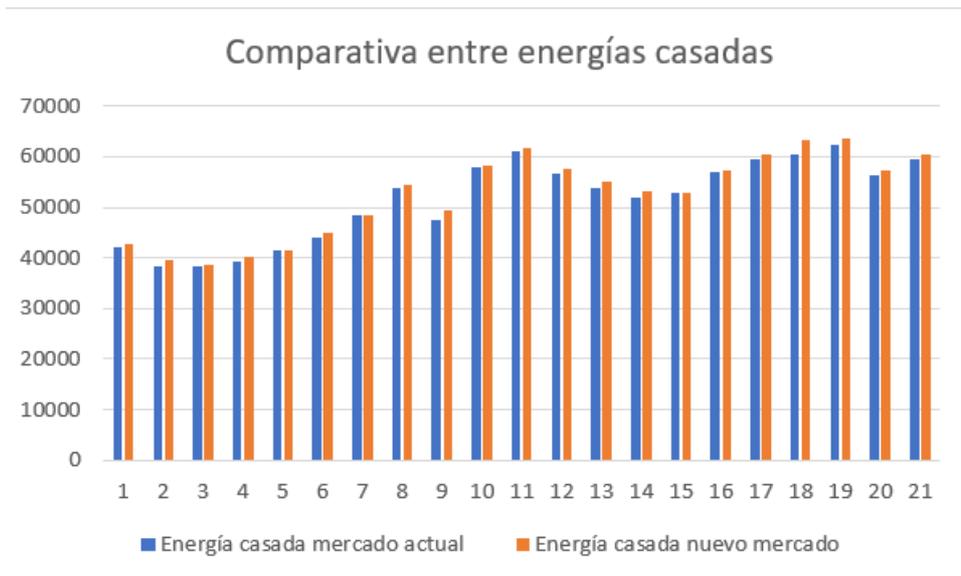


Figura 34. – Aumento de energía casada al modificar el mercado

2.3.2 Comparativa entre ambos mercados y conclusiones del modelo

Tras analizar el método en dos días diferentes se puede comparar el ahorro medio diario, teniendo en cuenta que hablamos de dos días diferentes, en épocas diferentes y con precios diferentes

06/01/2021 HIDRÁULICA 25€			01/03/2022 HIDRÁULICA 65€		
Precio OMIE	Precio modificado	% Reducido	Precio OMIE	Precio modificado	% Reducido
71,50 €	57,10 €	20,14	270,90 €	247,18 €	8,76
67,95 €	53,55 €	21,19	260,20 €	250,68 €	3,66
63,70 €	53,07 €	16,69	235,10 €	232,56 €	1,08
57,45 €	52,14 €	9,24	221,50 €	216,14 €	2,42
55,40 €	49,80 €	10,11	219 €	214 €	2,28
53 €	48,24 €	8,98	221 €	214,50 €	2,94
51,60 €	48,25 €	6,49	240 €	234,93 €	2,11
53,80 €	48 €	10,78	261,60 €	246,84 €	5,64
52 €	49,30 €	5,19	259,80 €	246,53 €	5,11
55,50 €	50,06 €	9,80	229 €	232,85 €	-1,68
57,45 €	51,63 €	10,13	203 €	199,34 €	1,80
57,51 €	52,04 €	9,51	158,20 €	177,84 €	-12,41
57,70 €	52,68 €	8,70	147,80 €	149,74 €	-1,31
57,50 €	54,95 €	4,43	145 €	146,26 €	-0,87
57,36 €	52,18 €	9,03	141 €	147,09 €	-4,32
55,36 €	51,56 €	6,86	137,50 €	143,23 €	-4,17
55,70 €	51,93 €	6,77	139,30 €	145 €	-4,22
57,60 €	51,41 €	10,75	162,50 €	177,19 €	-9,04
64,50 €	55,73 €	13,60	207 €	200,76 €	3,01
65 €	57,72 €	11,20	257,50 €	241,60 €	6,17
64,50 €	58,45 €	9,38	264 €	242,84 €	8,02
50,30 €	46,75 €	7,06	250 €	236,50 €	5,40
59,60 €	51,95 €	12,84	207,90 €	202,10 €	2,79
64,60 €	57,57 €	10,88	199 €	196,69 €	1,16

Tabla 8. – Comparativa entre beneficios porcentuales en el precio al modificar el modelo

Que puede resumirse de la siguiente manera:

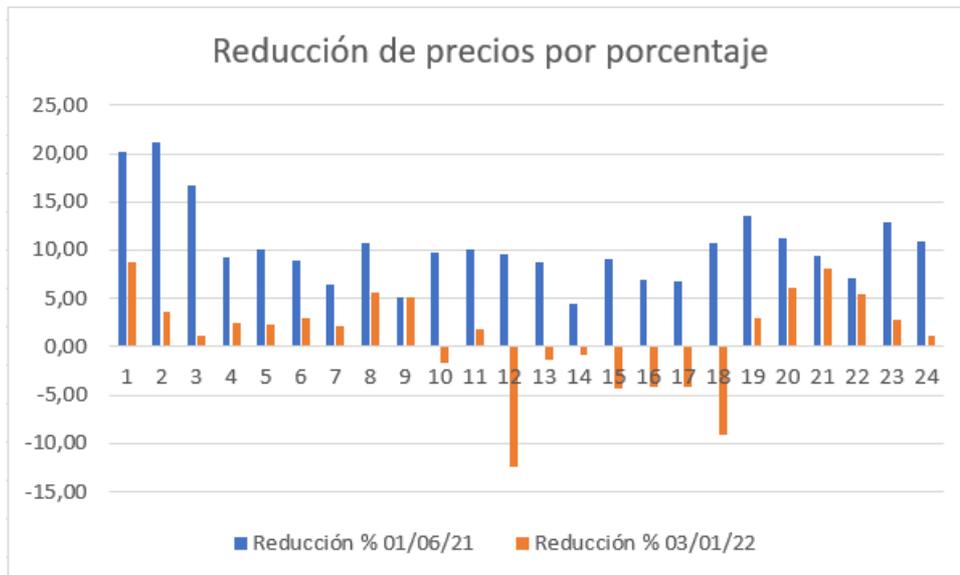


Figura 35. – Beneficio porcentual al utilizar el método propuesto en ambos días

Es decir, la media horaria es de reducción, pero curiosamente en el año 2022, con poco uso de hidráulica nos encontramos con varias horas donde los precios se encarecen utilizando el método.

¿Por qué sucede esto? Al eliminar la poca generación hidráulica que hay y producirse cambios en el mercado la existencia de ciclos combinados con precios tan descontrolados hacen que la mera entrada de un nuevo generador que anteriormente no existía suba el precio de cierre por ejemplo en 20€. Esto unido a la poca cantidad de generación hidráulica (por sequía) especialmente en las horas medias del día, para las cuales se prioriza la fotovoltaica, hacen que la reducción de precios de la misma al margen del mercado no sea suficiente para reducir el pico de precio que ha causado el ciclo combinado que ha entrado.

Por tanto, puede concluirse que efectivamente la reducción del precio final a percibir por los consumidores está marcada por dos componentes fundamentales:

- La disponibilidad del recurso hidráulico, ya que al eliminar generación del mercado el comportamiento del mismo es impredecible; hay horas en las que el precio puede bajar, otras subir. Lo que hace “infalible” al modelo es la reducción de precios causada por la disminución del precio de pago por la hidráulica. En horas con poca o nula hidráulica este sistema funciona perceptiblemente peor.
- El precio al que se decida vender la generación hidráulica también tiene un impacto significativo en el precio final a percibir por el consumidor.

Queda concluido que podría mantenerse la forma de operar de la generación hidráulica, siendo obligada simplemente a tener un límite en los beneficios recibidos por la energía generada.

Es exactamente lo mismo eliminar la oferta del mercado y “casarla fuera del mismo”, como se está proponiendo para analizarlo de una manera visual que mantenerla dentro, operando a los mismos precios (el cierre de mercado será igual) y retribuir sus beneficios extra al cliente final.

Ejemplo de la alternativa propuesta: Mercado cierra a 270.9 €/MWh en la hora 1; En el han entrado 12.000 MWh de generación hidráulica en la hora 1.

$$270.9 * 12000 - 65 * 12000 \Rightarrow (P_{inic} - P_{top}) * Hidraulica = \text{€ a devolver} = 2.470.800 \text{ €}$$

En la hora 1 la hidráulica deberá devolver 2470800 a devolver a los clientes finales según la potencia consumida; Esto es exactamente igual que el método propuesto, en el que se le elimina del mercado y se reduce el precio de venta de la energía al ser casado fuera.

2.3.2.1 ¿Qué sucedería si solo se modifica el precio de la generación hidráulica dentro del mercado?

Este subapartado busca demostrar que, efectivamente, las centrales de generación hidráulica no engañan al decir que aunque varíen su precio de venta de potencia el mercado no variará:

En el caso que puede observarse a continuación se ha eliminado toda la capacidad hidráulica disponible del mercado y se ha reacondicionado a un precio de 25€/MWh. La realidad es que la curva que antes era más suave por la aparición de la generación hidráulica ahora tendría una pendiente mayor, formada por ciclos combinados, y el precio acabaría siendo el mismo.

Esto da fuerza a la teoría de que el único método factible, al no marcar la generación hidráulica el precio sino acompañar los precios del ciclo combinado, es sacarlas del mercado y casarlas de manera paralela, abaratando el coste global de pago del cliente final.

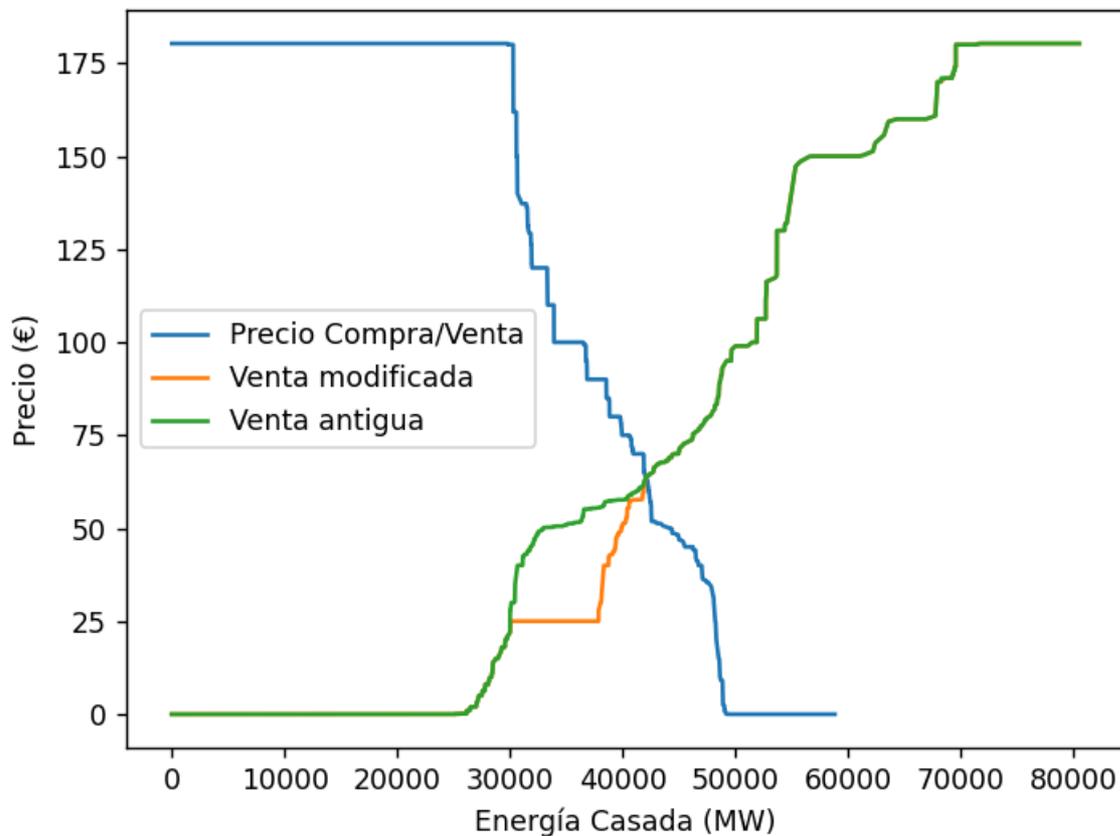


Figura 36. – Comparación de mercados al mantener la hidráulica dentro variando el precio

2.3.2.2 Extensión del método a diez días vista

Está comprobado que el método de redistribución hidráulica funciona, pero... ¿Podríamos confirmar que si analizamos una quincena entera haciendo el mismo cálculo diario el programa arrojará buenos resultados?

En esta parte del proyecto se busca demostrar la validez del método a gran escala, es decir, que no se ha seleccionado un día al azar en el que los resultados sean competitivos, para vislumbrar a grandes rasgos su utilidad.

Aunque el programa ha sido concebido para obtener los datos de cierre del mercado diario de un día cualquiera y analizar su optimización para el día siguiente, puede modificarse para extender el horizonte de análisis

Al extenderse el horizonte de análisis no se aportarán todos los detalles (es decir, todas las gráficas de corte hora a hora del día) sino que se aportará el precio de cierre MEDIO del mercado diario OMIE antes y después de utilizarlo.

Para ello en el entorno de programación Python, en el que ya se contaba con el programa creado para analizar el mercado utilizando el método 2 (Ver Anexo 2) se realizará un “bucle for” para que abra todos los datos necesarios de OMIE para este análisis.

El método será:

- Se utilizará el método programado por el alumno y presentado en el Anexo 2
- Este programa concibe la apertura de un solo archivo de Excel con sus 24 horas de ofertas y demandas, el cual coteja con el archivo de “unidades” de OMIE en el que se presenta el tipo de generación de cada ID generador que actúa en el mercado
- Se extenderá este programa, utilizando un bucle “for” que vaya abriendo los Excel consecutivamente desde el día 1 hasta el 10.
- Cuando los abre y saca el precio de corte por hora de cada día, se realizará una media diaria
- Se plasmará un seguimiento diario entre antes y después del mercado.

Se ha escogido aleatoriamente el mes a analizar entre los años 2020, 2021 y 2022. En este caso se analizarán los días 1 – 10 de marzo de 2021.

Para ello se ha decidido topar el precio de la hidráulica, dado el precio del resto de tecnologías, a 5 €/MWh. Como se ha comentado, este precio puede estar continuamente en revisión según criterios económicos, siempre buscando maximizar el bienestar social al utilizar un bien de uso público (el agua) como recurso de generación.

Tras realizar este seguimiento los resultados son los siguientes:

TABLA COMPARATIVA DE VARIACIÓN DE PRECIOS DÍA 1 - 15 MARZO 2021						
Día	Precio medio OMIE	Energía mercado método 1	Cierre mercado método 1	Hidráulica total	Precio hidráulica	Precio medio MÉTODO 1
1	21,9 €/MWh	1.009.010 MWh	24,48 €/MWh	275.088 MWh	5 €	20,3 €/MWh
2	38,31 €/MWh	990.230 MWh	40,62 €/MWh	268.477 MWh	5 €	33,02 €/MWh
3	46,87 €/MWh	937.450 MWh	49,1 €/MWh	220.322 MWh	5 €	40,7 €/MWh
4	33,12 €/MWh	1.001.003 MWh	35,92 €/MWh	245.630 MWh	5 €	29,82 €/MWh
5	37,35 €/MWh	970.220 MWh	39,78 €/MWh	205.210 MWh	5 €	33,7 €/MWh
6	20,2 €/MWh	1.090.010 MWh	23 €/MWh	285.000 MWh	5 €	19,26 €/MWh
7	24,5 €/MWh	995.245 MWh	25,5 €/MWh	260.023 MWh	5 €	21,25 €/MWh
8	41,2 €/MWh	894.320 MWh	44,12 €/MWh	180.023 MWh	5 €	37,55 €/MWh
9	33,16 €/MWh	920.480 MWh	36,17 €/MWh	120.023 MWh	5 €	32,57 €/MWh
10	28,14 €/MWh	940.312 MWh	30,12 €/MWh	205.135 MWh	5 €	25,62 €/MWh

Tabla 9.- Comparativa semanal de precios tras aplicar el modelo

De una manera más visual puede observarse la reducción de precios según el día:

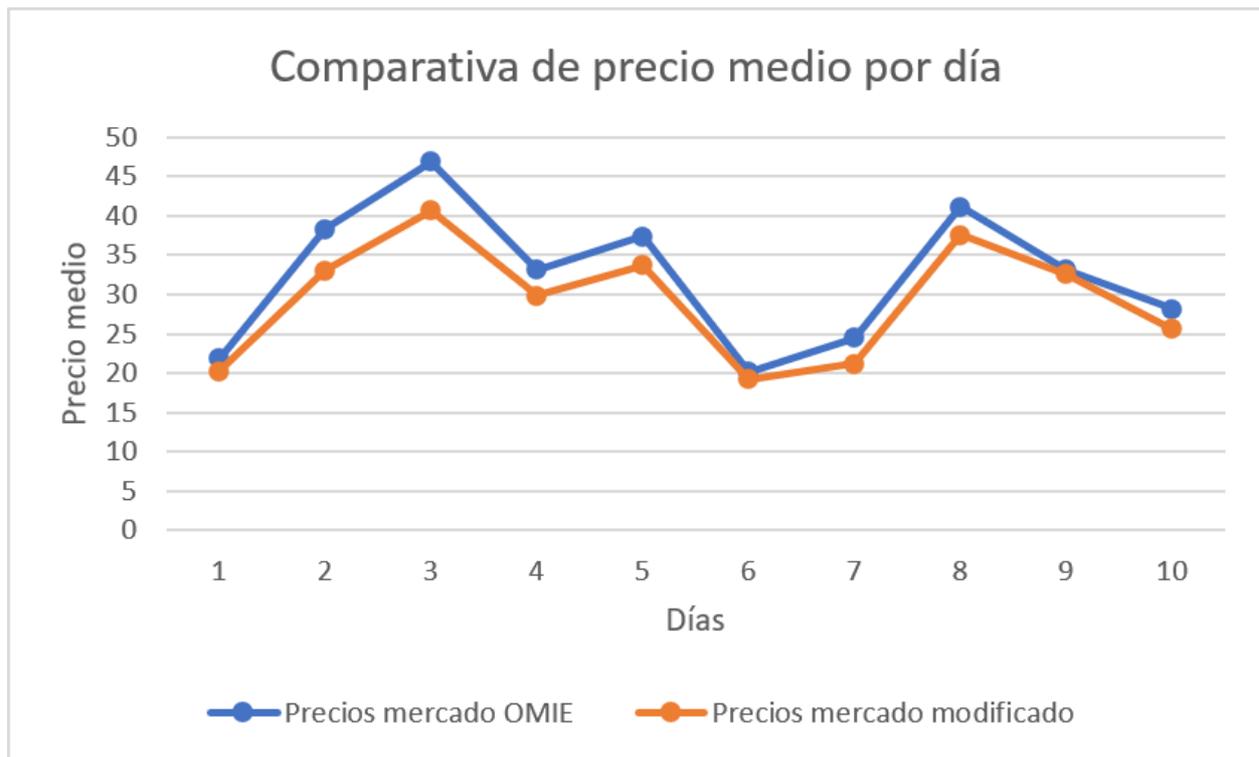


Figura 37. – Diferencia de precios según el día de aplicación del método

Por otro lado, se aprecia que porcentualmente el precio se reduce más o menos en función de dos cosas:

- A precios mas altos de cierre de mercado, la media con un precio de la hidráulica tan bajo causa variaciones mayores. Esto se debe a que estamos eliminando hidráulica del mercado que estaba casando (siempre al límite del cierre de mercado) a precios límites de cierre. Por tanto, variar una hidráulica desde un cierre de 80 €/MWh a 5€/MWh tendrá más impacto que hacerlo en un cierre de 25€/MWh.
- La disponibilidad del recurso hidráulico. Puede observarse en la siguiente gráfica:

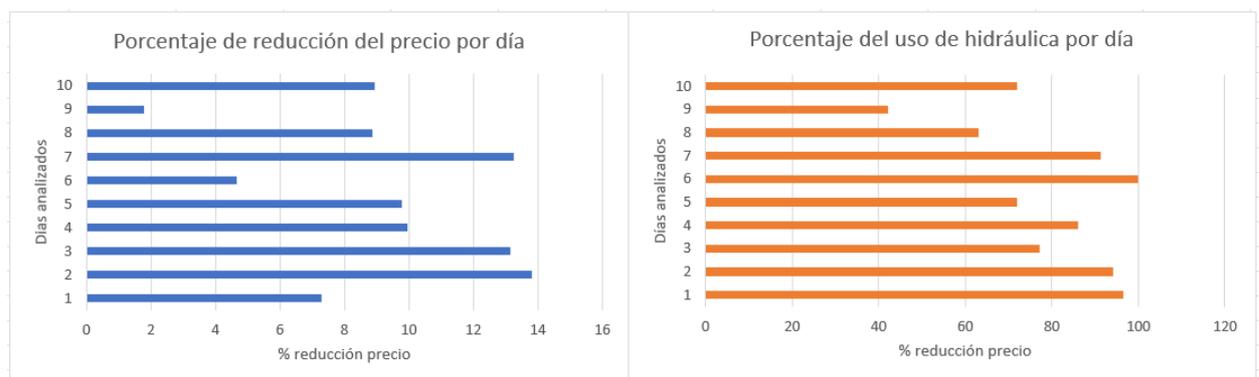


Figura 38. – Comparativa entre reducción de precio y uso de hidráulica

El porcentaje de reducción es el menor en el día 9, en el que menos recurso hídrico diario hubo disponible. Por tanto, en épocas de sequía severa este método puede no ser fructífero (como se ha visto en el punto anterior).

Por otro lado si se comparan los días 1 y 2 podemos apreciar que teniendo incluso más recurso hidráulico el día 1, la reducción de precio porcentual es menor. Esto es debido a que el precio de cierre de mercado el día 1 ya

era bajo, y la inclusión de hidráulica a 5 €/MWh no aportará grandes variaciones.

2.4 Hipótesis de optimización. Control diario centralizado

Tras demostrar la capacidad de Python de tratar los datos facilitados por OMIE, se planteará un modelo algo más avanzado de distribución de la generación hidráulica.

2.4.1 Planteamiento del modelo

Tras confirmar la posibilidad de topas hora tras hora el precio de la generación hidráulica, se da un paso más: Solicitar a la generación hidráulica la información sobre disponibilidad del recurso en el mercado diario, de manera que todos los datos estén disponibles 24 horas antes del cierre de mercado.

Con esta información, es decir, **toda la potencia hidráulica casada disponible para las 24 horas siguientes**, se distribuirá entre todas las horas atendiendo a los cierres de mercado de cada una de ellas.

El objetivo es por tanto alterar el funcionamiento actual, para comprobar si en vez de utilizar la generación hidráulica para suplir la falta de fotovoltaica en las horas finales del día es mejor redistribuirla y utilizarla en las horas más caras del día.

Veamos un ejemplo simple de este funcionamiento: Hipoteticemos un día que solo tuviese dos horas basándonos en el cierre real del día que estamos analizando, utilizando la hora 1 y la hora 5 del cierre de OMIE:

- Hora 1: cierre de mercado en 271 €, 44282 MWh casados. 17682 MWh de estos son de generación hidráulica.
- Hora 2: cierre de mercado en 219 €, 39420 MWh casados. 16244 MWh de hidráulica.

El funcionamiento del algoritmo será el siguiente:

1.- Eliminamos la generación hidráulica de ambas horas y las sumamos. El total de hidráulica disponible sería de 33.926 MW a repartir entre dos horas.

2.- Se analiza cuanto aportar a cada hora siguiendo el siguiente cálculo:

$$\text{Hidráulica hora } x = \frac{\text{Sumatorio hidráulica disponible 24 h}}{\text{sumatorio precios 24h}} * \text{precio hora } x$$

De manera que todas las horas recibirán una porción de hidráulica, pero puede ser distinta a la actual con la intención de homogeneizar los precios durante horas.

3.- Cabe recalcar que, si por ejemplo la hora 1 estaba casada con 15000 MWh de hidráulica y ahora le corresponden 10000 MWh, la oferta se reducirá en 15000 (porque se reduce esa cantidad para ser distribuida en otras franjas horarias) pero la demanda solo se reducirá en el mercado en 10000 MWh, que es la cantidad que los clientes finales percibirán como hidráulica en la hora 1 de ese día.

4.- La hidráulica se redistribuye topando el precio a 25 €/MWh, como se realizó en el caso anterior. De esta forma toda la hidráulica disponible se pondrá a la venta distribuida en las horas más necesarias.

5.- Se está utilizando el caso 2 del anterior método al contar con una mayor cantidad de generación hidráulica disponible, lo que permitirá dilucidar con más detalle la utilidad del método y compararlo con el anterior.

6.- Con la hidráulica redistribuida se analiza el cierre de mercado diario

2.4.2 Comparativa horaria adoptando el modelo

Se utilizará el algoritmo en el mismo día que se ha analizado anteriormente (6 de enero de 2021), con la finalidad de comparar ambos métodos tanto en resultados como en replicabilidad.

Se plasmarán los resultados de una hora a la que se ha redistribuido gran cantidad de hidráulica, es decir horas con precios superiores, y otras a las que el reparto les otorga un número inferior de MW de generación hidráulica por tener precios más reducidos (normalmente responderá a las horas con una mayor generación fotovoltaica)

2.4.2.1 Hora 2

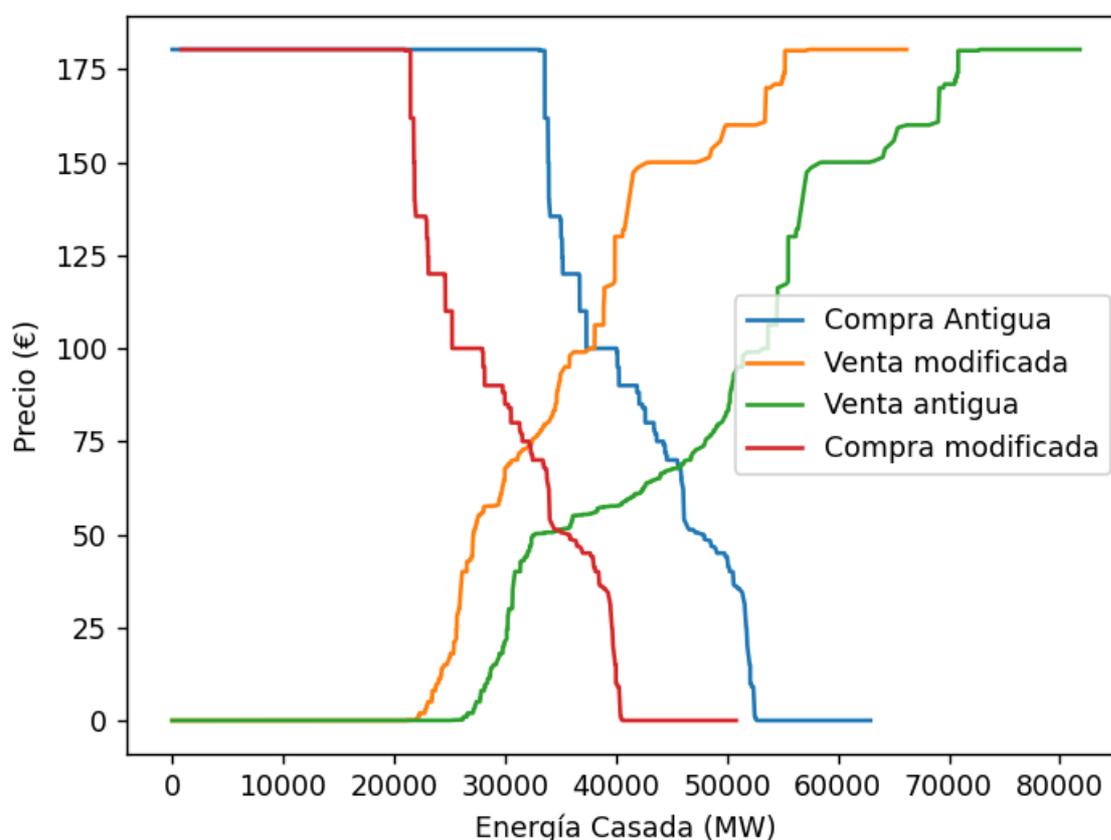


Figura 39. – Corte de mercado antiguo y nuevo tras aplicar el método 2

Como puede apreciarse a simple vista el mercado tiene, igual que en el método anterior, un corte anterior al estar eliminando oferta y demanda del mismo (hidráulica casada aparte).

En el caso de la hora 2 el precio dentro del mercado aumenta al reducir oferta y demanda, situación que será

equilibrada por la venta de hidráulica fuera del mercado.

Como puede apreciarse con más detalle en la siguiente imagen, el mercado pasa a cortar en 74€:

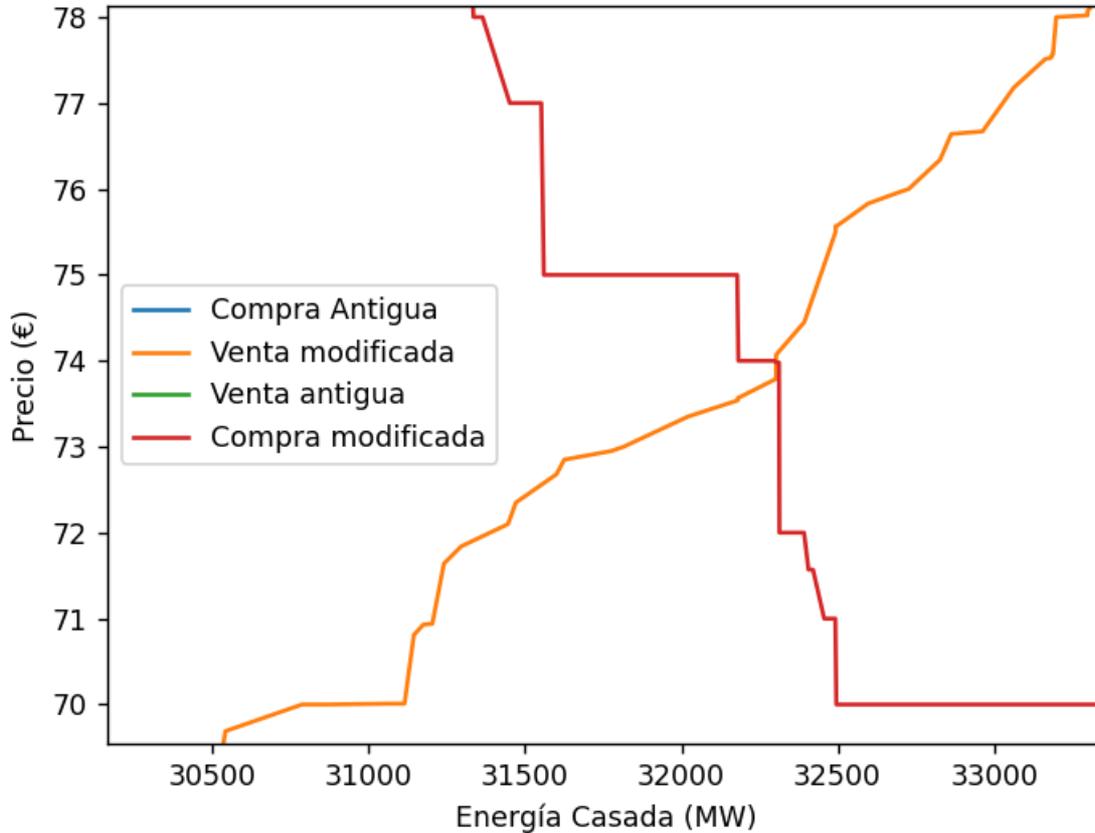


Figura 40. – Detalle de corte de mercado nuevo tras aplicar el método 2

Recordemos que la variación de precio final se debe a dos acciones:

- Primera, la distribución efectiva de la generación hidráulica, que impondría el reparto de la misma por motivos económicos y no técnicos (actualmente se utiliza para aplanar la curva de pato comentada anteriormente),
- Segunda, la disminución del precio de la misma.

De manera que tras realizar los cambios pertinentes el mercado en la hora 2 quedará de la siguiente manera:

OMIE ACTUAL			CONTROL DIARIO CENTRALIZADO				
Energía casada mercado	Hidráulica mercado actual	Precio cierre mercado	Energía casada mercado	Precio cierre mercado	Hidráulica redistribuida fuera de mercado	Precio hidráulica redistribuida	Precio final método
45637	15616.5	67.95 €	32290	74 €	12920.26	25 €	60 €

Tabla 10. – Comparativa de precios en la hora 2 tras aplicar el método

Reduciéndose el precio de la energía en 7.95 €/MWh.

Como podemos observar, se ha otorgado al mercado de la hora 2 menos hidráulica de la que le correspondía antes de aplicar el algoritmo de optimización; esto se debe a que su precio se encuentra más cercano a la media

de horas, sin embargo era una de las 5 franjas horarias que más energía hidráulica estaba percibiendo.

Aún otorgándole menos hidráulica de la que por derecho le correspondía en el mercado actual se ha conseguido abaratar el precio de la energía en esa hora gracias a las limitaciones económicas

2.4.2.2 Hora 9

Un segundo ejemplo que avale el correcto funcionamiento del método es este: Una hora del día en el que empiezan a funcionar las fuentes de generación fotovoltaicas, aunque no se encuentran a pleno rendimiento; su precio de mercado es de los más bajos (52€/MWh).

¿Se reducirá el precio de la energía utilizando esta metodología?

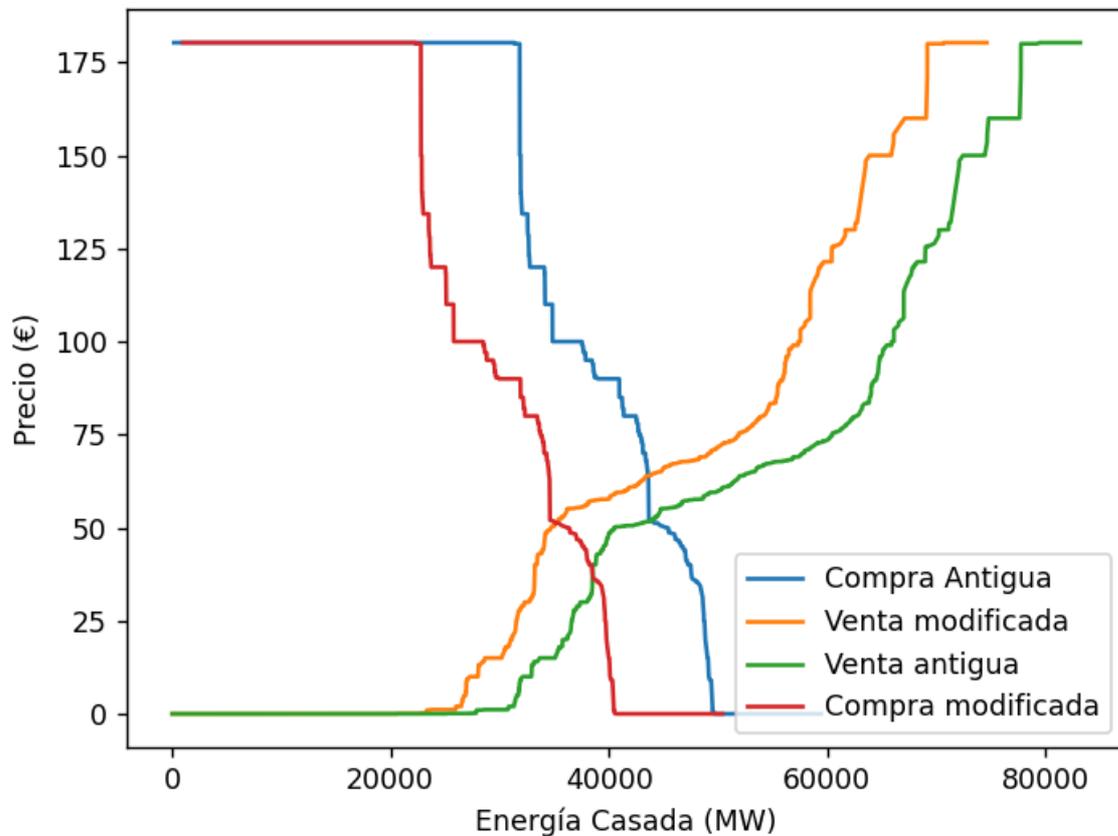


Figura 41. – Corte de mercado antiguo y nuevo tras aplicar el método 2 en la hora 19

A simple vista la imagen es muy similar a la de la hora 2, por la cercanía de los precios en todas las horas; ¿Se está encareciendo el propio mercado (sin contar con la posterior incorporación hidráulica limitada)?

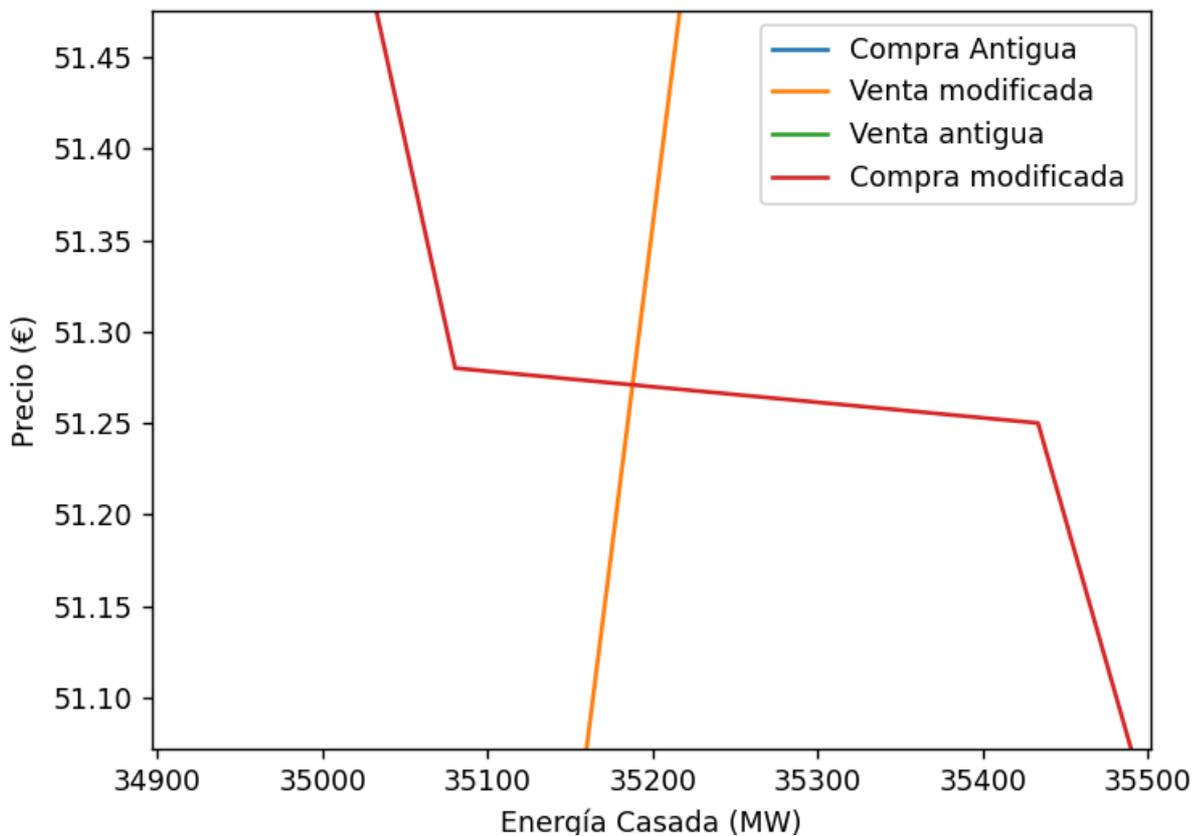


Figura 42. – Detalle de corte de mercado nuevo tras aplicar el método 2 en la hora 19

Parece que sí, pues en este caso el precio del mercado se está reduciendo a 51.3 € desde los 52 € en los que cerraba con anterioridad.

Si además incorporamos la generación hidráulica casada fuera del mercado nos encontraremos con una situación muy favorable:

OMIE ACTUAL			CONTROL DIARIO CENTRALIZADO				
Energía casada mercado	Hidráulica mercado actual	Precio cierre mercado	Energía casada mercado	Precio cierre mercado	Hidráulica redistribuida fuera de mercado	Precio hidráulica redistribuida	Precio final método
43860	8567.6	52 €	35186	51.3 €	9861.2	25 €	46 €

Tabla 11. – Comparativa entre horas al aplicar el método 2 en la hora 19

Que reduce el precio en un porcentaje de:

$$\%_{reducido} = 100 - \frac{46 * 100}{52} = \mathbf{11.53\%}$$

2.4.2.3 Desglose por horas y comparativa con el mercado actual OMIE

Para tener una visión global, se agrega una tabla análisis de los cierres en cada hora del día utilizando este método:

HORAS	OMIE ACTUAL			CONTROL DIARIO CENTRALIZADO				
	Energía casada mercado	Hidráulica mercado actual	Precio cierre mercado	Energía casada mercado	Precio cierre mercado	Hidráulica redistribuida fuera de mercado	Precio hidráulica redistribuida	Precio final método
1	50445	17537.2	71.5 €	35575	79 €	13585.27	25 €	64 €
2	45637	15616.5	67.95 €	32290	74 €	12920.26	25 €	60 €
3	39359	12407.6	63.7 €	30130	64.5 €	12103.25	25 €	53 €
4	42040	10545.9	57.45 €	30255	60.8 €	10906.22	25 €	51 €
5	38190	9487.5	55.4 €	28450	51.27 €	10526.21	25 €	44 €
6	38175	8907.6	53 €	20202	51.8 €	10070.20	25 €	43 €
7	39340	7949	51.6 €	30986	50 €	9804.2	25 €	44 €
8	41334	8610.6	53.8 €	32070	51.25 €	10222.2	25 €	45 €
9	43860	8567.6	52 €	35186	51.3 €	9861.2	25 €	46 €
10	48500	9169.6	55.5 €	39375	55.1 €	10545.21	25 €	49 €
11	53890	10302.4	57.45 €	43620	56.2 €	10906.22	25 €	50 €
12	47555	10453.8	57.51 €	46020	57.65 €	11020.22	25 €	51 €
13	58080	10232.6	57.7 €	47685	57.65 €	10963.22	25 €	52 €
14	61028	10227.8	57.5 €	49577	59.5 €	10925.22	25 €	53 €
15	56760	9638	57.36 €	46500	53.2 €	10906.22	25 €	48 €
16	53908	8524.2	55.36 €	44536	51.5 €	10526.22	25 €	46 €
17	51915	8823.2	55.7 €	42330	52.5 €	10583.21	25 €	47 €
18	52860	10198	57.6 €	42840	57.7 €	10944.3	25 €	51 €
19	56930	12908	64.5 €	44700	65 €	12255.25	25 €	56 €
20	59450	13469	65 €	41147	67.15 €	12350.25	25 €	57 €
21	60345	12967.6	64.5 €	49840	67.5 €	12350.25	25 €	59 €
22	62430	7068.3	50.3 €	55065	49.3 €	9557.19	25 €	46 €
23	56430	12595	59.6 €	44300	57 €	15200.31	25 €	49 €
24	59450	13888.4	64.6 €	48130	64.5 €	13870.28	25 €	56 €

Tabla 12. – Precio de las 24 horas aplicando el método 2 comparado con el precio actual

Observando como las horas siguen la tendencia de reducción de precios analizada anteriormente, podemos confirmar que el método funciona de una manera satisfactoria, logrando reducir el precio todas las horas, al unir la distribución óptima del recurso hidráulico y la disminución de precios de este.

En este gráfico se puede comprobar cómo se reduce el precio hora tras hora:

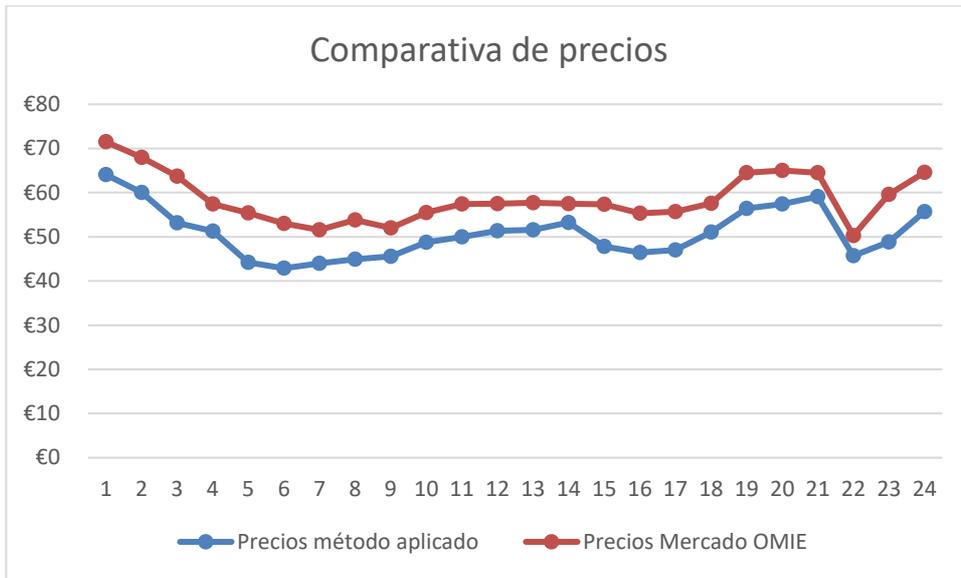


Figura 43. – Gráfica comparativa de precios durante las 24 horas tras aplicar el método

Habiéndose redistribuido la energía de la siguiente manera:

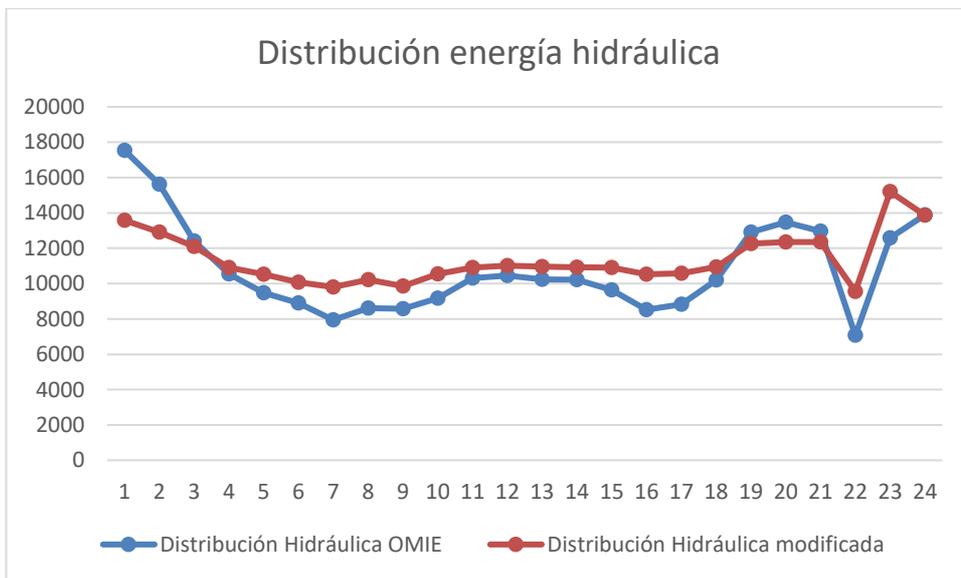


Figura 44. – Gráfica comparativa de energía hidráulica durante las 24 horas tras ser redistribuidas

Que como puede observarse es un reparto más equitativo debido a la igualdad de precios entre horas. Si una hora estuviese muy descompensada, con precios muy elevados, la generación hidráulica se volcaría en esa hora.

2.5 Observaciones y conclusiones finales sobre los modelos analizados

Se analizará en primer lugar que método dio mejores resultados. Para ello, como en ambos se ha analizado el día con más uso hidráulico (01/06/2021) con la misma modificación en el precio de venta de la generación hidráulica, serán estos resultados los que utilizaremos para el análisis.

En primer lugar calculemos la variación media de precio en las 24 horas:

Precio medio mercado OMIE	Precio medio método 1	Precio medio método 2
58,61 €	52,34 €	51 €

Tabla 13. – Media de precios de las 24 horas del día aplicando ambos métodos

Y puede observarse que el método 2 da unos resultados mínimamente mejores.

Horariamente podremos observar lo siguiente:

Precio OMIE	MÉTODO 1		MÉTODO 2	
	Precio modificado 1	% Reducido	Precio modificado 2	% Reducido
71,50 €	57,10 €	20,14	64 €	10,49
67,95 €	53,55 €	21,19	60 €	11,70
63,70 €	53,07 €	16,69	53 €	16,80
57,45 €	52,14 €	9,24	51 €	11,23
55,40 €	49,80 €	10,11	44 €	20,58
53 €	48,24 €	8,98	43 €	18,87
51,60 €	48,25 €	6,49	44 €	14,73
53,80 €	48 €	10,78	45 €	16,36
52 €	49,30 €	5,19	46 €	11,54
55,50 €	50,06 €	9,80	49 €	11,71
57,45 €	51,63 €	10,13	50 €	12,97
57,51 €	52,04 €	9,51	51 €	11,32
57,70 €	52,68 €	8,70	52 €	9,88
57,50 €	54,95 €	4,43	53 €	7,83
57,36 €	52,18 €	9,03	48 €	16,32
55,36 €	51,56 €	6,86	46 €	16,91
55,70 €	51,93 €	6,77	47 €	15,62
57,60 €	51,41 €	10,75	51 €	11,46
64,50 €	55,73 €	13,60	56 €	13,18
65 €	57,72 €	11,20	57 €	12,31
64,50 €	58,45 €	9,38	59 €	8,53
50,30 €	46,75 €	7,06	46 €	8,55
59,60 €	51,95 €	12,84	49 €	17,79
64,60 €	57,57 €	10,88	56 €	13,31

Tabla 14. – Comparativa de resultados de ambos métodos por hora

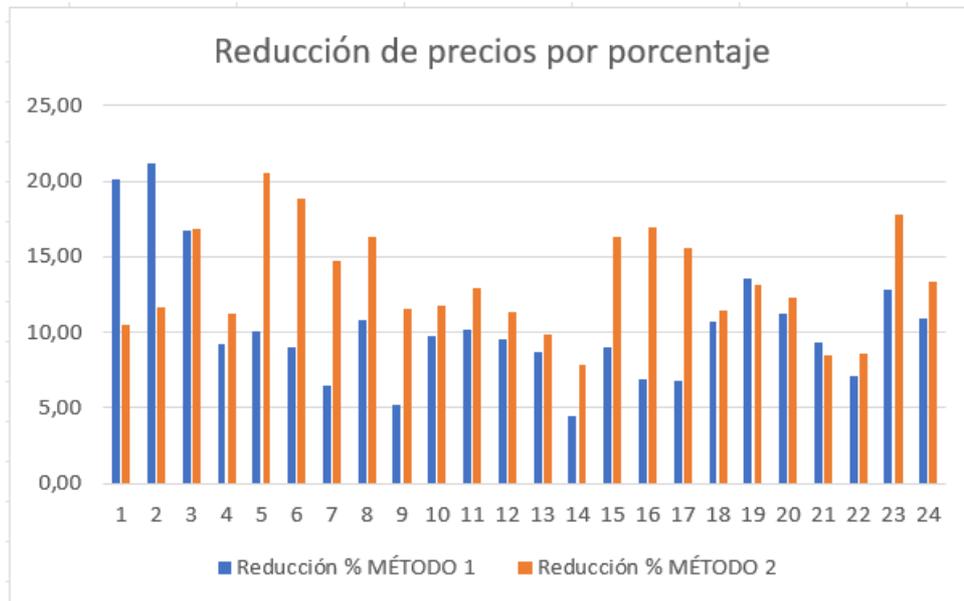


Figura 45. – Reducción porcentual de precios por método en 24 horas

Es decir, horariamente puede apreciarse que el método 2 tiene una reducción más pronunciada que el método 1.

- Hacer uso de la hidráulica de manera redistribuida según precios es una solución aceptable
- No puede extrapolarse el correcto funcionamiento para todas las horas en todas las situaciones, pues en días con poco recurso hídrico y precios del ciclo combinado más elevados podemos encontrarnos con resultados peores utilizando el método 2.
- Hacer uso del método 2 resultaría en un obligado cambio en la legislación actual, que como se ha comentado anteriormente plantea la utilización de la generación hidráulica regulable para suplir las curvas de pato.
- Podrían aparecer situaciones en las que el recurso se ha utilizado por motivos económicos en las horas más costosas del día, pero esto condujese a la creación de nuevas horas más costosas por el forzoso arranque de ciclos combinados para suplir la demanda ante la desaparición repentina de la generación fotovoltaica.

En resumen, ambos métodos parecen ser válidos y abaratar el coste de la energía en España, sin embargo deben ser sometidos a un control más exhaustivo con diversos escenarios de generación para comprobar cual de ellos (o un mix entre ambos) llevará el sistema hasta su punto óptimo.

Puede concluirse que la forma de explotación de la generación hidráulica no es óptima en la situación actual (tanto energética como de desarrollo) del mercado eléctrico.

3 ESCENARIOS ENERGÉTICOS ANTE LA DESAPARICIÓN NUCLEAR

Hay una fuerza motriz más poderosa que el vapor, la electricidad y la energía atómica. La voluntad.

- Albert Einstein -

La tecnología nuclear ha sido históricamente objeto de mucha controversia. La peligrosidad de sus residuos, unido a los desastres naturales provocados por la negligencia humana en el uso de esta poderosa tecnología y determinados grupos de presión antinuclear han causado un miedo a la misma especialmente acentuado en España.

En este apartado se busca analizar desde un punto de vista objetivo el escenario energético futuro ante la inminente desaparición de la tecnología nuclear, debido a la nula inversión en las mismas y el fin de la vida útil de los reactores en funcionamiento.

Para ello se pondrá el foco en escenarios futuros planteados por ENTSO-E, la red de operadores de redes eléctricas europeas, y se buscará plantear el mercado eléctrico bajo esos supuestos.

3.1 Generación nuclear en España

Para centrar el foco en la generación nuclear se tratará su capacidad de generación en España, sus posibilidades de desarrollo y vida útil, así como su papel en el mercado energético actual.

3.1.1 Capacidad de generación nuclear

En España se encuentra en funcionamiento 5 centrales nucleares, situadas en 5 emplazamientos diferentes. Dos de estas centrales cuentan con dos reactores, sumando un total de 7 reactores nucleares en el territorio español.

Estas centrales suman una potencia instalada de **7398,77 MW** [12]:

REACTOR	EMPLAZAMIENTO	POTENCIA (MW)	TIPO	AÑO EXPLOTACIÓN
Almaraz 1	Cáceres	1049.40	PWR	1983
Almaraz 2	Cáceres	1044.50	PWR	1984
Ascó 1	Tarragona	1032.50	PWR	1984
Ascó 2	Tarragona	1027.21	PWR	1986
Cofrentes	Valencia	1092.02	BWR	1985
Vandellós	Tarragona	1087.14	PWR	1988
Trillo	Guadalajara	1066.00	PWR	1988

Tabla 15. – Centrales nucleares instaladas en territorio nacional

Como además las centrales de generación nuclear tienen un rendimiento anual de aproximadamente el 96%, puede concluirse que son centrales de base que estarán funcionando, y por tanto entrando, siempre en el mix energético.

En otras palabras exceptuando paradas de mantenimiento y recarga de combustible, poco frecuentes, contaremos siempre con 7398 MW de potencia cada hora en el mix.

Si esta potencia desapareciera debería ser cubierta por otras tecnologías indudablemente más costosas.

¿Por qué no se instala más generación nuclear en territorio español, como pasa en otros países como Francia?

Esto es debido a la llamada **moratoria nuclear**

3.1.2 Moratoria nuclear

En España a partir de 1950 se desarrolla un gran interés por la energía nuclear. A raíz de eso en 1960 empiezan a aparecer las primeras centrales (Zorita, Garoña, Vandellós, Ascó...)

Tras determinados accidentes nucleares en países como Estados Unidos y la presión de determinados sectores científicos y ecologistas en 1982 se suspenden los programas de energía nuclear.

En 1994 se consolida con la Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico (Ley 40/1994 del 30 de Diciembre) la llamada moratoria nuclear, con la que se paralizan y posteriormente se suspenden las obras de 7 centrales nucleares proyectadas.

Las pérdidas económicas en inversiones fueron pagadas por los ciudadanos en forma de cobros de pequeños porcentajes por parte de las compañías eléctricas.

Al no ser objeto de este trabajo analizar detalladamente las causas y el contexto político de la moratoria, solo se deja constancia de los hechos para analizar el escenario energético actual, fuertemente marcado por las decisiones que se toman años atrás. (La instalación de centrales de generación no es un proceso rápido, y se necesitan años para ello).

A partir de este momento y como es lógico la creación de nuevas centrales de generación nuclear en España está paralizada, por lo que no se creará nueva potencia con este tipo de tecnología.

Este debate vuelve a abrirse en un momento en el que las centrales llegan a su fin de vida útil, y la potencia que aportan al mercado eléctrico de una manera fiable y precios bajos se ve amenazada por el inminente cierre de las mismas.

¿Cómo se aportará esta energía? ¿Se plantea suplir con gas, estando su abastecimiento condicionado por factores externos y políticas internacionales?

3.1.3 Desmantelamiento nuclear

La vida útil de las centrales nucleares es de aproximadamente 40 años.

Al ver los años de puesta en marcha de las mismas se puede deducir que entre 2027 y 2035 deben ser cerradas, y así es.

El gobierno pactó con las grandes eléctricas un calendario para el cierre progresivo de las centrales entre estos años, que conducirá al apagón nuclear en el país.

El plan pasa por cerrar las centrales siguiendo el siguiente orden:

REACTOR	POTENCIA (MW)	AÑO EXPLOTACIÓN	AÑO CIERRE
Almaraz 1	1049.40	1983	2027
Almaraz 2	1044.50	1984	2028
Ascó 1	1032.50	1984	2030
Ascó 2	1027.21	1986	2032
Cofrentes	1092.02	1985	2030
Vandellós	1087.14	1988	2035
Trillo	1066.00	1988	2035

Tabla 16. – Fechas de desmantelamiento de las centrales nucleares españolas

Empezando los trabajos previos de clausura entre 3 y 5 años antes del cese de la actividad de cada central, e iniciando el desmantelamiento 3 años después del cierre de las mismas.

La estimación económica en el cierre de estas centrales y la posterior gestión de los residuos nucleares de una manera óptima es de **24.435 millones de euros** si se construye un solo cementerio central y **26.560 millones de euros** si se opta por siete almacenes repartidos por España.

Puede concluirse por tanto que en una aproximación del escenario energético en el año 2030 la generación nuclear será muy inferior a la actual. [13]

3.2 Modelo de mix energético sin generación nuclear

El futuro es sin duda incierto, máxime teniendo en cuenta la situación de crisis e incertidumbre energética que se está viviendo con respecto a la cantidad de gas disponible debido al conflicto vivido en Ucrania.

Huelga comentar que los expertos manejan distintos escenarios que dependen de diversos factores, fundamentalmente de la capacidad económica y las prioridades del sistema financiero internacional.

En épocas de crisis no se destina tanto dinero a políticas de desarrollo energético sostenible, sino que se priman otros factores más urgentes para el bienestar social.

Por ello ENTSO-E (La red de operadores eléctricos europeos, donde participa Red Eléctrica) ha elaborado distintos escenarios de desarrollo para el año 2030. [14]

Se ha elegido el análisis del horizonte 2030 en este trabajo debido a dos motivos

- En primer lugar la incertidumbre aumenta conforme aumenta el horizonte de análisis.
- En segundo lugar permite analizar la reducción de generación nuclear, ya que como se ha comentado en 2030 cuatro de las siete centrales activas en España deben cerrar.

En la tabla que se agrega a continuación se comparan tres escenarios:

- En primer lugar el mix actual,
- en segundo el mix en 2030 suponiendo Acción Climática Global (CGA); este es el escenario más positivo, que podría darse en una época de bonanza. Descarbonización a gran velocidad, mucha instalación de renovables, almacenamiento.
- En tercer lugar suponiendo Transición Sostenible (ST) se plantean unos objetivos más realistas. Un crecimiento constante de renovables, crecimiento económico moderado. Este escenario sigue en línea con los objetivos de la UE para 2030, pero algo por detrás de los objetivos para 2050.

Los distintos mixes quedarían de la siguiente manera:

TIPO DE TECNOLOGÍA	ESCENARIO ENERGÉTICO		
	ACTUAL	GCA 2030	ST 2030
Biofuels	400 MW	2 GW	-
Gas	26,2 GW	27,9 GW	24,5 GW
Carbón	3,46 GW	3,9 GW	4,6 GW
Hidro	20,1 GW	31 GW	31 GW
Nuclear	7,1 GW	3,1 GW	3,1 GW
Termosolar	2,3 GW	6,1 GW	2,3 GW
Fotovoltaica	17 GW	40 GW	25,8 GW
Eolica onshore	29,5 GW	34,5 GW	31 GW
Eolica offshore	-	62 MW	-
Total Instalado	115 GW	148,5 GW	123 GW

Tabla 17. – Potencias instaladas en el caso actual frente a los dos escenarios de ENTSOE

Se puede observar que la tendencia de cara al futuro sea cual sea el perfil de desarrollo elegido es de desarrollo de tecnologías renovables y reducción nuclear.

Se aprecia un mantenimiento de la potencia instalada en ciclos combinados; esto significa que no van a realizarse nuevas inversiones en este tipo de tecnologías, pero tampoco se pretende cerrar a corto plazo las que existen.

Esto se debe a que estas centrales dan una respuesta rápida ante cambios en la demanda, por lo que son usadas en regulación y para puntas de demanda.

Con el mix energético actual se hace difícil cubrir el rol del ciclo combinado si no se sobredimensiona el parque de generación mucho; haría falta tener instalado al menos 3 veces la potencia instalada actual en renovables, de manera que con el recurso solar/eólico disponible cubran toda la demanda con sus variaciones sin problema. Esto incurriría en un desperdicio de energía muy elevado en días con condiciones favorables.

Además, sería necesario contar con sistemas de almacenamiento a gran escala como reserva rodante.

Cada uno de los tres escenarios quedará de la siguiente manera:

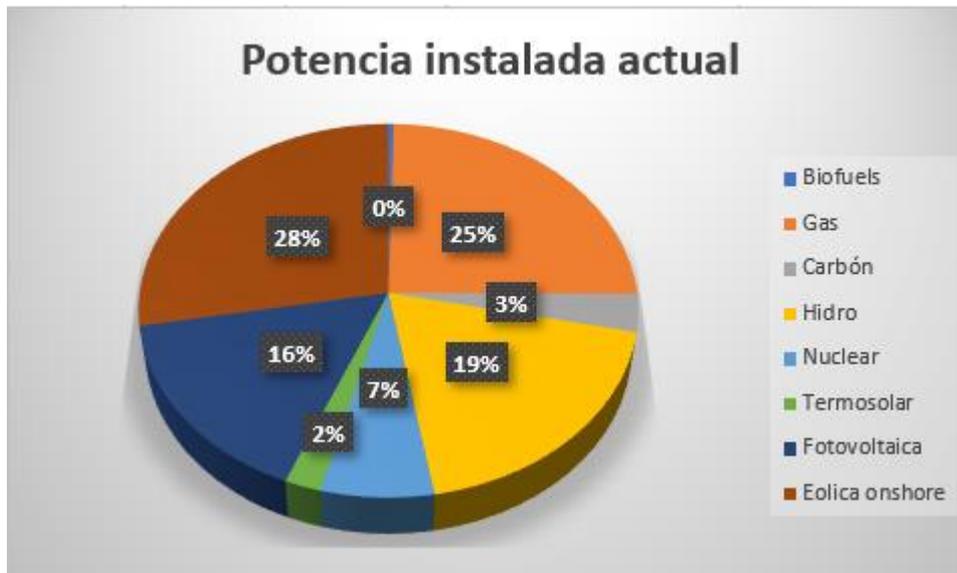


Figura 46. – Potencia instalada actualmente en España

En el modelo energético actual el 54% de la potencia instalada es generación renovable. La producción de energía renovable está compuesta principalmente por la hidráulica, solar y eólica.

El resto de potencia se encuentra gobernada principalmente por el ciclo combinado, nucleares y en menor medida carbón.

Cabe destacar que potencia instalada y potencia generada son términos muy distintos que hay que aclarar:

- **Potencia instalada:** En una situación óptima y funcionando al 100%, es la potencia en MW que pueden dar las instalaciones de generación en el territorio analizado. Como es lógico cuando se habla de renovables la situación climática nunca permitirá obtener toda la potencia instalada en el territorio; Además existen limitaciones por las líneas de transporte, que tienen una potencia característica y no pueden superarla.
- **Potencia generada:** En un instante determinado depende de los recursos de generación disponibles, la situación climática y la adaptación de la red de transporte y distribución. Es la potencia que puede negociarse en el mercado eléctrico de energía.

Como es lógico para alimentar con recursos renovables al consumo de la Península habría que sobredimensionar mucho el sistema; esto es: suponiendo que nunca se funcionará al 100%, hace falta tener mucha más potencia instalada, para que aún funcionando al 40% puedan suplir de energía al sistema.

Como se ha comentado, actualmente la potencia instalada renovable es un 55% aproximadamente de todo el mix; sin embargo, si analizamos un día con buena situación climática, como el 24/08/2022, encontraremos lo siguiente:

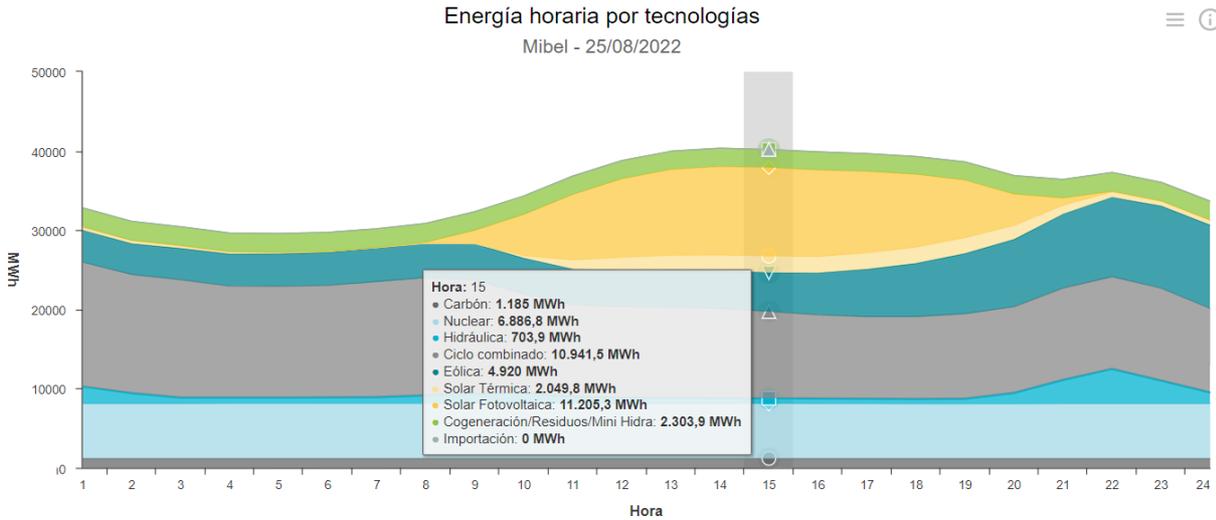


Figura 47. – Energía casada por horas en el mercado ibérico. Hora 15 [10]

Es decir, en un día de verano, a las 15.00, hora en la que la tecnología fotovoltaica funciona al 100% y es primera tecnología, las renovables no superan el 46% en el mercado diario.

Si hablamos de una situación peor, es decir una hora sin luz solar, el problema se acentúa:

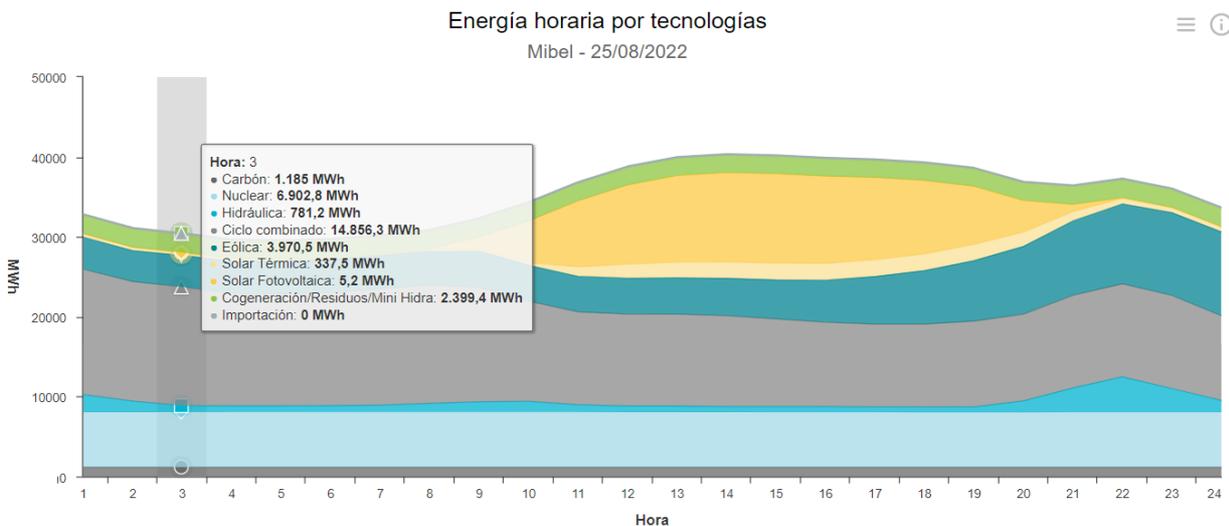


Figura 48. – Energía casada por horas en el mercado ibérico. Hora 3 [10]

Como puede comprobarse, a las 2 de la mañana el porcentaje de generación renovable es mucho menor.

En este caso solo el 17% de la producción de energía se estaría realizando de manera renovable.

El mix actual por tanto se mueve hacia el desarrollo de las tecnologías de producción renovable y la reducción de emisión de gases de efecto invernadero, pero queda mucho trabajo por hacer.

La adición de tecnologías renovables no es suficiente para cubrir las peculiaridades del parque de generación y la demanda variante de energía, y hacen falta otras fuentes de energía con una capacidad de respuesta rápida y eficaz. Ese papel es cubierto actualmente por el ciclo combinado, y no parece fácil reemplazarlo.



Figura 49. – Potencia instalada en 2030 siguiendo el plan de acción climática global

El primer escenario de mejora, creado en una hipotética situación de bonanza, pasa por aumentar la potencia instalada en más de un 30%.

Esto parece poco viable desde la perspectiva de 2022, con un parque de generación ya sobredimensionado, pero es necesario si se quiere desplazar las tecnologías dependientes del gas del mercado; máxime suponiendo el progresivo desmantelamiento de las tecnologías nucleares.

Este escenario se basa por tanto en un aumento exponencial de la generación fotovoltaica, que llegaría a acrecentar más de un 100% sobre su potencia instalada actual; el incremento de eólicas, incluso la incursión al mundo de la eólica offshore usando tecnología HVDC sería necesaria para cumplir estos objetivos.

Según este modelo, nada más y nada menos que el 75% del parque de generación instalado en España sería renovable.

Se buscaría por tanto ser progresivamente más independientes de las fuentes de energía extranjeras y llegar a convertir la Península en una potencia mundial renovable, que exportase energía de carácter renovable (aumentando las interconexiones con Francia) al resto de la Unión Europea.



Figura 50. – Potencia instalada en 2030 siguiendo el plan de transición sostenible

El segundo escenario futuro que se plantea por parte de ENTSO-E es algo más conservador. Supone un aumento del 54% actual de potencia instalada renovable al 70%, pero con un aumento de la potencia instalada mucho menor. Se pasaría de 115 a 123 GW instalados, todos ellos invertidos en generación solar y eólica.

Con el fin de ser realistas se ha decidido analizar el mercado eléctrico del año 2030 utilizando el modelo de **Plan de Transición Sostenible**.

Esta decisión se ha tomado siguiendo una ideología más conservadora, guiada por la incertidumbre provocada por diversos acontecimientos acaecidos con posterioridad a la creación de estos modelos.

No se puede subestimar el poder de destrucción económica de una pandemia global. Esto unido a la creciente inflación anual, y la tensión internacional causada por los conflictos provocados por Rusia en territorio ucraniano hacen que se considere correcto utilizar el modelo menos optimista de desarrollo económico, y por ende energético.

3.3 Comparativa del mercado actual y la perspectiva del Plan de Transición Sostenible

Se procede a comparar el mercado actual con el hipotético mercado existente en el año 2030. Para ello se asumen una serie de supuestos y premisas que no tienen por qué ser reales, pero que permitirán realizar comentarios sobre el devenir energético de la sociedad.

El objetivo de este apartado no es llegar a conclusiones tajantes, pues es imposible dada la incertidumbre del panorama energético de cara al futuro.

Se busca más bien reflexionar sobre las distintas posibilidades, y como podría afectar el desarrollo tecnológico al mercado energético.

3.3.1 Desarrollo del modelo de mercado eléctrico

Para realizar el análisis supondremos el mismo tipo de mercado que desarrolla España actualmente, comentado con detalle en los primeros puntos del trabajo (*Ver bloque 1 del mismo*)

Esto significa que no se esperan cambios sustanciales en las políticas energéticas (nuevo desarrollo nuclear, aparición repentina de nuevas tecnologías, nuevos principios sobre el cambio climático...) ni en el funcionamiento del sistema de compra-venta de energía.

Partiendo de esta premisa el sistema de análisis será simple pero efectivo:

- Si actualmente con 17GW de fotovoltaica instalada entran al mercado en la hora 12 X energía, cuando haya 25,8 GW instalados (según el modelo de Transición Sostenible) será una regla de tres la energía que entre al mercado.

$$Energía_{futura} = \frac{25.8 * Energía_{actual}}{17}$$

- Para ello se está asumiendo que los precios permanecerán prácticamente invariables. Esto es aceptable dado el corto plazo temporal que se está analizando. Es cierto que la tecnología fotovoltaica o eólica pueden abarataarse en 8 años, pero según diversos cálculos, como los realizados por el Instituto de Sistemas de Energía Solar Fraunhofer en 2021, llamado "*Levelized costo felectricity renewable energy technologies*" ampliamente aceptados, no será un decremento superior al 10% del precio de instalación actual.
- Esta pequeña reducción, aún inferior en la eólica, será considerada despreciable debido a la dudosa situación económica de otros bienes energéticos como es el gas. No se introducirán variaciones en el precio de ninguna energía en el análisis.
- Se supondrá un aumento en la demanda del 8%. Esto responde a un aumento de la producción de recursos y la evolución natural de la sociedad.
- Recordemos que la tecnología nuclear se encuentra en una situación de desmantelamiento inminente. Por esto y con las estimaciones realizadas por REE se ha supuesto una disminución de la misma del 50% de su potencia instalada actual.
- Por último, es necesario considerar que se está realizando este estudio para el primer día de marzo del año 2022. Esto tiene varias implicaciones: En primer lugar este es el día elegido porque pertenece a un periodo de Primavera, en el que las renovables funcionan bien y la situación es estable. En segundo lugar cabe destacar que el 2022 es un año seco, y la producción hidráulica está siendo inferior a años anteriores (véase el bloque 2, en el que se analiza la generación hidráulica en detalle) utilizado por su mayor producción hidráulica para mostrar resultados más satisfactorios)

Con estos principios el mercado diario quedará de la siguiente manera:

3.3.1.1 Mercado diario 2030 nocturno

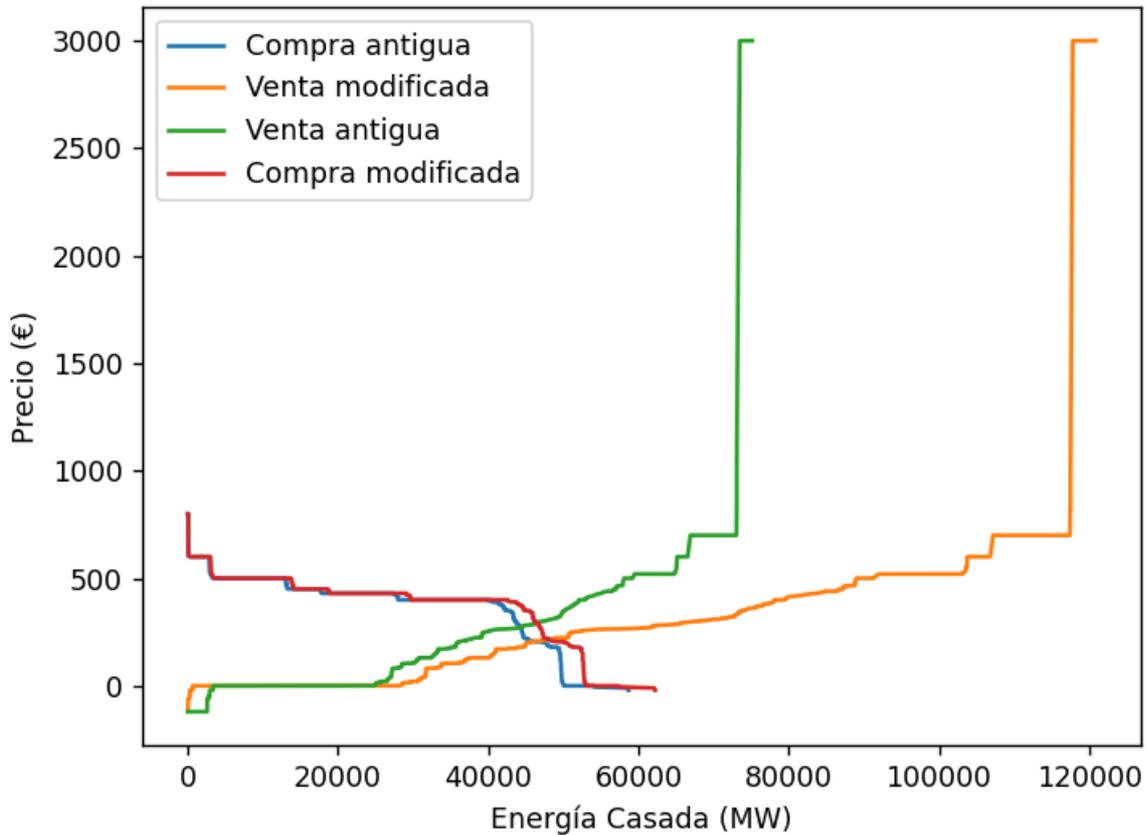


Figura 51. – Comparativa entre cierre de mercado actual y supuesto en 2030 nocturno

En la figura puede observarse un análisis entre el mercado actual y el estimado para el futuro.

Como puede apreciarse con más detalle en la figura inferior, el precio efectivamente bajaría con los supuestos planteados. Incluso en la noche, en la que la tecnología fotovoltaica no funcionaría, la existencia de una mayor potencia eólica instalada, minihidráulicas y mejores aprovechamientos hidráulicos en bombeo permitirían reducir el precio de la energía.

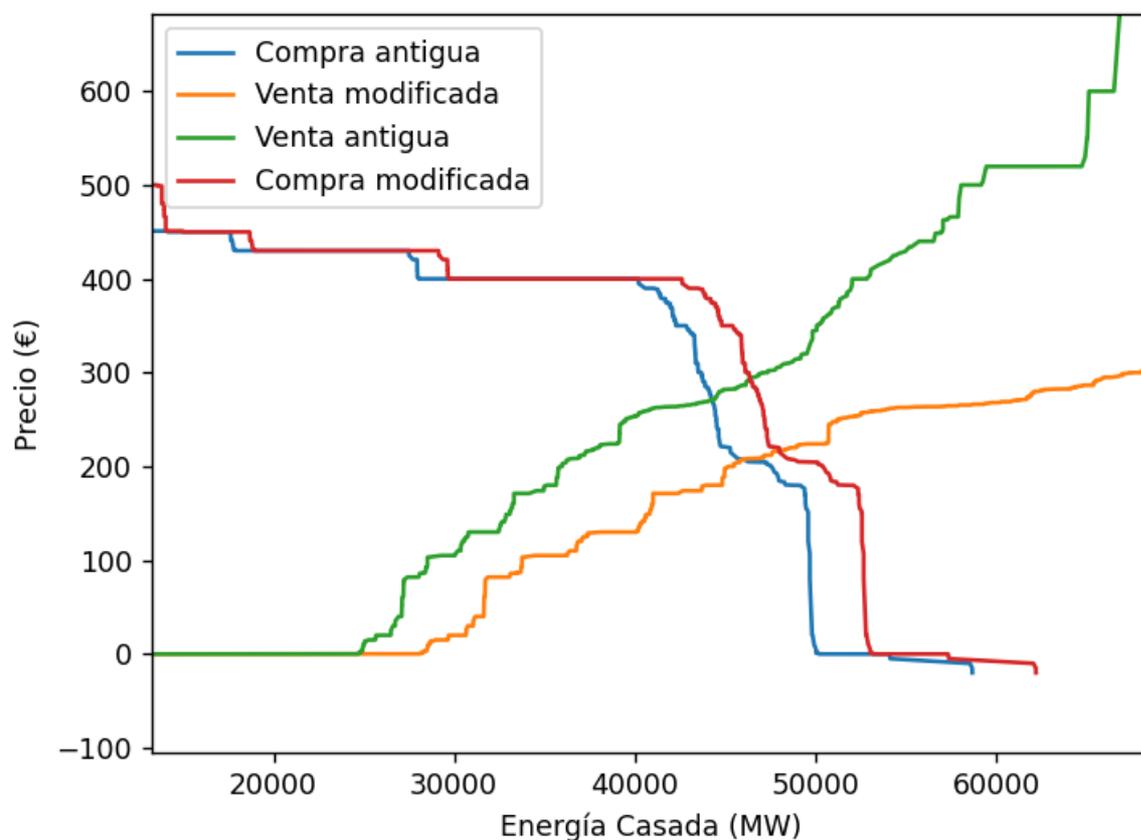


Figura 52. – Detalle comparativo de cierre de mercado actual y supuesto 2030 nocturno

Como se resume en la tabla a continuación, se está casando una mayor energía a un menor precio:

Situación	Energía Casada	Precio
Actual	44280 MWh	271 €
TS 2030	48020 MWh	216 €

Tabla 18. – Precio de casación mercado OMIE con situaciones favorables año 2030

Cabe destacar que se está realizando un análisis en una situación climática favorable, asunto en el que se hará hincapié en el punto 3.3.2 *Comentarios y conclusiones acerca de la comparativa*

3.3.1.2 Mercado diario 2030 diurno

Si al analizar el mercado nocturno el día 1 de marzo del año 2022 hemos comprobado que la situación era positiva, también debe serlo en las horas del día en las que la para entonces principal fuente de energía, el Sol, se encuentre presente.

Comprobemos que el mercado ajustado a la situación de una hora media del día para la situación en 2030 sigue los mismos parámetros:

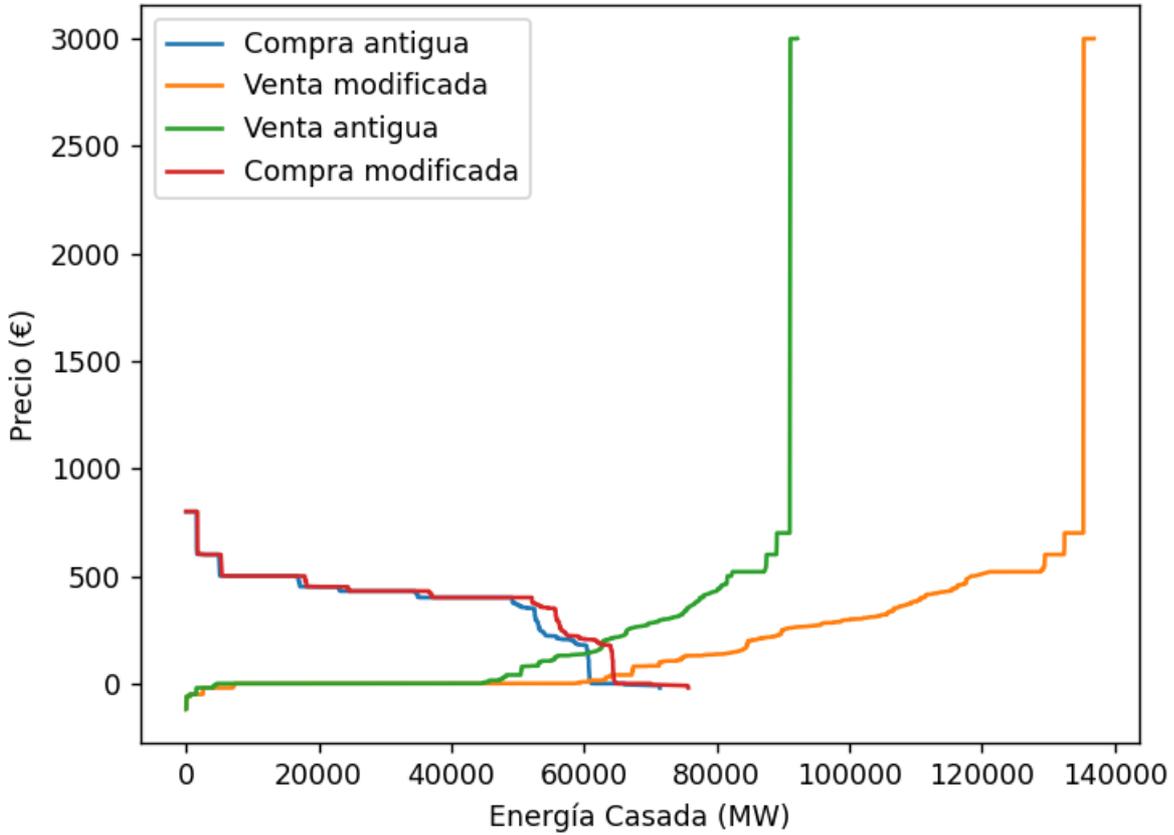


Figura 53. – Comparativa entre cierre de mercado actual y supuesto en 2030 diurno

Y si apreciamos con más detalle podemos encontrarnos el siguiente corte:

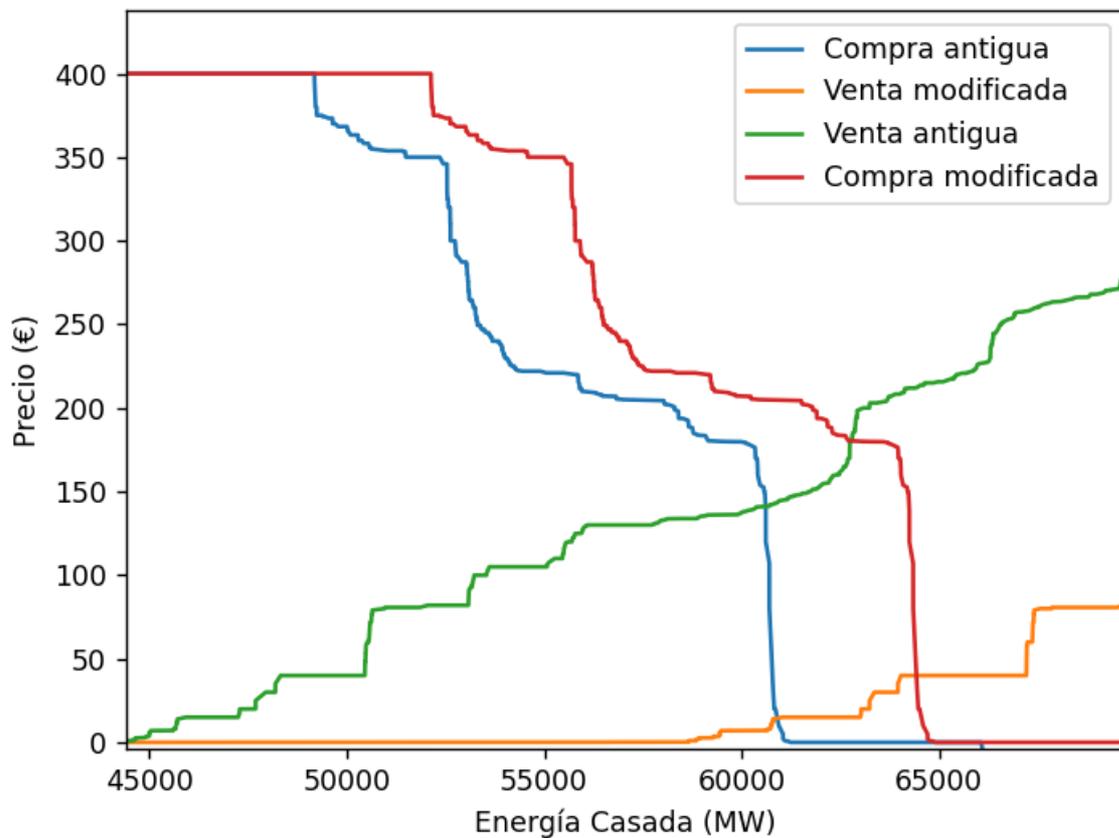


Figura 54. – Detalle de cierre de mercado actual y supuesto en 2030 diurno

Es decir, pasamos de un mercado que ya tenía precios inferiores a horas precedentes debido al buen rendimiento de la generación fotovoltaica a uno mucho más favorable, en el que la renovable está prácticamente cerrando el mercado diario de la energía.

El precio exacto de corte quedaría de la siguiente manera:

Situación	Energía Casada	Precio
Actual	60060 MWh	141 €
TS 2030	64430 MWh	40 €

Tabla 19. – Precio de casación mercado OMIE con situaciones favorables año 2030 diurno

Efectivamente, la construcción de más potencia instalada renovable causará que en situaciones climáticas beneficiosas el sistema quede cubierto de una manera correcta y más barata.

Sin embargo, es obvio que no es esta la situación que se vivirá siempre en terreno Español.

3.3.1.3 Mercado diario 2030 nocturno en ausencia de viento

La eliminación del 50% de la potencia nuclear instalada para el año 2030 puede parecer un asunto de poca importancia. ¿Cuál será la importancia de 3 GW de potencia en un parque de generación de más de 100 GW? No debería afectar a la factura en el mercado, sobre todo si se está supliendo esta energía con la instalación de grandes cantidades de recursos renovables.

Sin embargo, la energía nuclear tiene una cualidad con la que el resto de fuentes de generación eléctrica no cuentan.

Son la fuente de energía base del sistema energético por excelencia. Esto significa que su altísimo rendimiento y disponibilidad (superior al 95% de las horas) hacen que sea un recurso seguro con el que contar en el mercado.

Su desaparición por tanto podrá pasar desapercibida en una situación, como se ha comprobado, favorable para los recursos renovables.

Pero: ¿Qué sucederá en una situación en la que el viento no sea favorable y nos encontremos en una hora nocturna, sin recurso fotovoltaico?

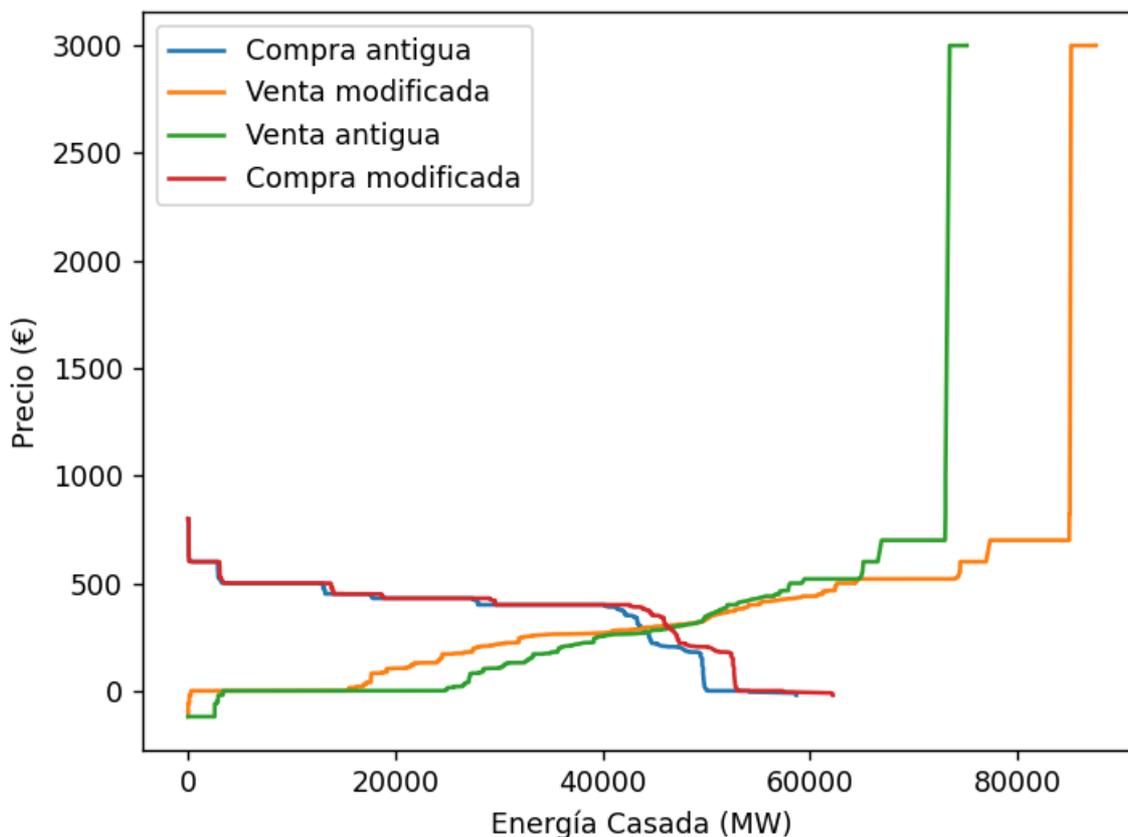


Figura 55. – Comparativa entre cierre de mercado actual y supuesto en 2030 situaciones desfavorables

Puede apreciarse a simple vista que la cantidad de energía vendida a un coste bajo (0) se reduce drásticamente. No existe eólica, vendida a bajo precio, y a su vez falta la nuclear. Esto hace que los precios aumenten, pues se necesita utilizar la única tecnología disponible para ser arrancada en todo momento. El ciclo combinado.

Esta situación puede verse agravada, pues como se comenta no se está teniendo en cuenta el posible encarecimiento del gas desde el precio actual hasta el 2030.

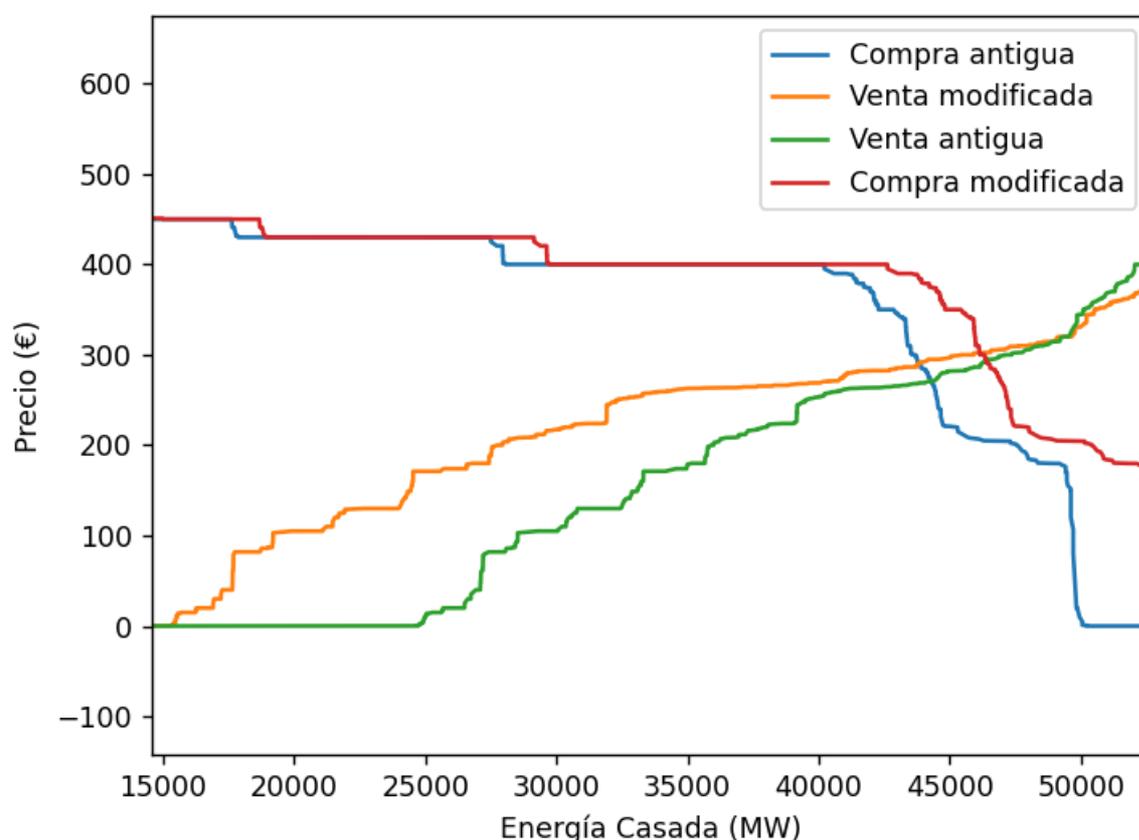


Figura 56. – Detalle de cierre de mercado actual y supuesto en 2030 situaciones desfavorables

En la imagen puede apreciarse con aún más detalle la reducción de tecnologías a un precio reducido. El resultado del mercado sería en este caso:

Situación	Energía Casada	Precio
Actual	44280 MWh	271 €
TS 2030	46130 MWh	302.2 €

Tabla 20. – Precio de casación mercado OMIE con situaciones desfavorables año 2030

Es decir, un aumento del precio de la energía, traducido además en una menor energía casada comparada con el caso 3.3.1.3. Al ser superior el precio se compra menos energía.

3.3.2 Comentarios y conclusiones acerca de la comparativa

Esta comparativa ha resultado muy beneficiosa para llegar a determinadas conclusiones relacionadas con el devenir de la energía eléctrica en el país, conclusiones extensibles a la mayoría de los países de Europa.

El avance hacia el desarrollo renovable es innegablemente positivo. Contar con más potencia instalada de carácter renovable cumple no solo con los objetivos medio ambientales de la Unión Europea, sino que como se ha observado permiten abaratar los costes en muchos casos del mercado eléctrico.

Estas tecnologías siguen el espíritu mismo del mercado competitivo. Son tecnologías más nuevas y baratas, y por tanto más competitivas a ojos de los inversores. Su capacidad para desplazar a las tecnologías como el ciclo combinado en el mercado, aumentando el porcentaje de demandas horarias cubiertas por tecnologías renovables es innegable.

Pero también es innegable que hay diversos problemas relacionados con la misma.

En primer lugar, se ha podido constatar como en una hora en ausencia de sol y viento, incluso con el desarrollo tecnológico con el que se ha contado para realizar el análisis (nada pesimista) no es suficiente para cubrir la demanda, y los precios aumentan.

En segundo lugar, la capacidad de transporte de las líneas que interconectan todo el territorio español no es ilimitada. Esto significa que si no se cuenta con otras tecnologías de base, aunque el mercado cierre con precios inferiores gracias a la gran instalación renovable si esta se encuentra concentrada en una zona es posible que el análisis de viabilidad tecnológica realizado por REE arroje resultados negativos.

En estos casos sería necesario arrancar grupos de ciclo combinado, o hacer uso de otras tecnologías con precios superiores. En situaciones de mala climatología solo hay tres soluciones:

- Tener un parque de generación tremendamente sobredimensionado, invirtiendo en renovables que en situaciones favorables quizás no puedan ni entrar al mercado.
- Arrancar ciclos combinados aun disponiendo de renovables disponibles, por problemas de viabilidad técnica
- Contar con grandes centrales de almacenamiento. O bien instalar bombeo de manera masiva o bien contar con baterías a gran escala. Ambas ideas no realizables a corto plazo.

Como puede apreciarse la desaparición de una tecnología de base como es la nuclear puede afectar en gran medida al cierre de mercado. El aumento de potencia instalada renovable apoyada por la potencia de base nuclear crearía un mix energético muy positivo y de un precio inferior al que muestran estos análisis actuales.

4 CONCLUSIONES

Hay una fuerza motriz más poderosa que el vapor, la electricidad y la energía atómica. La voluntad.

- Albert Einstein -

Este escrito ha buscado surtir tres efectos en el lector:

- El primero es generar (en quien no lo tuviese) y alimentar las ganas de conocimiento sobre una realidad tan compleja como es la generación y mercados de energía eléctrica; una de las partes de la ingeniería que más se acerca al ciudadano de a pie., al aunar economía con técnicas de ingeniería.
- El segundo es demostrar la complejidad de cualquier mercado en competencia, máxime cuando los recursos no dependen siempre del territorio nacional, sino que se incluyen políticas internacionales en la ecuación. Como se habrá podido comprobar, se llega a conclusiones sobre el sistema actual y como tratarlo, pero no puede afirmarse taxativamente que haya un método mejor que el vigente.
- El tercero y último es el descubrimiento de las posibilidades que los sistemas de tratado de datos masivo, programación y Big Data desbloquean al investigador. Esto, unido con una notable transparencia por parte del operador del mercado (OMIE) hacen posible vislumbrar escenarios futuros, modificar los actuales y suponer mejoras en el mercado.

Se ha logrado, tras realizar un viaje por la historia, los orígenes y el funcionamiento de los distintos mercados eléctricos, plantear la realidad sobre el mercado actual desarrollado en la Península Ibérica.

De este planteamiento se ha centrado el foco en la problemática ampliamente planteada por expertos y medios de comunicación derivada de la actual explotación de la generación hidráulica.

Del análisis exhaustivo de los datos facilitados por OMIE no ha sido difícil concluir que no es tan fácil como parece variar el mercado eléctrico simplemente reduciendo el precio de venta de la generación hidráulica, pues siguen entrando determinadas centrales de ciclo combinado a la casación del mercado, aumentando de igual manera el precio.

Por ello se ha llegado a la conclusión de que la mejor manera de operar la generación hidráulica y conseguir resultados positivos es apartarla del mercado, limitando su precio y casando su energía con los vendedores que ofertan a mayor precio. Esto es solo un artificio matemático (que puede traducirse en dejar que operen en el mercado y devuelvan los excedentes económicos por encima de X €/MWh)

Se han planteado dos métodos de distribución hidráulica siguiendo este principio y se han comparado entre ellos, para analizar sus ventajas e inconvenientes. Además, se ha demostrado el correcto funcionamiento a lo largo de un periodo de tiempo del modelo, lo que haría replicable a largos periodos el programa presentado (realizando

modificaciones en determinados bucles)

Por otro lado, la generación nuclear es el otro foco de controversia social más candente en la sociedad cuando de generación eléctrica se trata.

No faltan los detractores de la misma, y por contraposición los defensores de la energía nuclear que observan a países como Francia, obnubilados por su capacidad de generación nuclear, y por ende su “independencia” eléctrica.

Las situaciones de crisis hacen poner en duda toda la estructura social que se ha ido construyendo en los años anteriores; no iba a ser menos cuando de una crisis energética se trata.

Para tratar desde un punto de vista objetivo este aspecto, se ha planteado un escenario energético futuro plausible. A través del mismo ha podido verse una vez más que sentar cátedra y afirmar de manera tajante algo en el sistema energético actual no es fácil.

Tras analizarse días diferentes se aprecia como el desarrollo renovable es objetivamente positivo, abaratando en muchas ocasiones el precio de la electricidad, pero no son las únicas fuentes de generación que hay que cuidar y desarrollar; en días con poco recurso renovable, incluso con el desarrollo del parque de generación que se ha planteado en el modelo del año 2030 se aprecian encarecimientos de los precios.

Y como toda predicción, se realiza con muchos márgenes de incertidumbre: ¿Subirá exponencialmente el precio del gas? ¿Se crearán centrales de nueva generación nuclear que prácticamente no emitan residuos? ¿Será el desarrollo económico del país mayor o menor?

En el marco de simulación que se ha planteado en el proyecto, con una situación económica y de materias primas similar a la actual, el lector puede plantearse: ¿Habrá merecido la pena todo el desarrollo renovable y de la red de transporte si depende de la disponibilidad del recurso renovable y pueden llegar a encarecerse los precios en muchas ocasiones?

Desarrollo renovable, aumento de interconexiones y extensión de vida útil de las centrales nucleares ya instaladas podrían convertir a España en un país exportador de energía a toda la Unión Europea. Esta es la solución que parece tener una mejor proyección de futuro.

REFERENCIAS

- [1] Linieros, «Redes Eléctricas en DC implementadas por Edison en Nueva York,» 14 Mayo 2019. [En línea]. Available: (<https://www.sectorelectricidad.com/22363/redes-electricas-en-dc-implementadas-por-edison-en-nueva-york/>).
- [2] nationalGrid, «The history of Energy,» 12 9 2020. [En línea]. Available: <https://www.nationalgrid.com/stories/energy-explained/history-of-energy>.
- [3] J. L. M. Ramos, *Transparencias de asignatura "Programación de la generación y mercados de energía eléctrica", Mercados eléctricos competitivos*, Sevilla, 2021.
- [4] R. E. E. (REE), «Refuerzo de las interconexiones,» [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/red21/refuerzo-de-las-interconexiones>.
- [5] A. G. E. SL, «Sistema eléctrico español,» 12 4 2012. [En línea]. Available: <https://www.atalaya.eu/renovables/sistema-electrico.php>.
- [6] A. L. T. García, *Transparencias de diapositivas "El Mercado Eléctrico Ibérico"*, Sevilla, 2021.
- [7] C. Goizueta, «De mercados mayoristas y sanciones por infracciones,» 28 Agosto 2019. [En línea]. Available: <https://blog.cnmc.es/2019/08/28/de-mercados-mayoristas-y-sanciones-por-infracciones/>.
- [8] R. E. Española, «Red Eléctrica,» Julio 2022. [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada>. [Último acceso: 3 Septiembre 2022].
- [9] TradingEconomics, «Europa supera el 70% de gas almacenado a un coste 10 veces superior ante el posible cierre de Nord Stream 1,» 5 Agosto 2022. [En línea]. Available: https://www.elespanol.com/invertia/empresas/energia/20220805/europa-supera-almacenado-superior-posible-nord-stream/692930965_0.html. [Último acceso: 5 Septiembre 2022].
- [10] O. (. d. M. I. Eléctrico), «OMIE Precio horario del mercado diario,» [En línea]. Available: <https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/daily-hourly-price>.
- [11] O. (. d. M. I. Eléctrico), «Acceso a ficheros OMIE,» [En línea]. Available: <https://www.omie.es/es/file-access-list>. [Último acceso: 10 Agosto 2022].
- [12] M. p. l. t. e. y. e. r. demográfico, «Centrales Nucleares en España,» Marzo 2020. [En línea]. Available: <https://energia.gob.es/nuclear/Centrales/Espana/Paginas/CentralesEspana.aspx>. [Último acceso: 9 Julio 2022].
- [13] «España gastará 26.500 M en cerrar las centrales nucleares y guardar sus residuos,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.epe.es/es/economia/20220411/espana-gastara-26-500-m-13505414#:~:text=El%20Gobierno%20pact%C3%B3%20con%20las,nuclear%20total%20en%20el%20pa%C3%ADs..> [Último acceso: 28 Junio 2022].
- [14] R. Roca, «El periódico de la energía,» 26 Febrero 2018. [En línea]. Available:

-] <https://elperiodicodelaenergia.com/asi-sera-el-mix-electrico-en-espana-en-2030-y-2040-segun-los-operadores-de-la-red-electrica-europea/>. [Último acceso: 15 2022 Junio].

ÍNDICE DE CONCEPTOS

- Python: Lenguaje de programación orientada a objetos ampliamente reconocido, que cuenta con numerosas librerías (funciones ya creadas) que facilitan el tratado de datos y creación de programas
- Dataframe: Conjunto de datos ordenados en una tabla, comúnmente utilizados para el tratado masivo de datos en Python
- REE: Red Eléctrica Española. Se refiere al operador de red español, que controla la viabilidad técnica del cierre de mercado, la capacidad de transporte de las líneas (400 - 66 kV) y su correcto mantenimiento entre otras cosas.
- OMIE: Operador de mercado ibérico eléctrico, se encarga del control del mercado diario, intradiario y de ajuste de la Península Ibérica

ANEXOS

Anexo 1.- Partes destacadas del método 1 programado

```

from matplotlib import pyplot as plt
import pandas as pd

archivo_excel = pd.read_excel('dia3.xlsx', skiprows=2)
df = archivo_excel
df_unidades = pd.read_excel('LISTA_UNIDADES.xlsx', skiprows=3)
df_hidraulica_pura = df_unidades.loc[df_unidades['TECNOLOGÍA'] == 'Hidráulica
Generación']
df_bombeo = df_unidades.loc[df_unidades['TECNOLOGÍA'] == 'Hidráulica de Bombeo
Puro']
df_RE = df_unidades.loc[df_unidades['TECNOLOGÍA'] == 'RE Mercado Hidráulica']
df_Tar = df_unidades.loc[df_unidades['TECNOLOGÍA'] == 'RE Tar. CUR Hidráulica']

df_hidraulica = pd.concat([df_hidraulica_pura,df_bombeo,df_RE,df_Tar])
compras = df.loc[:, 'Tipo Oferta'] == 'C'
df_compras = df.loc[compras]
df_compras.head()

ventas = df.loc[:, 'Tipo Oferta'] == 'V'
df_ventas = df.loc[ventas]
df_ventas.head()

graficar = ['Hora', 'Unidad', 'Energía Compra/Venta', 'Precio Compra/Venta']
df_compras_grafica = df_compras[graficar]
df_ventas_grafica = df_ventas[graficar]
df_compras_grafica = df_compras_grafica.sort_values(by = 'Precio Compra/Venta',
ascending=False)
df_ventas_grafica = df_ventas_grafica.sort_values(by = 'Precio Compra/Venta')
df_compras_grafica['SUMATORIO'] = df_compras_grafica['Energía
Compra/Venta'].cumsum()
df_ventas_grafica['SUMATORIO'] = df_ventas_grafica['Energía
Compra/Venta'].cumsum()

#HORA 1
df_compras_1 = df_compras_grafica.loc[df_compras_grafica.loc[:, 'Hora'] == 1]
#lo creamos para la hora 1
df_compras_1['SUMATORIO'] = df_compras_1['Energía Compra/Venta'].cumsum()
#sumatorio de energías casadas en esa hora
#print (df_compras_1)
df_ventas_1 = df_ventas_grafica.loc[df_ventas_grafica.loc[:, 'Hora'] == 1]
df_ventas_1['SUMATORIO'] = df_ventas_1['Energía Compra/Venta'].cumsum()
#print (df_ventas_1)
#ahora graficamos la hora 1

```

```

bx = df_compras_1.plot(x = 'SUMATORIO',y='Precio Compra/Venta', kind =
'line',label='Precio Compra')
df_ventas_1.plot(x = 'SUMATORIO',y='Precio Compra/Venta', kind = 'line', ax = bx,
label='Precio Venta')
plt.xlabel('Energía Casada (MW)')
plt.ylabel('Precio (€)')
#plt.show()

```

Así se programaría el inicio, la separación en dataframes y se graficaría la hora 1 del mercado actual. El resto de horas se realizan de igual manera, y por motivos de espacio se omite.

```

1 BUSCA EN LAS OFERTAS CUALES SON HIDRÁULICAS Y ESTÁN CASADAS
# primero hacemos todas las ventas de hidraulica de las 24 horas
df_ventas_1_h =
(df_ventas_1[df_ventas_1['Unidad'].isin(df_hidraulica['CODIGO'])])
df_ventas_1_h['SUMATORIO'] = df_ventas_1_h['Energía Compra/Venta'].cumsum()
df_ventas_1_h_c = df_ventas_1_h.loc[df_ventas_1_h.loc[:, 'Precio Compra/Venta'] <
60]

```

En este apartado se buscan las ofertas hidráulicas casadas en la hora 1 (extensible al resto) para eliminarlas del mercado.

```

df_ventas_1_nueva =
df_ventas_1.loc[~((df_ventas_1['Unidad'].isin(df_ventas_1_h_c['Unidad']))&(df_ve
ntas_1['Energía Compra/Venta'].isin(df_ventas_1_h_c['Energía
Compra/Venta']))&(df_ventas_1['Precio
Compra/Venta'].isin(df_ventas_1_h_c['Precio Compra/Venta']))),:]
df_ventas_1_nueva['SUMATORIO'] = df_ventas_1_nueva['Energía
Compra/Venta'].cumsum()

df_ventas_1_nueva = df_ventas_1_nueva.sort_values(by = 'Precio Compra/Venta')
df_ventas_1_nueva['SUMATORIO'] = df_ventas_1_nueva['Energía
Compra/Venta'].cumsum()
E_h_1_c = df_ventas_1_h_c.iloc[-1, df_ventas_1_h.columns.get_loc('SUMATORIO')]
df_compras_1_nueva = df_compras_1.loc[df_compras_1['SUMATORIO']>E_h_1_c]
df_compras_1_nueva['SUMATORIO'] = df_compras_1_nueva['Energía
Compra/Venta'].cumsum()

```

Se perfila el mercado definitivo, eliminando la misma cantidad de unidades compradoras (al eliminar la hidráulica)

```

bbx = df_compras_1.plot(x = 'SUMATORIO',y='Precio Compra/Venta', kind = 'line',
label = 'Compra antigua')
df_ventas_1_nueva.plot(x = 'SUMATORIO',y='Precio Compra/Venta', kind = 'line', ax
= bbx, label = 'Venta modificada')
df_ventas_1.plot(x = 'SUMATORIO', y = 'Precio Compra/Venta', kind = 'line', ax =
bbx, label = 'Venta antigua')
df_compras_1_nueva.plot(x = 'SUMATORIO', y = 'Precio Compra/Venta', kind =
'line', ax = bbx, label = 'Compra modificada')
plt.xlabel('Energía Casada (MW)')

```

```
plt.ylabel('Precio (€)')
```

Por último se obtiene el resultado gráfico, además de la energía hidráulica casada fuera de mercado.

Anexo 2.- Partes destacadas del método 2 programado

(Partiendo de la creación de los dataframes de la misma forma que en el Anexo 1, se redistribuye la hidráulica total entre todos de la siguiente forma:

```
#-----la hidráulica casada en las 24 horas será unir todos los dataframes y
reordenarlo----
df_ventas_h_24 =
pd.concat([df_ventas_1_h_c,df_ventas_2_h_c,df_ventas_3_h_c,df_ventas_4_h_c,df_ve
ntas_5_h_c,df_ventas_6_h_c,df_ventas_7_h_c,df_ventas_8_h_c,df_ventas_9_h_c,df_ve
ntas_10_h_c,df_ventas_11_h_c,df_ventas_12_h_c,df_ventas_13_h_c,df_ventas_14_h_c,
df_ventas_15_h_c,df_ventas_16_h_c,df_ventas_17_h_c,df_ventas_18_h_c,df_ventas_19
_h_c,df_ventas_20_h_c,df_ventas_21_h_c,df_ventas_22_h_c,df_ventas_23_h_c,df_vent
as_24_h_c])#todas las unidades hidraulicas CASADAS hoy
df_ventas_h_24 = df_ventas_h_24.sort_values(by = 'Precio Compra/Venta')

df_ventas_h_24.loc[df_ventas_h_24['Precio Compra/Venta']>25,'Precio
Compra/Venta'] = 25
df_ventas_h_24['SUMATORIO'] = df_ventas_h_24['Energía Compra/Venta'].cumsum()

#el sumatorio de toda la lista df_ventas_h_24 es toda la hidráulica que tengo
disponible para distribuir EN TOD EL DÍA
total_hidraulica = df_ventas_h_24.iloc[-1,
df_ventas_h_24.columns.get_loc('SUMATORIO')]
#print(total_hidraulica)

#VEAMOS CUANTO HAY QUE REPARTIR A CADA HORA SEGÚN SU PRECIO. ES UN REPARTO
PROPORCIONAL
sum_precios = sum(lista_precios)
#print(sum_precios)
#la cosa es: a los de las primeras horas les voy a estar dando la hidráulica más
barata, así que voy a empezar por los cortes de mayor precio

energia_horas = [] #CREAMOS UNA LISTA VACÍA DONDE IREMOS METIENDO EL ELEMENTO
CALCULADO QUE HAY QUE DAR A CADA HORA
division = total_hidraulica/sum_precios
for i in lista_precios:
    energia_horas.append(i * division)
```

```
df_compras_2 = df_compras_grafica.loc[df_compras_grafica.loc[:, 'Hora'] == 2]
#lo creamos para la hora 1
df_compras_2['SUMATORIO'] = df_compras_2['Energía Compra/Venta'].cumsum()
```

```

df_ventas_2_nueva =
df_ventas_2.loc[~((df_ventas_2['Unidad'].isin(df_ventas_2_h_c['Unidad']))&(df_ventas_2['Energía Compra/Venta'].isin(df_ventas_2_h_c['Energía Compra/Venta']))&(df_ventas_2['Precio Compra/Venta'].isin(df_ventas_2_h_c['Precio Compra/Venta']))),:]
df_ventas_2_nueva['SUMATORIO'] = df_ventas_2_nueva['Energía Compra/Venta'].cumsum()

df_ventas_2_nueva = df_ventas_2_nueva.sort_values(by = 'Precio Compra/Venta')
df_ventas_2_nueva['SUMATORIO'] = df_ventas_2_nueva['Energía Compra/Venta'].cumsum()

df_compras_2_nueva =
df_compras_2.loc[df_compras_2['SUMATORIO']>energia_horas[1]]
df_compras_2_nueva['SUMATORIO'] = df_compras_2_nueva['Energía Compra/Venta'].cumsum()

```

Anexo 3.- Partes destacadas del análisis nuclear programado

Se aporta el código completo, al diferir de los anteriores. Solo se aplica para una hora por motivos de espacio, pero puede extenderse (como se ha demostrado) fácilmente.

```

#1- CARGAMOS TODAS LAS OFERTAS DE COMPRA Y VENTA
from matplotlib import pyplot as plt
import pandas as pd
archivo_excel = pd.read_excel('curva_mercado.xlsx', skiprows=2)
df = archivo_excel
df_unidades = pd.read_excel('LISTA_UNIDADES.xlsx', skiprows=3)
#aquí habrá que decirle que lo divida en todos los que hay
df_hidraulica_pura = df_unidades.loc[df_unidades['TECNOLOGÍA'] == 'Hidráulica Generación']
df_bombeo = df_unidades.loc[df_unidades['TECNOLOGÍA'] == 'Hidráulica de Bombeo Puro']
df_RE = df_unidades.loc[df_unidades['TECNOLOGÍA'] == 'RE Mercado Hidráulica']
df_Tar = df_unidades.loc[df_unidades['TECNOLOGÍA'] == 'RE Tar. CUR Hidráulica']
df_hidraulica = pd.concat([df_hidraulica_pura,df_bombeo,df_RE,df_Tar])
df_cc = df_unidades.loc[df_unidades['TECNOLOGÍA'] == 'Ciclo Combinado']
df_nuclear_pura = df_unidades.loc[df_unidades['TECNOLOGÍA'] == 'Nuclear']
df_nuclear_falsa = df_unidades.loc[df_unidades['TECNOLOGÍA'] == 'RE Mercado Térmica Renovable']
df_nuclear = pd.concat([df_nuclear_pura,df_nuclear_falsa])
df_eolica_m = df_unidades.loc[df_unidades['TECNOLOGÍA'] == 'RE Mercado Eólica']

df_eolica_t = df_unidades.loc[df_unidades['TECNOLOGÍA'] == 'RE Tar. CUR Eólica']
df_eolica = pd.concat([df_eolica_m,df_eolica_t])

df_fotovoltaica_m = df_unidades.loc[df_unidades['TECNOLOGÍA'] == 'RE Mercado Solar Fotovoltaica']

```

```

df_fotovoltaica_t = df_unidades.loc[df_unidades['TECNOLOGÍA'] == 'RE Tar. CUR
Solar Fotovoltáica']
df_fotovoltaica = pd.concat([df_fotovoltaica_m,df_fotovoltaica_t])
df_solar_ter_m = df_unidades.loc[df_unidades['TECNOLOGÍA'] == 'RE Mercado Solar
Térmica']
df_solar_ter_t = df_unidades.loc[df_unidades['TECNOLOGÍA'] == 'RE Tar. CUR Solar
Térmica']
df_solar_ter = pd.concat([df_solar_ter_m,df_solar_ter_t])

df_lignito_m = df_unidades.loc[df_unidades['TECNOLOGÍA'] == 'Lignito Pardo']
df_antracita = df_unidades.loc[df_unidades['TECNOLOGÍA'] == 'Hulla Antracita']
df_lignito_n = df_unidades.loc[df_unidades['TECNOLOGÍA'] == 'Lignito Negro']
df_ter_nor = df_unidades.loc[df_unidades['TECNOLOGÍA'] == 'RE Mercado Térmica
no Renovab.']
df_ter_nor_t = df_unidades.loc[df_unidades['TECNOLOGÍA'] == 'RE Tar. CUR
Térmica no Renov.']
df_carbon = pd.concat([df_lignito_m,df_lignito_n, df_antracita, df_ter_nor,
df_ter_nor_t])

df_resto =
df_unidades.loc[~((df_unidades['CODIGO'].isin(df_hidraulica['CODIGO']))&(df_unid
ades['CODIGO'].isin(df_cc['CODIGO']))&(df_unidades['CODIGO'].isin(df_nuclear['CO
DIGO']))&(df_unidades['CODIGO'].isin(df_eolica['CODIGO']))&(df_unidades['CODIGO'
].isin(df_fotovoltaica['CODIGO']))&(df_unidades['CODIGO'].isin(df_solar_ter['COD
IGO']))&(df_unidades['CODIGO'].isin(df_carbon['CODIGO']))),:]
#df_total =
pd.concat([df_solar_ter,df_fotovoltaica,df_carbon,df_nuclear,df_eolica,df_cc,df_
hidraulica])

compras = df.loc[:, 'Tipo Oferta'] == 'C'
df_compras = df.loc[compras]
df_compras.head()

ventas = df.loc[:, 'Tipo Oferta'] == 'V'
df_ventas = df.loc[ventas]
df_ventas.head()
aum = 1.06
graficar = ['Hora', 'Unidad', 'Energía Compra/Venta', 'Precio Compra/Venta']
df_compras_grafica = df_compras[graficar]
df_ventas_grafica = df_ventas[graficar]
df_compras_grafica = df_compras_grafica.sort_values(by = 'Precio Compra/Venta',
ascending=False)
df_ventas_grafica = df_ventas_grafica.sort_values(by = 'Precio Compra/Venta')
df_compras_grafica['SUMATORIO'] = df_compras_grafica['Energía
Compra/Venta'].cumsum()
df_ventas_grafica['SUMATORIO'] = df_ventas_grafica['Energía
Compra/Venta'].cumsum()
#2- DIVIDIMOS EN HORAS ESAS OFERTAS DE COMPRA Y VENTA
#la compra será inmutable.

```

```

df_compras_15 = df_compras_grafica.loc[df_compras_grafica.loc[:, 'Hora'] == 15]
#lo creamos para la hora 1
df_compras_15['SUMATORIO'] = df_compras_15['Energía Compra/Venta'].cumsum()
df_compras_15_2030 = df_compras_grafica.loc[df_compras_grafica.loc[:, 'Hora'] ==
15] #lo creamos para la hora 1
df_compras_15_2030['SUMATORIO'] = df_compras_15_2030['Energía
Compra/Venta'].cumsum()
df_compras_15_2030['Energía Compra/Venta'] = df_compras_15_2030['Energía
Compra/Venta'] * aum
df_compras_15_2030['SUMATORIO'] = df_compras_15_2030['Energía
Compra/Venta'].cumsum()
df_ventas_15 = df_ventas_grafica.loc[df_ventas_grafica.loc[:, 'Hora'] == 15]
df_ventas_15['SUMATORIO'] = df_ventas_15['Energía Compra/Venta'].cumsum()

#3- DIVIDIMOS CADA HORA EN SUS CATEGORIAS
#HORA 1 DIVIDIDA
df_ventas_15_h =
(df_ventas_15[df_ventas_15['Unidad'].isin(df_hidraulica['CODIGO'])])
df_ventas_15_h['SUMATORIO'] = df_ventas_15_h['Energía Compra/Venta'].cumsum()

df_ventas_15_cc = (df_ventas_15[df_ventas_15['Unidad'].isin(df_cc['CODIGO'])])
df_ventas_15_cc['SUMATORIO'] = df_ventas_15_cc['Energía Compra/Venta'].cumsum()

df_ventas_15_n =
(df_ventas_15[df_ventas_15['Unidad'].isin(df_nuclear['CODIGO'])])
df_ventas_15_n['SUMATORIO'] = df_ventas_15_n['Energía Compra/Venta'].cumsum()
print(df_ventas_15_n)
df_ventas_15_e =
(df_ventas_15[df_ventas_15['Unidad'].isin(df_eolica['CODIGO'])])
df_ventas_15_e['SUMATORIO'] = df_ventas_15_e['Energía Compra/Venta'].cumsum()

df_ventas_15_f =
(df_ventas_15[df_ventas_15['Unidad'].isin(df_fotovoltaica['CODIGO'])])
df_ventas_15_f['SUMATORIO'] = df_ventas_15_f['Energía Compra/Venta'].cumsum()

df_ventas_15_st =
(df_ventas_15[df_ventas_15['Unidad'].isin(df_solar_ter['CODIGO'])])
df_ventas_15_st['SUMATORIO'] = df_ventas_15_st['Energía Compra/Venta'].cumsum()

df_ventas_15_c =
(df_ventas_15[df_ventas_15['Unidad'].isin(df_carbon['CODIGO'])])
df_ventas_15_c['SUMATORIO'] = df_ventas_15_c['Energía Compra/Venta'].cumsum()

#print(df_ventas_1_c)
df_ventas_15_resto =
(df_ventas_15[df_ventas_15['Unidad'].isin(df_resto['CODIGO'])])
df_ventas_15_resto['SUMATORIO'] = df_ventas_15_resto['Energía
Compra/Venta'].cumsum()

```

```

#4 COGEMOS CADA CATEGORÍA Y LE HACEMOS LA REGLA DE 3
  #-VER CUANTOS MW SON DE ESA CATEGORÍA ACTUALMENTE
n_f = 26/17
n_n = 0
n_cc = 24.5/26.2
n_c = 1
n_h = 31/20.1
n_t = 1
#n_e = 31/28
n_e = 1
n_r = 0.5
n_st = 1
  #HACER LA REGLA DE 3 (25.8/17 PARA FOTOVOLTAICA)
#print(df_ventas_1_f)
df_ventas_15_f['Energía Compra/Venta'] = df_ventas_15_f['Energía Compra/Venta']
* n_f
df_ventas_15_f['SUMATORIO'] = df_ventas_15_f['Energía Compra/Venta'].cumsum()

df_ventas_15_h['Energía Compra/Venta'] = df_ventas_15_h['Energía Compra/Venta']
* n_h
df_ventas_15_h['SUMATORIO'] = df_ventas_15_h['Energía Compra/Venta'].cumsum()

df_ventas_15_cc['Energía Compra/Venta'] = df_ventas_15_cc['Energía
Compra/Venta'] * n_cc
df_ventas_15_cc['SUMATORIO'] = df_ventas_15_cc['Energía Compra/Venta'].cumsum()

df_ventas_15_e['Energía Compra/Venta'] = df_ventas_15_e['Energía Compra/Venta']
* n_e
df_ventas_15_e['SUMATORIO'] = df_ventas_15_e['Energía Compra/Venta'].cumsum()

df_ventas_15_n['Energía Compra/Venta'] = df_ventas_15_n['Energía Compra/Venta']
* n_n
df_ventas_15_n['SUMATORIO'] = df_ventas_15_n['Energía Compra/Venta'].cumsum()

df_ventas_15_resto['Energía Compra/Venta'] = df_ventas_15_resto['Energía
Compra/Venta'] * n_r
df_ventas_15_resto['SUMATORIO'] = df_ventas_15_resto['Energía
Compra/Venta'].cumsum()

df_ventas_15_st['Energía Compra/Venta'] = df_ventas_15_st['Energía
Compra/Venta'] * n_st
df_ventas_15_st['SUMATORIO'] = df_ventas_15_st['Energía Compra/Venta'].cumsum()

df_ventas_15_c['Energía Compra/Venta'] = df_ventas_15_c['Energía Compra/Venta']
* n_c
df_ventas_15_c['SUMATORIO'] = df_ventas_15_c['Energía Compra/Venta'].cumsum()

```

```
df_ventas_15_2030 = pd.concat([df_ventas_15_resto,
df_ventas_15_n,df_ventas_15_e,df_ventas_15_f,df_ventas_15_cc,df_ventas_15_h,df_v
entas_15_st])
#print(df_ventas_1_2030)
df_ventas_15_2030 = df_ventas_15_2030.sort_values(by = 'Precio Compra/Venta')
df_ventas_15_2030['SUMATORIO'] = df_ventas_15_2030['Energía
Compra/Venta'].cumsum()
#print(df_ventas_1_2030)
#AÑADIR POTENCIA OFERTADA A LAS UNIDADES YA EXISTENTES, ASÍ: NUEVAPOT_UNIDAD1
= ANTIGUA*(25.8/17)
#ASÍ NO TENGO QUE INVENTAR UNIDADES Y PRECIOS
yyx = df_compras_15.plot(x = 'SUMATORIO',y='Precio Compra/Venta', kind = 'line',
label = 'Compra antigua')
df_ventas_15_2030.plot(x = 'SUMATORIO',y='Precio Compra/Venta', kind = 'line', ax
= yyx, label = 'Venta modificada')
df_ventas_15.plot(x = 'SUMATORIO', y = 'Precio Compra/Venta', kind = 'line', ax
= yyx, label = 'Venta antigua')
df_compras_15_2030.plot(x = 'SUMATORIO', y = 'Precio Compra/Venta', kind =
'line', ax = yyx, label = 'Compra modificada')

plt.xlabel('Energía Casada (MW)')
plt.ylabel('Precio (€)')
plt.show()

#5 UNA VEZ HECHO ESTO PARA TODAS LAS TECNOLOGÍAS DE UNA HORA REUNIFICARLOS CON
LA UNIFICACIÓN DE DATAFRAMES

#VER COMO SALE. SI SE ABARATA MUCHO PODEMOS SUPONER UN AUMENTO EN LAS DEMANDAS
DE UN 10%. COGER TODAS LAS DEMANDAS Y AUMENTAR UN 10% MANTENIENDO PRECIO
```