

Trabajo Fin de Máster

Máster en Sistemas de Energía Eléctrica

Un modelo sostenible para un mercado eléctrico basado en renovables. Aplicación para el caso español.

Autor: Erick Andrés Dorado Galatoire

Tutores: Dr. Ángel Arcos Vargas

Dr. Fernando Núñez Hernández

**Dpto. de Organización Industrial y Gestión de Empresas I**  
**Escuela Técnica Superior de Ingeniería**  
**Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2023



Trabajo Fin de Máster  
Máster en Sistemas de Energía Eléctrica

# **Un modelo sostenible para un mercado eléctrico basado en renovables. Aplicación para el caso español.**

Autor:

Erick Andrés Dorado Galatoire

Tutores:

Ángel Arcos Vargas

Fernando Núñez Hernández

Profesores Titulares de Universidad

Dpto. de Organización Industrial y Gestión de Empresas I

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2023

Trabajo Fin de Máster: Un modelo sostenible para un mercado eléctrico basado en renovables. Aplicación para el caso español.

Autor: Erick Andrés Dorado Galatoire

Tutores: Ángel Arcos Vargas  
Fernando Núñez Hernández

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2023

El secretario del Tribunal

*A mi esposa*

*A mi familia*

*A mis amigos*

*A mis maestros*

*A mis estudiantes*

# Agradecimientos

---

A mi abuelita, Elsa Pereira de Galatoire, que partió de este mundo el pasado 21 de mayo de 2023, siendo un pilar fundamental en mi vida, representando un ejemplo de amor, cariño, trabajo, responsabilidad y guiando mi camino para ser una buena persona.

A mi esposa, a mi mamá y al resto de mi familia por estar siempre a mi lado y haberme dado el aliento para emprender esta nueva aventura lejos de casa y conseguir mis metas académicas y profesionales. Gracias por ser quienes son, por su paciencia, su tolerancia y por creer en mí.

A mis amigos por su apoyo a pesar de la distancia y los diferentes caminos que hemos ido tomando por la vida. Gracias por estar siempre allí.

A mis tutores, Ángel Arcos Vargas y Fernando Núñez Hernández, y al profesor Pablo Álvarez de Toledo, por sus consejos, su colaboración y su predisposición al debate que fueron siempre útiles para consolidar y afinar mis pensamientos e ideas, que han derivado en escribir el presente Trabajo Fin de Máster.

El objetivo de la reforma regulatoria en la industria eléctrica alrededor del mundo es alcanzar mayor eficiencia en la provisión de servicios de generación a través de la competencia de mercado, debido a que en el pasado se tuvieron inversiones ineficientes aprobadas bajo la regulación de una franquicia monopólica, donde los incentivos en el tiempo real eran secundarios, y el sistema eléctrico estaba diseñado y enfocado para cubrir sus costes antes que dar incentivos. Sin embargo, el diseño original de los mercados de electricidad, fue pensado para grandes centrales térmicas centralizadas, lo que hoy en día no provee señales efectivas de operación e inversión para los diversos participantes en el mercado.

Se estudió bibliografía especializada: en fundamentos teóricos de la economía de los mercados eléctricos; estado del arte de los mercados eléctricos, haciendo énfasis en los desafíos actuales a solventar para construir un diseño de mercado eléctrico eficiente y analizando las propuestas de diseño para un mercado eléctrico eficiente; y normativa del mercado eléctrico de España. Se analizó la evolución de los precios horarios del mercado diario, de la energía total desglosada del mercado diario, de los precios del gas como producto diario, de los precios de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, de la liquidación de las partidas de costes de las actividades reguladas del sector eléctrico de España, y de las curvas agregadas de oferta y demanda del mercado diario del MIBEL.

Se realizó una propuesta de solución con la implementación de un doble mercado, en el mercado diario del MIBEL, donde los productores que cuenten con generadores no gestionables operen en el “primer mercado”, y puedan despachar sus unidades conforme a su disponibilidad de recurso y su pago se realice al precio de su coste nivelado de la energía; y los productores que cuenten con generadores gestionables operen en el “segundo mercado”, y puedan despachar sus unidades conforme al requerimiento y su pago se realice en las mismas condiciones actuales de mercado. Esta propuesta está en línea con los fundamentos de un mercado eléctrico eficiente, donde los precios reflejan toda la información disponible, y los inversores no deben preocuparse por la valoración de sus bienes y servicios, porque estos están perfectamente valorados por el propio mercado.

Los resultados de la propuesta del doble mercado, muestran que el precio de la energía eléctrica del mercado diario se mantiene prácticamente igual a lo ocurrido en los años de estudio (2021 y 2022); se expande el mercado al aumentar ligeramente la cantidad de energía eléctrica generada; la intensidad de emisiones reduce al despachar toda la energía de las renovables intermitentes en el primer mercado; se obtiene un excedente para el regulador del sistema de 6.249,08 M€ en el año 2021 y 10.632,81 M€ en el año 2022, que sería utilizado para reducir las partidas de costes de las actividades reguladas del sistema eléctrico, significando un ahorro de 40,39% para el año 2021 y 75,31% para el año 2022 en el caso de España.

En conclusión, la implementación del doble mercado para el mercado diario del MIBEL, muestra la obtención de beneficios medioambientales al asegurar la sostenibilidad económica de la producción de electricidad a través de fuentes de energías renovables intermitentes con un contrato de largo plazo que remunere su coste nivelado de la energía, y da señales para la inversión a largo plazo en el despliegue de almacenamiento que pueda competir a los precios del segundo mercado, que a su vez, permitirá mejorar la controlabilidad del balance de energía y también mejorar la operación física de la red, con lo cual se estarían rediseñando los sistemas de potencia eficientemente.

**Palabras clave:** mercado eléctrico, sistemas de potencia, energía renovable, mercado eficiente.

Regulatory reform objective in the electricity industry around the world is to achieve greater efficiency in the provision of generation services through market competition, since in the past there were inefficient investments approved under the regulation of a monopolistic franchise, where real-time incentives were secondary, and the electrical system was designed and focused to cover its costs rather than provide incentives. However, the original design of the electricity markets was intended for large centralized thermal power plants, which today does not provide effective signals of operation and investment for the various market participants.

Specialized literature was studied: the economics of electricity markets; state of the art of electricity markets, emphasizing the current challenges to be solved to build an efficient electricity market design and analyzing design proposals for an efficient electricity market; and regulations of the electricity market in Spain. The evolution of hourly prices in day-ahead market, total energy exchange in day-ahead market, gas prices as a daily product, emission rights of CO<sub>2</sub> prices, cost of the regulated activities in the electricity sector in Spain, and the aggregate supply and demand curves of the MIBEL day-ahead market, were analyzed.

A solution proposal was made with the implementation of a two market approach, for the day-ahead electricity market of the MIBEL, where producers that have non-manageable (intermittent) generators operate in the "first market" and can dispatch their units according to their resource availability and its payment is made at the price of its levelized cost of energy; and the producers that have manageable (flexible) generators that operate in the "second market" and can dispatch their units according to the requirement and their payment is made under the same current market conditions. This proposal is in line with the efficient electricity market foundations, where prices reflect all available information, so that investors do not have to worry about the valuation of their goods and services, since these will be perfectly valued by the market itself.

The results of the two market approach show that the electricity price in the day-ahead market remains practically the same as what happened in the years of study (2021 and 2022); the market expands by slightly increasing of generated electricity; the emissions intensity is reduced by dispatching all the energy from intermittent renewables in the first market; a surplus of 6.249,08 M€ in 2021 and 10.632,81 M€ in 2022 is obtained for the system regulator, which would be used to reduce the cost of the regulated activities in the electricity sector, meaning a saving of 40,39% by 2021 and 75,31% by 2022 in the case of Spain.

In conclusion, the implementation of the two market approach for the day-ahead electricity market of the MIBEL shows environmental benefits by ensuring the economic sustainability of electricity production through intermittent renewable energy sources with long-term contracts that remunerates its levelized cost of energy, and gives signals for long-term investment in the deployment of storage that can compete at the prices of the second market, which, in turn, will allow to improve the controllability of the energy balance and also improve the physical operation of the grid, thus the power systems would be redesigned efficiently.

**Keywords:** electricity market, power systems, renewable energy, efficient market.

<b>Agradecimientos</b>	<b>v</b>
<b>Resumen</b>	<b>vi</b>
<b>Abstract</b>	<b>vii</b>
<b>Índice</b>	<b>viii</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>x</b>
<b>Índice de Figuras</b>	<b>xi</b>
<b>Notación</b>	<b>xiii</b>
<b>1 Introducción</b>	<b>1</b>
1.1 Contexto y motivaciones	1
1.2 Antecedentes	2
1.3 Objetivos y contribución	3
<b>2 Estado del arte de los mercados eléctricos</b>	<b>5</b>
2.1 Problemas de la liberalización y determinantes del precio de la energía eléctrica	5
2.2 Diseño de los mercados de electricidad	7
2.2.1 Introducción	7
2.2.2 Metodología	8
2.2.3 Objetivo de los mercados eficientes	8
2.2.4 Desafíos actuales a solventar para construir un diseño de mercado eléctrico eficiente	8
2.2.5 Propuestas de diseño de mercado eléctrico eficiente	15
2.3 Propuesta de un doble mercado de electricidad	23
<b>3 Economía de los mercados eléctricos</b>	<b>27</b>
3.1 Introducción a la microeconomía	27
3.2 Introducción a los sistemas de potencia eléctrica	29
3.3 Estructura y competencia en el mercado de la industria eléctrica	34
3.4 Operación eficiente a corto plazo de la industria eléctrica sin restricciones en la red eléctrica	35
3.5 Poder de mercado en los mercados eléctricos	37
3.6 Poder de mercado y congestión de la red eléctrica	39
<b>4 El mercado eléctrico de España</b>	<b>41</b>
4.1 Ley del sector eléctrico	41
4.1.1 Sujetos del sector eléctrico	41
4.1.2 Sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico	42
4.2 Operador del Mercado Ibérico de Energía (Polo Portugal) - OMIP	43
4.2.1 Funcionamiento del mercado a plazo de electricidad	43
4.2.2 Determinación del precio en el mercado a plazo de electricidad	44
4.3 Operador del Mercado Ibérico de Energía (Polo España) - OMIE	44
4.3.1 Funcionamiento del mercado diario	44
4.3.2 Funcionamiento del mercado intradiario de subastas e intradiario continuo	49
4.4 Operador del Mercado de Servicios de Ajuste - REE	51
4.5 Precio del gas	53
4.6 Precio de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero	55



4.7	<i>Evolución del mercado de electricidad de España</i>	62
4.8	<i>Evolución de las actividades reguladas del mercado de electricidad de España</i>	65
<b>5</b>	<b>Propuesta de modificación en el mercado diario: Doble mercado</b>	<b>68</b>
5.1	<i>Consideraciones iniciales</i>	68
5.2	<i>Metodología</i>	70
5.3	<i>Resultados</i>	75
<b>6</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>85</b>
6.1	<i>Conclusiones principales</i>	85
6.2	<i>Futuras líneas de investigación</i>	86
<b>Anexos</b>		<b>87</b>
A.	<i>Bases de datos</i>	87
A.1	Precios horarios del mercado diario de la electricidad de España	87
A.2	Energía eléctrica total desglosada en el mercado diario de España	87
A.3	Emisiones y factor de emisión de CO <sub>2</sub> de la generación eléctrica de España	88
A.4	Precios del gas en el Mercado Ibérico del Gas	88
A.5	Precios de los derechos de emisión de CO <sub>2</sub>	88
A.6	Curvas agregadas de oferta y demanda del mercado diario incluyendo unidades de oferta	88
<b>Referencias</b>		<b>90</b>
<b>Glosario</b>		<b>93</b>

# ÍNDICE DE TABLAS

---

Tabla 2–1. Barreras para la formación eficiente de precios de electricidad.	14
Tabla 2–2. Barreras para la participación de agentes nuevos y más pequeños.	15
Tabla 2–3. Consideraciones de diseño de mercado para la adecuación, energía y servicios auxiliares.	19
Tabla 4–1. Precios medios por mes del mercado diario de electricidad [€/MWh].	45
Tabla 4–2. Horarios del mercado de subastas intradiarias.	50
Tabla 4–3. Evolución de los servicios de ajuste del sistema eléctrico de España.	52
Tabla 4–4. Precios medios por mes del gas como producto diario en el PVB [€/MWh].	54
Tabla 4–5. Precios medios por mes de los derechos de emisión de CO <sub>2</sub> [€/tCO <sub>2</sub> ].	56
Tabla 4–6. Evolución del mercado de electricidad de España.	63
Tabla 4–7. Evolución de las tecnologías de generación en el mercado eléctrico de España.	64
Tabla 4–8. Liquidación de las actividades reguladas del sector eléctrico [miles de €].	66
Tabla 5–1. Asignación de los dos grupos de oferta en la propuesta de doble mercado.	71
Tabla 5–2. Asignación de LCOE para las “No Gestionables”.	73
Tabla 5–3. Resultados energía generada en el MIBEL con propuesta de DM [MWh]. Año 2021.	78
Tabla 5–4. Resultados de las emisiones en el MIBEL con la propuesta de DM [tCO <sub>2</sub> ]. Año 2021.	79
Tabla 5–5. Resultados energía generada en el MIBEL con propuesta de DM [MWh]. Año 2022.	80
Tabla 5–6. Resultados de las emisiones en el MIBEL con la propuesta de DM [tCO <sub>2</sub> ]. Año 2022.	81
Tabla 5–7. Resumen de resultados en el MIBEL con la propuesta de DM. Año 2021.	84
Tabla 5–8. Resumen de resultados en el MIBEL con la propuesta de DM. Año 2022.	84

# ÍNDICE DE FIGURAS

---

Figura 1-1. La Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050.	3
Figura 2-1. Curvas de oferta y demanda originales y curva de oferta sin centrales de carbón.	6
Figura 2-2. Módulos de los mercados de electricidad.	10
Figura 2-3. Modificaciones al diseño de mercado y barreras superadas.	16
Figura 2-4. Coordinación multi-módulo y multi-nivel.	17
Figura 2-5. Estructura descentralizada con los ISO/RTO en Estados Unidos.	18
Figura 2-6. Visión de diseño de mercado hacia el año 2030.	21
Figura 2-7. Esquema del diseño de doble mercado.	24
Figura 2-8. Avance de las diferentes capas para la transición energética.	25
Figura 2-9. Representación operacional de la contratación dual.	26
Figura 3-1. La función de utilidad es el área bajo la curva inversa de demanda.	27
Figura 3-2. La función de coste es el área bajo la curva de coste marginal.	28
Figura 3-3. Determinación del nivel óptimo de capacidad.	28
Figura 3-4. Movimiento del voltaje y la corriente en un sistema trifásico.	30
Figura 3-5. Esquema de la relación entre potencia activa, reactiva y aparente.	31
Figura 3-6. Posible instalación eléctrica a futuro.	33
Figura 3-7. Curva de coste marginal de un generador típico.	35
Figura 3-8. Curva de coste marginal usando generadores de coste marginal constante.	36
Figura 3-9. Ilustración de un despacho óptimo en un mercado simple de electricidad.	36
Figura 3-10. Coste de un despacho en presencia de no convexidades.	36
Figura 3-11. Compensación precio-cantidad en el incentivo para ejercer poder de mercado.	37
Figura 3-12. Retención económica por parte de un generador.	38
Figura 3-13. Impacto en el precio con reducción de oferta en horas pico.	38
Figura 3-14. Poder de mercado en una red radial.	39
Figura 3-15. Poder de mercado con plantas en diferentes ubicaciones.	40
Figura 4-1. Precio diario electricidad (promedio horario) - mercado diario España (2021).	46
Figura 4-2. Precio diario electricidad (promedio horario) - mercado diario España (2022).	46
Figura 4-3. Energía diaria (promedio horario) - mercado diario con bilaterales (2021).	46
Figura 4-4. Energía diaria (promedio horario) - mercado diario con bilaterales (2022).	47
Figura 4-5. Energía negociada PDBF – desglosada por tecnología y mes del año (2021).	47
Figura 4-6. Energía negociada PDBF – desglosada por tecnología y mes del año (2022).	48
Figura 4-7. Energía negociada PDBF – desglosada por tecnología y hora del día (2021).	48
Figura 4-8. Energía negociada PDBF – desglosada por tecnología y hora del día (2022).	49
Figura 4-9. Secuencia de mercados en el sistema eléctrico peninsular de España.	53

Figura 4-10. Precios del gas como producto diario en el PVB (2021).	54
Figura 4-11. Precios del gas como producto diario en el PVB (2022).	55
Figura 4-12. Precios de los derechos de emisión de CO <sub>2</sub> (2021).	56
Figura 4-13. Precios de los derechos de emisión de CO <sub>2</sub> (2022).	57
Figura 4-14. Precios diarios de la energía eléctrica, el gas y el CO <sub>2</sub> (2021).	57
Figura 4-15. Precios diarios de la energía eléctrica, el gas y el CO <sub>2</sub> (2022).	57
Figura 4-16. Emisiones de CO <sub>2</sub> – generación España (2021).	58
Figura 4-17. Emisiones de CO <sub>2</sub> – generación España (2022).	58
Figura 4-18. Generación no renovable España (2021).	59
Figura 4-19. Generación no renovable España (2022).	59
Figura 4-20. Intensidad de emisiones [tCO <sub>2</sub> eq/MWh] (2021).	59
Figura 4-21. Intensidad de emisiones [tCO <sub>2</sub> eq/MWh] (2022).	60
Figura 4-22. Precios de los derechos de emisión de CO <sub>2</sub> en [€/MWh] (2021).	60
Figura 4-23. Precios de los derechos de emisión de CO <sub>2</sub> en [€/MWh] (2022).	61
Figura 4-24. Precios diarios de la energía eléctrica, el gas y el CO <sub>2</sub> en [€/MWh] (2021).	61
Figura 4-25. Precios diarios de la energía eléctrica, el gas y el CO <sub>2</sub> en [€/MWh] (2022).	61
Figura 4-26. Precio de la electricidad versus costes del gas y CO <sub>2</sub> en CC (2021).	62
Figura 4-27. Precio de la electricidad versus costes del gas y CO <sub>2</sub> en CC (2022).	62
Figura 4-28. Volumen económico de las actividades reguladas del sistema eléctrico español.	66
Figura 5-1. Propuesta de doble mercado en el mercado diario del MIBEL.	69
Figura 5-2. Modelización de la propuesta de doble mercado.	70
Figura 5-3. Comparación de LCOE (análisis sin subsidio).	72
Figura 5-4. Demanda cubierta en el primer mercado.	73
Figura 5-5. Demanda cubierta en el segundo mercado.	74
Figura 5-6. Curva de demanda. Beneficio del consumidor.	75
Figura 5-7. Curva de oferta. Beneficio del productor.	75
Figura 5-8. Precio y cantidad de energía eléctrica. Real año 2021 y aplicación del DM.	76
Figura 5-9. Precio y cantidad de energía eléctrica. Real año 2022 y aplicación del DM.	76
Figura 5-10. Energía generada diferenciando Gestionables de No Gestionables. Año 2021.	77
Figura 5-11. Energía generada diferenciando Gestionables de No Gestionables. Año 2022.	77
Figura 5-12. Excedentes de demanda y excedentes de oferta – MIBEL año 2021.	82
Figura 5-13. Excedentes de demanda y excedentes de oferta – MIBEL año 2022.	82
Figura 5-14. Excedentes de demanda y oferta – MIBEL año 2021 con aplicación del DM.	83
Figura 5-15. Excedentes de demanda y oferta – MIBEL año 2022 con aplicación del DM.	83

# Notación

---

V	Voltaje
A	Amperio
W	Vatio
Wh	Vatio-hora
Hz	Hercio (Hertz)
P	Potencia activa
Q	Potencia reactiva
S	Potencia aparente
$\theta$	Ángulo de fase
CA	Corriente alterna
M	Millones
€	Euro (moneda)
USD	Dólar estadounidense (moneda)
CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono
tCO <sub>2</sub>	Tonelada de CO <sub>2</sub>

# 1 INTRODUCCIÓN

---

## 1.1 Contexto y motivaciones

En los últimos dos años, los mercados energéticos nacionales e internacionales están experimentando los mayores problemas de abastecimiento y precios de las últimas décadas. Esta situación es el resultado de una serie de sucesos que encuentran su origen en la recuperación de la actividad económica mundial tras la superación de la crisis sanitaria producida por la COVID-19, que trajo consigo una clara disminución de las inversiones en todos los sectores. Este fenómeno económico, ocasionó un fuerte desequilibrio entre la oferta y la demanda a consecuencia de una recuperación más veloz de lo esperado, afectando a todas las cadenas de suministro, y con especial impacto en el ámbito de la energía, con un incremento sustancial de los precios de los combustibles fósiles.

Las variables que afectan al precio de la energía eléctrica son principalmente cinco: el mix de generación de electricidad del que se dispone en el sistema de potencia, las condiciones climatológicas, el precio de los combustibles fósiles, la demanda y el precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>.<sup>1</sup> La energía con un coste variable menor es la generada mediante tecnologías que aprovechan los recursos renovables, pero en España y prácticamente en la totalidad del mundo todavía no está desarrollada lo suficiente como para cubrir toda la demanda. Además, este tipo de generación no es firme y depende de las condiciones climatológicas, por ejemplo cuando es de noche y no hay sol, o simplemente hay menos viento, es necesario recurrir a la energía generada en las centrales de ciclo combinado, que utiliza el gas como combustible. En los últimos dos años, el precio del gas ha sido bastante volátil por diversos factores, como la creciente demanda procedente de Asia, y la limitación de su transporte desde los países productores. La generación de energía con combustibles fósiles lleva además unos costes por emitir CO<sub>2</sub>, que son fijados por la Unión Europea; estos derechos de emisión de CO<sub>2</sub> tienen un precio elevado para priorizar el uso de tecnologías sin emisiones y, de esta manera, detener el cambio climático.

El motivo por el que el precio del gas y el precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> han impulsado los costes de la electricidad, se debe al funcionamiento del mercado mayorista en España (esquema que comparten todos los países de la Unión Europea). Allí se estipulan las necesidades de compra, por hora, y se ordenan de manera creciente según el coste de producir la electricidad, siendo las más baratas la generación con energías renovables y la generación nuclear. Si con estos dos tipos de generación no hay suficiente energía para cubrir la demanda en todas las horas del día, se añaden otras tecnologías, como los generadores con ciclos combinados o los generadores con carbón que son más caros de producir, y están más penalizadas por los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>. Son estas tecnologías, en teoría, las que marcan el precio final de cada hora, sin importar que la generación eléctrica mediante renovables y nucleares tengan un coste más barato<sup>2</sup>.

A las situaciones anteriores se han sumado las consecuencias de la guerra en Ucrania. Este conflicto bélico, que supone una profunda crisis social y humanitaria a nivel europeo, tiene un importante impacto en términos energéticos, por la elevada dependencia de los países centroeuropeos a los combustibles fósiles importados desde Rusia, sobretudo el abastecimiento de gas natural. La respuesta europea a la invasión de Ucrania por parte de Rusia, consiste en un paquete de sanciones que buscan reducir las importaciones del petróleo y gas ruso, para contribuir a la reducción de dependencia con este país.

Las decisiones anteriores, traen consigo riesgos en el abastecimiento de combustibles fósiles, principalmente para los países con mayor dependencia de las importaciones rusas y, por otro lado, suponen un nuevo factor de tensión que refuerza la escalada de precios de la energía, que tuvo su inicio en el último semestre del año 2021. Este contexto actual, motiva a desarrollar estudios y propuestas para cambiar los arreglos existentes en los mercados energéticos, que permitan detener el cambio climático maximizando el bienestar económico global de la sociedad.

---

<sup>1</sup> <https://www.endesa.com/es/proyectos/todos-los-proyectos/sector-energetico/claves-para-entender-subida-precio-luz>

<sup>2</sup> <https://es.euronews.com/2021/09/03/por-que-suba-tanto-el-precio-de-la-luz-en-espana>

## 1.2 Antecedentes

El mercado eléctrico español es del tipo marginalista: este tipo de mercados se caracterizan por liquidar todas las operaciones al precio de la oferta casada más alta, es decir, al precio de cruce entre la curva de oferta y la curva de demanda. De esta manera, los generadores de energía (ofertantes) venden su energía cuando se alcanza esa casación y no al precio ofertado. El mercado eléctrico no tendría sentido alguno si no hubiera dos agentes contrapuestos: los vendedores de electricidad y los compradores de electricidad. El precio de la energía eléctrica parte de la construcción de dos curvas: la curva de oferta representada por el conjunto de ofertas de venta presentadas por los generadores, y la curva de demanda, representada por el conjunto de ofertas de compra presentadas por las comercializadoras o los consumidores finales. Esta construcción se realiza para cada una de las horas del día siguiente (se repite 24 veces en un día)<sup>3</sup>.

La configuración de este mercado marginalista ha traído consigo beneficios importantes para todos los agentes del mercado del sector eléctrico, tanto generadores como consumidores. La existencia de dicho esquema de mercado ha impulsado el desarrollo de nueva producción renovable, que ha permitido la sustitución paulatina de la generación convencional, contribuyendo a reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> y, por tanto, permitiendo el cumplimiento de las políticas climáticas contraídas por España y por la Unión Europea. Sin embargo, pese a la reducción en la generación de energía eléctrica mediante tecnologías que utilizan combustibles fósiles, la necesidad de contar con su potencia firme y flexibilidad ha supuesto que la señal de los precios de la energía eléctrica no haya podido capturar plenamente los beneficios procedentes de la considerable entrada de generación renovable en el último tiempo.

Como evidencia de los ambiciosos objetivos de política climática tenemos la Comunicación de la Comisión Europea “El Pacto Verde Europeo” de fecha 11/12/2019 (Comisión Europea, 2019), donde se afirma que la Unión Europea ha iniciado la transformación de su economía con el objetivo de alcanzar la neutralidad climática: reduciendo sus emisiones de GEI en un 23% al mismo tiempo que su economía creció un 61% (entre 1990 y 2018), sin embargo, con las políticas actuales solo se lograría reducir las emisiones de GEI en 60% de aquí al año 2050. Adicionalmente, indica que la utilización de energía en todos los sectores económicos representa más del 75% de las emisiones de gases de efecto invernadero de la UE, por lo que se necesita un proceso rápido de eliminación del carbón y el gas, incrementando la eficiencia energética y el desarrollo de fuentes renovables en el sistema eléctrico de potencia.

Asimismo, el Reglamento (UE) 2021/1119 del Parlamento Europeo y del Consejo de fecha 30/06/2021 (Reglamento (UE) 2021/1119, 2021), presenta como objetivo la neutralidad climática, reduciendo las emisiones antropógenas e incrementando la absorción por sumideros de gases de efecto invernadero según lo indicado por el IPCC. Por lo anterior, modifica parte del Reglamento (UE) 2018/1999 indicando el siguiente logro a conseguir: reducir las emisiones de GEI de la UE de manera eficiente a fin de conseguir el objetivo a largo plazo en materia de temperatura del Acuerdo de París, alcanzando un equilibrio entre las emisiones y la absorción de gases de efecto invernadero por los sumideros de la UE y se consigan después, unas emisiones negativas. Adicionalmente, indica que incluirá un objetivo climático para 2040 a escala de la Unión Europea, posterior al primer balance mundial contemplado en el Acuerdo de París.

En concordancia con el anterior reglamento, la Comunicación de la Comisión Europea “Objetivo 55” de fecha 14/07/2021 (Comisión Europea, 2021), establece un conjunto de propuestas interconectadas para distintos sectores económicos: clima, energía y combustibles, transporte, edificios, uso de la tierra y silvicultura, con el objetivo de conseguir reducir las emisiones netas en al menos un 55% de aquí a 2030 con respecto a 1990 y convertir a la Unión Europea en el primer continente climáticamente neutro de aquí a 2050.

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) de España (MITECO, 2021) tiene como objetivo sentar las bases para consolidar la neutralidad climática de la economía y la sociedad en el horizonte hacia el 2050. El PNIEC pretende alcanzar los siguientes resultados en el año 2030:

- Reducir las emisiones de GEI en 23% respecto a 1990;
- Conseguir que el 42% del uso final de la energía sea a partir de fuentes renovables;
- Mejorar la eficiencia energética en un 39,5%;

---

<sup>3</sup> <https://gestionservicios.com/como-se-determina-el-precio-de-la-luz-conoce-el-mercado-diario-de-la-electricidad/>

- Alcanzar un 74% de energía renovable en la generación eléctrica.

Adicionalmente, España cuenta con una Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050 (MITECO, 2020), donde se indica que la neutralidad climática y las medidas para abordarla, son una oportunidad para mejorar la calidad de vida, la competitividad económica, impulsar la innovación y generar nuevas oportunidades de negocio. La Estrategia pretende alcanzar los siguientes resultados hasta mediados de siglo:

- Desacoplar el consumo de energía final del crecimiento económico;
- Conseguir que el 97% del uso final de la energía sea a partir de fuentes renovables;
- Alcanzar un 100% de energía renovable en la generación eléctrica;
- Descender hasta el 13% la dependencia energética del exterior (ahorro de 344.000 M€);
- Superar el 50% de la electrificación de la economía (250 GW de potencia renovable);
- Desarrollar el hidrógeno y los combustibles renovables;
- Alcanzar la neutralidad climática con una reducción de emisiones del 90% con respecto a 1990;

En la figura a continuación se presenta la evolución de estos hitos en el tiempo:

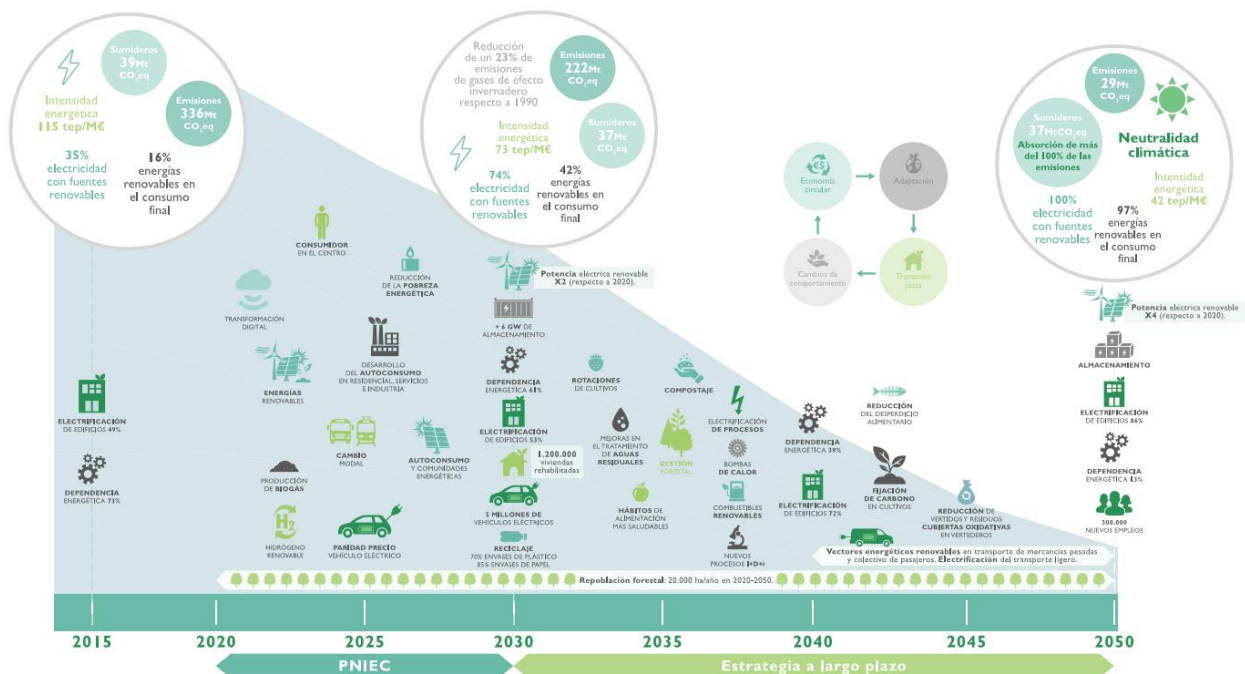


Figura 1-1. La Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050.  
Fuente: (MITECO, 2020).

### 1.3 Objetivos y contribución

Los antecedentes presentados, muestran claramente el interés y la voluntad de los gobiernos, las empresas, la comunidad científica y la sociedad en general por detener el cambio climático, producto de ello, se cuentan con numerosos acuerdos, pactos, leyes, planes y hojas de ruta para su consecución. Sin embargo, estas iniciativas y acciones requieren ir de la mano con proyectos de investigación que permitan optimizar los recursos técnicos y económicos durante su implementación, más aún, cuando existen ciertos riesgos de abastecimiento de combustibles fósiles, que contribuyen a una escalada de los precios de la energía.

Por lo anterior, a continuación, se presentan una serie de preguntas con el objetivo de sintetizar el alcance del presente proyecto de investigación. La pregunta principal a la que intentaremos dar respuesta es la siguiente:

¿Se tiene la estructura necesaria en los mercados eléctricos para conseguir el objetivo de detener el cambio climático maximizando el bienestar económico global de la sociedad?



Para dar respuesta a esta pregunta, primeramente se debe revisar el estado del arte de los mercados eléctricos, identificando los problemas de la liberalización y los determinantes del precio de la energía eléctrica, evaluando los desafíos actuales a solventar para construir un diseño de mercado eléctrico eficiente y analizando las propuestas de diseño para un mercado eléctrico eficiente.

En segundo lugar, se debe estudiar los fundamentos teóricos de la economía de los mercados eléctricos, con una introducción a la microeconomía y a los sistemas de potencia eléctrica, a la estructura y competencia en el mercado de la industria eléctrica, la operación eficiente a corto plazo sin restricciones en la red eléctrica, el poder de mercado en los mercados eléctricos y la congestión de la red.

En base a la literatura anterior, ¿Es el mercado marginalista el óptimo para el sistema eléctrico español actual?

Para poder responder este cuestionamiento, en el presente TFM se hará una revisión y una contextualización de la Ley del sector eléctrico, del funcionamiento del mercado a plazo de la electricidad, del mercado diario, del mercado intradiario de subastas e intradiario continuo, y del mercado de servicios de ajuste.

Posteriormente, se interactuará con las siguientes bases de datos:

- Precios horarios del mercado diario, de los ficheros públicos obtenidos del Operador del Sistema Eléctrico de España – REE.
- Energía total desglosada del mercado diario, de los ficheros públicos obtenidos del Operador del Sistema Eléctrico de España – REE.
- Precios medios del gas como producto diario, de los ficheros públicos obtenidos del Mercado Ibérico del Gas – MIBGAS.
- Precios medios de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, de los ficheros públicos obtenidos del Sistema Europeo de Negociación de CO<sub>2</sub> – SENDECO<sub>2</sub>.
- Liquidación de las partidas de costes de las actividades reguladas del sector eléctrico de España, de los informes públicos de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia – CNMC.
- Curvas agregadas de oferta y demanda del mercado diario incluyendo unidades de oferta, de los ficheros públicos obtenidos del Operador del Mercado Ibérico de Energía (Polo España) – OMIE.

La anterior información será analizada para determinar la evolución del mercado de electricidad de España en los últimos años, y permitirá analizar la composición de costes de todas las actividades que intervienen en el funcionamiento del mercado de electricidad.

Y finalmente, habiendo identificado los costes regulados y los costes de energía en los distintos mercados eléctricos de España, ¿Cómo puede contribuir el presente Trabajo Fin de Máster para dar los pasos iniciales de este proyecto de investigación?

Se realizará una propuesta de modificación al diseño del mercado diario de la electricidad del MIBEL, con la implementación de un doble mercado, donde los productores que cuenten con generadores no gestionables operen en un “primer mercado”, y puedan despachar sus unidades conforme a su disponibilidad de recurso y su pago se realice al precio de su coste nivelado de la energía; y los productores que cuenten con generadores gestionables operen en un “segundo mercado”, y puedan despachar sus unidades conforme al requerimiento y su pago se realice en las mismas condiciones actuales de mercado.

Esta propuesta debe estar en línea con los fundamentos de un mercado eléctrico eficiente, donde los precios reflejan toda la información disponible, y los inversores no deben preocuparse por la valoración de sus bienes y servicios, porque estos están perfectamente valorados por el propio mercado; se obtengan beneficios medioambientales al asegurar la producción de electricidad a través de fuentes de energías renovables intermitentes; y se den señales para la inversión a largo plazo en el despliegue de bienes y servicios que aseguren un sistema eléctrico fiable y seguro.

Con esto concluye el alcance del presente Trabajo Fin de Máster.

# 2 ESTADO DEL ARTE DE LOS MERCADOS ELÉCTRICOS

---

## 2.1 Problemas de la liberalización y determinantes del precio de la energía eléctrica

Con fecha 01/01/1998 entra en funcionamiento el mercado eléctrico de España. En este mercado de electricidad, se negocian el conjunto de transacciones económicas derivadas de la participación de los sujetos del mercado, tanto en la contratación a plazo, contratación bilateral, mercado diario, mercado intradiario, así como los servicios de ajuste del sistema. Al respecto, se han realizado estudios sobre los problemas económicos derivados de este proceso de liberalización del sector y su correspondiente reforma regulatoria a nivel internacional ([Arocena Garro & Castro Rodríguez, 1998](#)):

- Complicaciones para desarrollar y mantener una competencia efectiva en las actividades que dejan de estar reguladas. La experiencia internacional muestra que fomentar la entrada de nuevas empresas generadoras y limitar los activos de las empresas existentes son las alternativas más eficaces para promover la competencia en el mercado.
- Las actividades que continúan reguladas, por su condición de monopolio natural, deben mostrar un desarrollo transparente y eficiente. Los servicios de transmisión y distribución deben presentar buenas condiciones de suministro y fomentar la competencia de los agentes participantes en las actividades liberalizadas.
- Los costes de transición a la competencia pueden llegar a condicionar el éxito de estas reformas regulatorias.

Entre las características del sector eléctrico se encuentran la necesidad de que la generación (oferta) cubra el consumo (demanda) en cada instante de tiempo y la imposibilidad de almacenar esta fuente de energía a gran escala. Por lo anterior, resulta habitual que cuando existe mayor demanda se encarezca la energía eléctrica, debido a la entrada en operación de tecnologías de generación más caras. Adicionalmente, el mercado eléctrico es volátil, por lo que se hace imprescindible entender los diferentes factores que influyen en los precios de la energía eléctrica ([Casado Galdeano & Larrea Basterra, 2017](#)):

- Precios de las materias primas: las tecnologías de generación eléctrica tienen características diferentes en cuanto a estructura de costes. Las térmicas convencionales utilizan como fuente primaria los combustibles (fuelóleo, gas, carbón y uranio) y las renovables utilizan recursos “gratuitos” (viento, sol, agua, etc.). Las instalaciones de carbón, gas natural y fuelóleo son las que habitualmente entran como tecnologías marginales y terminan marcando el precio. Por su parte, los elevados costes fijos y el funcionamiento como generación base de las instalaciones nucleares hacen que el uranio sea un combustible con escasa repercusión en la estructura de costes de la energía nuclear.
- Situación económica y derechos de emisión: existe una fuerte correlación entre la economía y el consumo eléctrico. Un aumento de las actividades industriales y comerciales llevará a una mejora de la situación económica, lo que repercutirá en el aumento de la demanda energética y, en consecuencia, el precio de la energía eléctrica. Otro factor que tiene repercusión en la estructura de costes son los derechos de emisión. Una mayor generación eléctrica de las térmicas convencionales que usan combustibles fósiles como el carbón, gas natural y fuelóleo derivará en un incremento de las emisiones de gases de efecto invernadero, lo que aumentará los costes variables de estas instalaciones porque deberán adquirir más derechos de emisión en el mercado.
- Climatología y meteorología: las tecnologías de generación eléctrica que utilizan como fuente primaria los recursos renovables no tienen costes de materia prima. Esta característica permite que tengan una importante repercusión en el mercado, por ejemplo, si se tiene bastante generación de estas instalaciones (teóricamente) se debería reducir el precio de la energía eléctrica. En el caso de España, el precio de la electricidad desde la liberalización se ha caracterizado por un aumento paulatino de la

volatilidad y un aumento continuo como consecuencia del encarecimiento de los combustibles fósiles. La climatología y meteorología influyen en el precio de la energía eléctrica de dos maneras: por repercusión en la demanda (picos de demanda en invierno y en verano por efecto de las bajas y altas temperaturas respectivamente) y por la potencia instalada de renovables (disponibilidad de fuente primaria para la generación de electricidad).

- Otros factores (regulatorios, geopolíticos): el sector eléctrico es una actividad bastante regulada, por lo tanto, es de esperar que cambios regulatorios o políticos también tengan su impacto sobre los precios de la energía eléctrica.

Como ejemplo de los factores regulatorios y geopolíticos que influyen en el precio de la energía eléctrica se ha realizado un estudio que cuantifica el impacto que tiene el cierre de las centrales térmicas de carbón en el mercado eléctrico diario español, utilizando datos públicos de ofertas de compra y venta con resolución horaria en el periodo comprendido entre el 01/01 al 31/12 de 2018 (Ballesteros Gallardo & Núñez Hernández, 2021):

- El análisis comparativo permite observar un aumento de 12,06% en el precio horario medio anual de la electricidad, de 57,3 €/MWh a 64,21 €/MWh, porque las centrales de carbón que dejaron de ofertar han sido reemplazadas por unidades de generación que ofertan a un mayor precio, derivando en una reducción de 2,57% en la energía horaria media anual, de 26.840 MWh a 26.174 MWh.
- En cuanto a los excedentes económicos, el análisis comparativo permite observar un aumento de 2,89% (36.245,5 €) en el excedente medio anual de la oferta y una disminución de 6,6% (178.795,2 €) en el excedente medio anual de la demanda. La suma total de excedentes (oferta y demanda), reduce de 34.710 M€ a 33.461 M€ anuales.

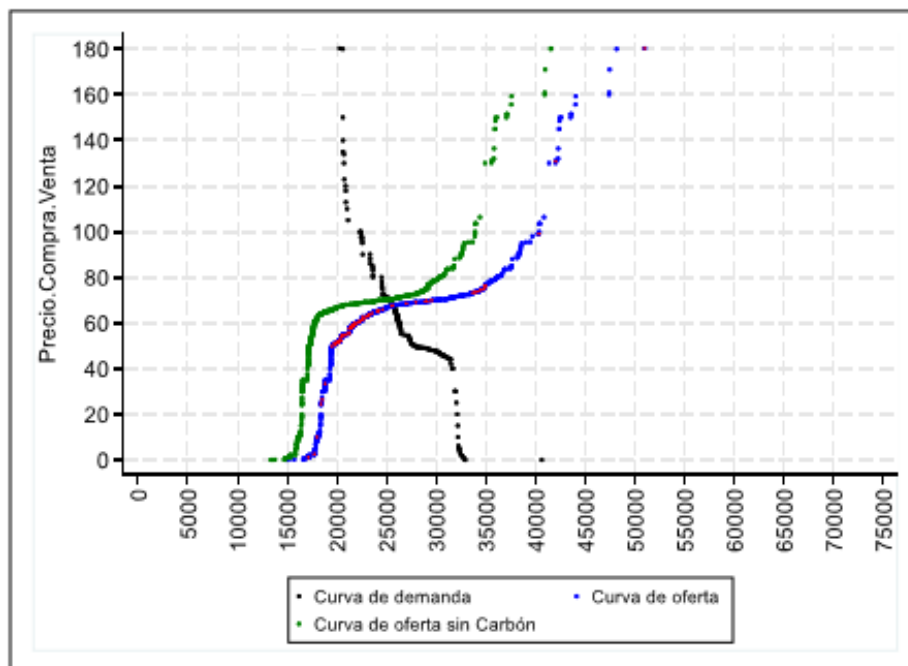


Figura 2-1. Curvas de oferta y demanda originales y curva de oferta sin centrales de carbón.

Fuente: (Ballesteros Gallardo & Núñez Hernández, 2021).

En ese año 2018, la capacidad instalada de las centrales de carbón en España era de 9.562 MW, llegando a producir el 14% de la energía eléctrica total, y representando más del 50% de las emisiones de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico. La salida de servicio de estas centrales de carbón representa una reducción de 36 millones de tCO<sub>2</sub>, contribuyendo a los compromisos de España en sus NDC del Acuerdo de París (Arcos Vargas *et al.*, 2021).

Para finalizar, la preocupación mundial de ir hacia una economía baja en carbono ayuda a entender los importantes cambios que están enfrentando los mercados de electricidad, donde se tendrá mayor participación de fuentes de energías renovables, mejora en la eficiencia energética, y electrificación del transporte, producción de calor/frío, y las aplicaciones industriales. Otro ejemplo de factores regulatorios lo encontramos en el estudio de (Arcos-Vargas *et al.*, 2020), donde se provee un análisis del impacto económico y medioambiental que supondrá la incorporación de 3.909 MW de nueva generación fotovoltaica autorizada en 2017 por el gobierno de España para ingresar al mix de generación:

- La metodología utilizada incorpora datos horarios reales del operador del mercado eléctrico español con información sobre las ofertas de compra y venta realizadas en el mercado diario, evalúa el impacto de esta medida en el equilibrio de precios y cantidades de energía eléctrica en el mercado, en el excedente de los compradores y los vendedores, en las emisiones de CO<sub>2</sub>, sin necesidad de estimar algún modelo econométrico.
- El análisis se realiza con los datos horarios reales de un año calendario (del 01/08/2016 al 31/07/2017) del mercado diario español, y en este periodo se sustituye la energía adicional que podría generarse con las nuevas instalaciones fotovoltaicas (6 TWh calculados para una instalación que se encuentre en una localización con la irradiación promedio de España) a coste marginal cerca de cero, ocasionando sacar del mercado a las tecnologías marginales con los precios más altos debido principalmente a los costes de sus combustibles y obteniendo nuevos puntos de equilibrio.
- Se comparan los resultados reales del 01/08/2016 al 31/07/2017 con la sustitución de 6 TWh de tecnologías marginales por energía solar fotovoltaica en los horarios de sol, se consigue reducir el precio horario medio anual en 1,5 € y aumentar la cantidad de energía eléctrica intercambiada en 1.685.977 MWh. El excedente de los compradores aumenta en 380.538.880 €, el excedente de los vendedores disminuye en 83.389.440 € y el excedente social aumenta en 297.148.416 €. El reemplazo de las tecnologías contaminantes por tecnologías que no emiten CO<sub>2</sub>, como la solar fotovoltaica, permite disminuir las emisiones en 2,2 millones de MtCO<sub>2</sub>.

## 2.2 Diseño de los mercados de electricidad

### 2.2.1 Introducción

La reforma regulatoria en la industria eléctrica alrededor del mundo tiene como objetivo principal alcanzar mayor eficiencia en la provisión de servicios de generación a través de la competencia de mercado, debido a que en el pasado se tuvieron inversiones ineficientes aprobadas bajo la regulación de una franquicia monopólica, conformada por empresas públicas verticalmente integradas, donde los incentivos en el tiempo real eran secundarios, y el sistema eléctrico estaba diseñado y enfocado para cubrir sus costes antes que dar incentivos.

El diseño de un mercado que asegure la fiabilidad del suministro y adecuación de los recursos es una propuesta difícil. La expansión a gran escala de instalaciones de generación variable adiciona más complejidades a la evaluación de la adecuación de los recursos y desafíos en el diseño de mercado que asegure la suficiencia de ingresos. Debido a los costes marginales cercanos a cero, la generación variable provoca una depresión en los precios de la energía y reduce la participación de los generadores existentes, produciendo una reducción de sus ingresos y su factor de capacidad. Estos impactos exacerbaban el desafío de asegurar la suficiencia de ingresos que permita a los generadores recuperar tanto sus costes fijos como variables.

Un ingreso insuficiente puede llevar a un sistema poco fiable cuando los recursos existentes decidan abandonar el mercado, o nuevos recursos decidan no entrar a este, debido a las incertidumbres sobre la rentabilidad a largo plazo. Más problemas de fiabilidad pueden encontrarse si se calcula de mala manera los requisitos de capacidad y otros atributos para el largo plazo. Estos impactos no necesariamente son negativos; estos pueden estar reflejando los cambios en el mix de generación y de manera completamente apropiada. Sin embargo, debido a que estos mercados han sido diseñados inicialmente sin la noción de que participarían un gran número de instalaciones con generación variable, estos impactos deben continuar siendo monitoreados para determinar si los diseños existentes aún son efectivos.

Un diseño de mercado apropiado debe permitir contar con el nivel suficiente de recursos para obtener la fiabilidad en el largo plazo recuperando los costes totales y manteniéndose en el mercado. Si el diseño original de mercado lidera a la ineficiencia, incremento de poder de mercado o reducción de la competencia, o degradación de la fiabilidad, se requiere realizar modificaciones al diseño de mercado.

Este apartado 2.2 presenta una visión general de los objetivos de los mercados eficientes, los desafíos actuales a solventar para construir un diseño de mercado eléctrico eficiente y propuestas de diseño de mercado eléctrico eficiente para las condiciones actuales que están enfrentando los sistemas de potencia.

## 2.2.2 Metodología

La metodología usada para analizar la literatura comprende la revisión de artículos de revistas científicas de alto impacto JCR (Journal Citation Report) desde el año 2005 al año 2023. Los criterios de búsqueda corresponden al diseño de mercado eléctrico mayorista eficiente, y las palabras clave utilizadas fueron mercado eléctrico, sistemas de potencia, energía renovable y mercado eficiente.

## 2.2.3 Objetivo de los mercados eficientes

La teoría del mercado eficiente desarrollada en 1970 por Eugene Fama (premio Nobel de Economía) argumenta que los inversores, como personas racionales que son, valoran todos sus activos y títulos por su valor intrínseco u objetivo, en el sentido del precio de equilibrio. Por lo tanto, dicho valor intrínseco se verá modificado por la nueva información que llegue al mercado, que, por definición, será impredecible. El mercado eficiente será forzosamente competitivo y tendrá las siguientes características<sup>4</sup>:

- Amplitud: el mercado será más amplio cuanto mayor sea la cantidad de activos distintos que se intercambian en este.
- Transparencia: el mercado será más transparente cuanto mayor sea la accesibilidad a información completa, veraz y gratuita por parte de los agentes económicos de este.
- Libertad: el mercado será más libre cuanto menores sean las limitaciones de entrada y de salida de los agentes económicos de este.
- Profundidad: el mercado será más profundo cuanto mayor sea la cantidad de órdenes de compra y venta para cada tipo de activo que se intercambia en este.
- Flexibilidad: el mercado será más flexible cuanto mayor sea la rapidez de reacción a posibles cambios por parte de los agentes económicos de este.

Un mercado eficiente contiene toda la información en los precios, brinda igualdad de oportunidades entre los inversores y no permite que se obtengan rentabilidades extraordinarias por parte de los agentes económicos de este. Sin embargo, todo inversor buscará maximizar su beneficio individual, pero esta rentabilidad adicional sólo será obtenida en el corto plazo y no podrá mantenerse de forma continuada en el largo plazo, porque sus resultados guiarán al resto de agentes a asignar sus recursos correctamente, indicando cuáles son las decisiones de inversión.

Complementando la definición de mercado competitivo, este ocurre cuando ninguno de los agentes económicos puede influir en el precio (son precio aceptantes), y se ofrece un producto homogéneo (poco diferenciable entre competidores)<sup>5</sup>.

Para (Lozano *et al.*, 1997) la competencia perfecta requiere de un subastador, porque si los agentes del mercado determinan conjuntamente los precios, pasarían de ser precio aceptantes a fijadores de precios. En la economía un bien o servicio se caracteriza por sus propiedades físicas, y por la ubicación y el instante de tiempo en el que se encuentra disponible. Por ejemplo, dos bienes o servicios con idénticas propiedades físicas y en un lugar determinado pero en dos fechas diferentes, dejan de ser productos homogéneos. De forma análoga, dos bienes o servicios idénticos físicamente y en el mismo instante de tiempo (fecha) pero localizados en lugares diferentes, también dejan de ser productos homogéneos. A lo anterior, también podría incluirse la incertidumbre de la naturaleza, por ejemplo, una sombrilla en un determinado lugar y fecha será un producto diferente si el día está soleado o lluvioso.

## 2.2.4 Desafíos actuales a solventar para construir un diseño de mercado eléctrico eficiente

Los mercados de electricidad están siendo desafiados por nuevas tendencias, como ser la penetración de renovables intermitentes y la transformación de los consumidores.

---

<sup>4</sup> <https://guiasjuridicas.wolterskluwer.es/Content/Inicio.aspx>

<sup>5</sup> <https://economipedia.com/definiciones/competencia-perfecta.html>

En (Silva-Rodriguez *et al.*, 2022) se identifican las barreras que impiden un rendimiento eficiente de los mercados de electricidad, agrupándolas en cinco diferentes categorías:

- Precios de las externalidades (precio de combustibles y subsidios a las VRES);
- Precios de la electricidad (formación limitada de precios de escasez);
- Restricciones de los agentes (el diseño actual no considera las VRES, tecnologías de almacenamiento y respuesta de la demanda, y detiene su activa participación en el mercado, resultando en costes elevados de balance, reserva, potenciales eventos de pérdida de carga y corte de las VRES);
- Restricciones de la red (congestiones que traen consigo costes asociados a ajustes de redespacho);
- Competencia (baja consistencia a través de la secuencia de mercados).

Para determinar el rendimiento del actual y futuro mercado de electricidad de corto plazo, se identificaron una serie de criterios de la literatura:

- Maximizar el beneficio social;
- El precio del mercado debe proveer señales adecuadas en el corto plazo (recuperación de costes y consumo eficiente) y en el largo plazo (inversiones eficientes);
- Accesibilidad a todos los agentes;
- Respetar las restricciones físicas del sistema y respaldar la seguridad de este;
- Promover la competencia;
- Consistencia de precios a través de la secuencia de mercados, de tal manera que las desviaciones entre el precio del mercado diario y el precio en tiempo real sean resultado solamente de factores de incertidumbre.

El incremento de la producción de electricidad a través de fuentes de energías renovables intermitentes (VRES), junto al empoderamiento de los usuarios finales y el despliegue en almacenamiento, están rediseñando los sistemas de potencia. Esta evolución representa un importante desafío para el mercado de electricidad, diseñado originalmente para plantas gestionables y grandes demandas inflexibles. Estas diferencias entre el diseño actual del mercado y las tecnologías emergentes están aumentando las ineficiencias del mercado, imposibilitando su correcta operación.

En (Peng & Poudineh, 2019) se indica que el diseño original de los mercados de electricidad, data del periodo de la liberalización y que fue pensado para grandes centrales térmicas centralizadas, lo que hoy en día no provee señales efectivas de operación e inversión para los diversos participantes en el mercado. El análisis muestra cinco desalineamientos en el diseño de mercado europeo que pueden crear dificultades: a nivel nacional, entre la integración de las RES con el mercado global, con el mercado de comercialización, y con la regulación de la red; y a nivel europeo, entre la integración de las RES con el mercado de acople, y con el mercado de emisiones.

La mayoría de los diagnósticos a los problemas de los mercados de electricidad de la Unión Europea se enfocan en las características de un mercado seleccionado, por ejemplo el módulo del mercado diario o el módulo del mercado de balance, dejando abierto los otros módulos o fallando en no considerar la interacción entre estos. Sin embargo, existe una gran necesidad de evaluar de manera conjunta el rendimiento de todos los módulos del mercado eléctrico, en vez de diseñarlos y evaluarlos por separado. Frecuentemente, los investigadores se refieren al diseño de mercado con poca precisión, sin especificar que módulo de mercado están citando (diario, intradiario, balance, comercialización), por lo tanto, no se considera que los mercados de electricidad son una serie de módulos interdependientes que son complejos y requieren coordinación en su interacción.

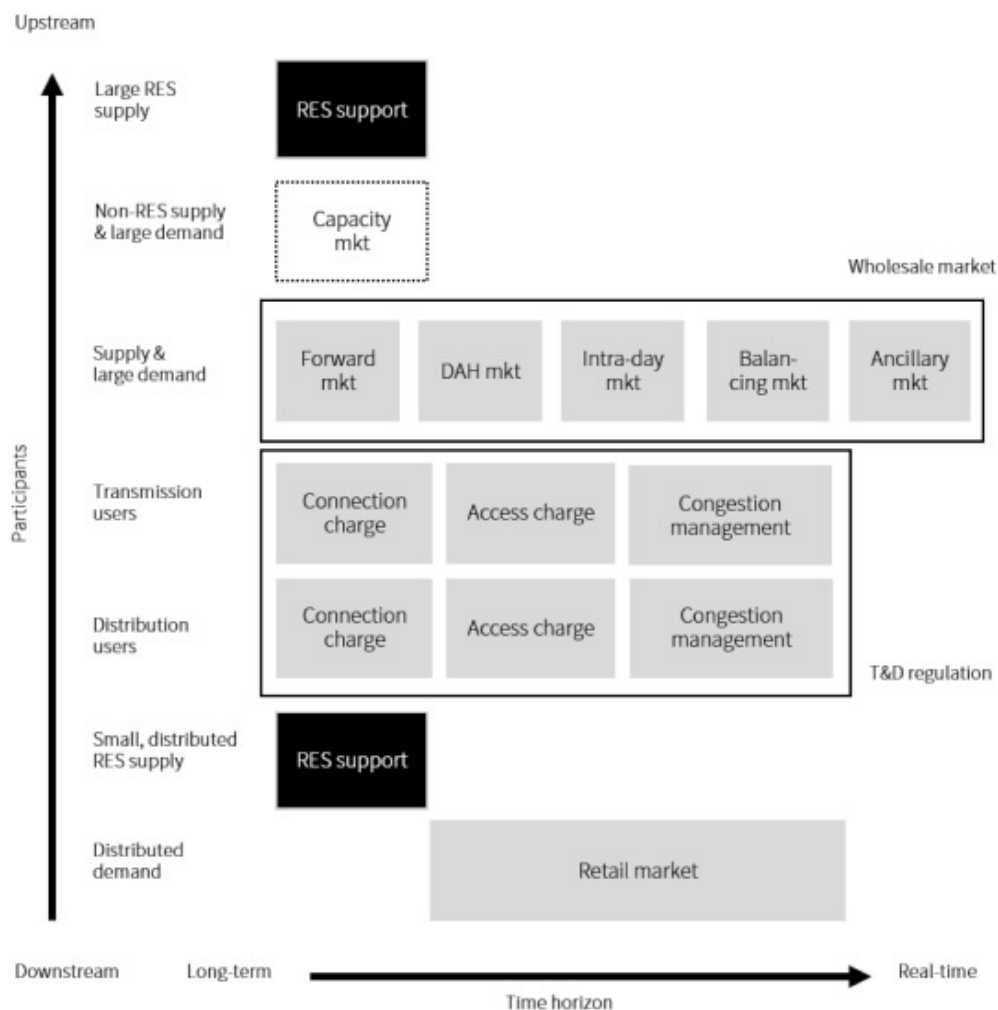


Figura 2-2. Módulos de los mercados de electricidad.

Fuente: (Peng & Poudineh, 2019).

La integración de las fuentes de energías renovables exacerba los problemas de pérdida de dinero (condiciones de mercado que no permiten a los generadores recuperar su inversión) y pérdida de mercado al deprimir los precios en un mercado de electricidad basado sólo en energía (el coste marginal de las RES es mucho menor que los generadores convencionales, y siendo que su producción está basada en subsidios puede suceder que oferten precios negativos al mercado para mantenerse en operación), y haciendo que las horas de operación de los generadores convencionales sean más inciertos.

La Unión Europea, en particular Dinamarca, Alemania, Italia y España, están liderando la integración de las energías renovables en los sistemas de potencia. A medida que la integración de las RES sea más importante, y los avances tecnológicos continúen bajando sus costes de implementación, la UE empezará a intensificar su integración comercial, como paso necesario para el camino hacia la descarbonización total del sector eléctrico.

Todos los usuarios de la red de transporte implícitamente tienen acceso a esta, y las restricciones de la capacidad de la red afectan a la cantidad de energía que se puede entregar a esta. Ofertas diferenciadas por localización, conocidas como precio de nudo, es un mecanismo que internaliza estas restricciones. Muchos países de la UE utilizan precios zonales (separando sus territorios en distintas zonas de oferta), mientras que otros ponen en práctica un solo precio zonal (ignorando las congestiones en la red de transmisión). Ambos métodos son simplificaciones del precio de nudo y requieren de la realización de un redespacho por parte del operador del sistema para resolver las restricciones de congestión, y su coste es transmitido a los usuarios finales. La multiplicación de las RES intensificará estas congestiones.

Según (Milligan *et al.*, 2016), la evidencia inicial sugiere que la elevada penetración de generación variable requerirá incrementar los niveles de flexibilidad para gestionar la subida de la variabilidad e incertidumbre de la carga neta. No está claro si los diseños actuales de mercado proporcionan o no los incentivos correctos para proveer esta flexibilidad, pudiendo llevar potencialmente a tener problemas de fiabilidad o acciones costosas de salidas del mercado. Adicionalmente, la mayoría de los consumidores compran la electricidad a las

comercializadoras a un precio predefinido, que en la mayoría de los casos se caracteriza por ser el coste total promedio más el beneficio administrativo de la empresa. Por lo anterior, la mayoría de los consumidores se encuentran aislados de la volatilidad de los precios en el mercado mayorista de la electricidad. Además, vecinos eléctricos que desean adquirir diferentes niveles de fiabilidad están imposibilitados de hacer esto porque actualmente no hay manera de diferenciar la fiabilidad entre todos los clientes de un mismo alimentador, lo que crea un problema en la participación de la demanda, porque los consumidores no pueden reflejar su disposición a pagar por la electricidad y la fiabilidad en el mercado mayorista.

Conforme a lo indicado en (Ela *et al.*, 2014), la generación variable, como la eólica o solar fotovoltaica, está incrementando su participación sustancialmente en los últimos años y sus características crean desafíos únicos en la planificación y operación del sistema de potencia, al igual que influyen en el rendimiento y resultados de los mercados de electricidad. Esta generación variable o intermitente tiene al menos cuatro características únicas comparadas con las tecnologías tradicionales que proveen energía en los mercados de electricidad:

- Incrementa la variabilidad neta de la carga (carga menos generación intermitente) por el cambio en la potencia disponible a través del tiempo, debido a los cambios en la fuente primaria (por ejemplo velocidad del viento o irradiación solar).
- Incrementa la incertidumbre en la carga neta porque la potencia disponible sólo puede ser predicha parcialmente en todos los horizontes de tiempo.
- Tienen costes fijos significativos y costes variables próximos a cero debido a la energía primaria utilizada, que cuando existen subsidios a su producción pueden provocar costes variables negativos.
- Tienen patrones diarios y estacionales, en los que periodos de gran producción de energía no pueden corresponder con los tiempos de alta demanda (o en el caso contrario provocar un riesgo de insuficiente generación), lo que repercute en la asignación de recursos.

Este informe se enfoca en dos problemas:

- Primero, se examina la pregunta: ¿los mercados de energía y servicios auxiliares proveen los ingresos requeridos para cubrir todos los costes? Si los ingresos son insuficientes pueden llevar a un sistema sin fiabilidad donde los agentes elijan salir del mercado. Los problemas de fiabilidad también pueden aumentar si se calculan de mala manera las necesidades a largo plazo, como la capacidad instalada y otros atributos.
- Segundo, la utilización inapropiada de la flexibilidad existente, o la falta de voluntad de los recursos para proveer flexibilidad, pueden llevar a una degradación de la eficiencia y la fiabilidad. Esto puede conducir a que el operador del sistema no cuente con la flexibilidad suficiente para emparejar los cambios de la carga neta, resultando en un incremento del desbalance. Esto puede llevar a costes más elevados cuando se utilizan servicios de flexibilidad más costosos en vez de flexibilidad más barata que no puede ofrecer servicios al mercado.

Para (Cochran *et al.*, 2013), alrededor del mundo existen tres paradigmas sobre cómo organizar la entrega de energía eléctrica:

- Primer paradigma: en algunas regiones se sigue operando bajo el modelo tradicional (verticalmente integrado). La mayoría o todos los activos son operados por una sola entidad y los costes son recuperados a través de una tasa regulada.
- Segundo paradigma: la red de transmisión y distribución son actividades reguladas mientras que la generación y la comercialización están abiertas a la competencia. La adecuación a largo plazo está basada a través de mercados de sólo energía.
- Tercer paradigma: misma estructura que para el segundo paradigma. Existe un mecanismo adicional de ingresos para premiar a los generadores por su disponibilidad, sin importar su generación actual, denominados mercados de capacidad.

Los diseños de mercado son una tarea difícil, donde varios objetivos deben alcanzarse, incluyendo el uso de señales de precios a corto plazo que incentiven inversiones a largo plazo, minimizar el poder de mercado, y proveer incentivos para los suministradores de servicios no relacionados con la energía que son requeridos para equilibrar la red. Muchos mercados no tienen correlación entre los mecanismos de precios y los mercados de comercialización, lo que significa que existe una mínima acción por parte de los consumidores.



Entrando al detalle, las actuales estructuras regulatorias son las grandes barreras para aumentar el potencial de respuesta de la demanda. Estas estructuras típicamente reflejan la demarcación tradicional entre los mercados mayoristas de electricidad y los mercados de comercialización, ocasionando una mala adaptación para incentivar la respuesta de la demanda.

En (Hogan, 2019), se busca responder a la pregunta sobre si las energías renovables económicamente eficientes pueden alterar los fundamentos económicos y provocar cambios sustanciales en el diseño de los mercados de electricidad. El análisis muestra que la generación térmica de gran escala, con elevados costes relativos de operación en el corto plazo, será remplazada por tecnologías intensivas en capital pero costes variables cero, y los DER (Distributed Energy Resources) serán aún más importantes para gestionar el balance y seguridad del sistema. A pesar de esta lógica, existen supuestos implícitos que son incorrectos y pueden dar direcciones erróneas para la reforma del mercado: acomodar toda la energía en fuentes de coste marginal cero provocará precios muy bajos y no incentivará nueva inversión; el control centralizado de los DER no es posible, por lo tanto los precios localizados deben dar los incentivos para su desarrollo, caso contrario, se tendrá un funcionamiento ineficiente.

El rol creciente de las renovables intermitentes y el potencial tecnológico de la generación distribuida, especialmente la inclusión de la participación de la demanda, parece haber tumbado los supuestos de hace 30 años atrás y requiere una nueva aproximación de funcionamiento. Adicionalmente, la expansión de las renovables intermitentes y los recursos de energía distribuidos hacen cada vez más importante el mejoramiento de los diseños de mercado, y el mayor error sería continuar creando nuevos productos y subsidios en un intento fallido de remplazar incentivos de mercado por directivas centrales. El desafío está en manejar los fundamentos seriamente, y continuar donde ellos nos guíen: a obtener los precios correctos.

Según (Baldick *et al.*, 2005), anticipar y prevenir los problemas de diseño de mercado es más barato que corregirlos después durante su funcionamiento, y las principales preguntas sobre cómo alcanzar la eficiencia de un mercado a través de su diseño deben incluir lo siguiente:

- Si los mercados de generación de corto plazo (diario y tiempo real) y la operación del sistema de transmisión deben estar integrados en una subasta central que reconoce todas las restricciones relevantes del sistema, o deben estar desacoplados para facilitar el intercambio de energía descentralizado bajo reglas típicas de intercambio de mercancías.
- Cuantos servicios de generación diferentes deben ser definidos y sometidos a mercado.
- Como diferenciar los precios necesarios para energía, operación de reservas y capacidad.
- Si ofertas no convencionales se deben incluir, como por ejemplo costes de arranque, costes de mínima carga.
- Si ante la ausencia de respuesta de la demanda al precio, el diseño del mercado a corto plazo debe proveer un precio de escasez basado en el valor de pérdida de carga.
- Cuáles son los límites para ejercer poder de mercado y bajo qué circunstancias.
- Si se tiene inversión eficiente ante la ausencia de respuesta de la demanda al precio y ante la mitigación de poder de mercado, caso contrario, si el mercado de reserva o el mercado de capacidad pueden liderar esta inversión.

La expansión de generación intermitente con costes marginales cero no cambian los fundamentos del diseño de un mercado eléctrico eficiente (Hogan, 2022). Las nuevas tecnologías de generación tienen elevados costes de capital pero bajos costes variables, en contraste con las antiguas tecnologías térmicas con bajos costes de capital pero elevados costes variables. Combinando lo anterior con la intermitencia de las fuentes renovables, se tienen requerimientos de modificar, extender o remplazar los diseños actuales de mercado de electricidad.

Ningún generador quiere vender en el mercado diario de electricidad si el precio será menor al esperado en el tiempo real, y ningún consumidor quiere comprar en el mercado diario de electricidad si el precio será mayor al esperado en el tiempo real, como consecuencia, cualquier distorsión en los precios en el mercado de balance se filtrará en los mercados precedentes. Adicionalmente, las compensaciones impuestas por los gobiernos a las tecnologías con costes marginales cero, resultan en precios de energía que pueden ser negativos, provocando que la competencia en mercados sea reemplazada por competencia en recibir subsidios. Al final, es mucho más efectivo penalizar a las emisiones de gases de efecto invernadero que subsidiar todo lo demás.

Los problemas de dinero perdido y manipulación de precios son presentados en (Woo *et al.*, 2019). El problema de dinero perdido ocurre cuando el mercado de electricidad falla en la provisión de adecuados incentivos para la inversión en unidades de generación convencional, exacerbándose con la reducción del precio por el efecto de la generación renovable y sus bajos costes marginales. El problema de manipulación de precios ocurre cuando los agentes generadores aplican su poder mercado para elevar los precios del mercado de electricidad, exacerbándose cuando la red presenta congestiones en la transmisión que impide el paso de flujos de potencia entre las zonas con bajos y altos costes de electricidad.

Australia provee un caso de estudio interesante para identificar los desafíos que se deben solventar para diseñar un mercado de electricidad de inicio a fin, considerando los arreglos de su operador de mercado NEM, el crecimiento de la penetración de energía eólica y solar (24% de la generación total), y ser el líder mundial en la integración de recursos de energía distribuida (fotovoltaica sobre techo con una capacidad instalada de 10 GW que representa el 15% de la potencia instalada en generación). La metodología utilizada en (MacGill & Esplin, 2020), no busca proveer diseños específicos para los futuros mercados de electricidad, los cuales requieren procesos detallados, estructurados y multidisciplinarios; si no más bien resumir los desafíos claves a solventar para construir un diseño de mercado de inicio a fin, que pueda entregar una industria eléctrica futura de bajas emisiones, segura, fiable y alcanzable para Australia.

El diseño de mercado australiano obliga a la participación de todos los agentes en la subasta de energía, no permitiendo contratos bilaterales físicos entre generadores y consumidores. El despacho de las unidades es administrado por los propios agentes y no se tiene un mercado técnico de corto plazo, las ofertas en el mercado diario no están cerradas comercialmente, y está permitido re-ofertar hasta cinco minutos antes del despacho en tiempo real. Adicionalmente, es un mercado de sólo energía que no tiene mercado de capacidad o mecanismos similares, aunque existen una variedad de instrumentos para asistir a los agentes en la gestión de riesgos de los precios futuros. El diseño ha evolucionado incluyendo competencia completa entre los comercializadores y la introducción de ocho mercados de servicios auxiliares de control de frecuencia (FCAS) que son despachados cada 5 minutos y son cooptimizados con el mercado de energía.

El análisis identifica siete desafíos clave para conseguir el diseño de mercado de inicio a fin: integración de los distintos mercados, delimitación de los distintos mercados, requerimiento de políticas y regulaciones coherentes, las externalidades son ineficientes por diseño, identificar los servicios esenciales que no se encuentran con precio en mercado, interface regulatoria con los consumidores de energía, y el desarrollo de marcos alternativos en el diseño porque un fallo en el sector eléctrico no es un opción.

Frecuentemente la discusión del diseño del mercado de electricidad se enfoca en el mercado en tiempo real, sin embargo, un diseño de inicio a fin debe integrar efectivamente los distintos mercados como el de corto plazo, el de comercialización, el de servicios auxiliares y seguramente en un futuro un mercado de servicios de seguridad.

Un estudio sobre el poder de mercado (Zhou *et al.*, 2005) analiza la crisis del sector eléctrico experimentada por California en el año 2000, donde no solo se tuvieron blackouts, sino también se pagaron precios por la electricidad cuatro veces superiores al habitual. Muchos investigadores atribuyen esta crisis de mercado desde factores naturales extremos hasta manipulación tecnológica sofisticada. El análisis concluye que cuando la demanda es inelástica y no responde a los precios del mercado, las empresas de generación empiezan a creer que sin importar el precio que oferten, las empresas de distribución/comercialización transferirán estos costes a sus consumidores, provocando una gran reducción de la competencia entre los agentes del mercado.

La Agencia para la Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER – Agency for the Cooperation of Energy Regulators) ha pedido a la consultora DNV llevar a cabo un estudio para determinar indicadores que muestren las barreras existentes para la eficiente formación de precios y la entrada a mercado / participación de agentes nuevos y más pequeños. Durante la realización del proyecto hubo una serie de interacciones entre DNV, ACER, NRA (National Regulatory Authorities) y partes interesadas externas, como son generadores, agregadores, asociaciones industriales, etc (DNV & ACER, 2021).

Entre todas las partes han definido los siguientes términos clave:

- Formación eficiente de precios de electricidad: basado en la combinación de definiciones de libros estándar de Economía y el marco legal de la Unión Europea para el diseño de mercados de electricidad europeos. Se deben considerar la eficiencia estática de los recursos existentes (para el corto plazo) y la eficiencia dinámica para las señales de inversión (para el largo plazo).

- Todos los productos (insumos) que tienen que ver con la formación de los precios mayoristas de la electricidad deben ser considerados.
- Todos los periodos de tiempo son relevantes, de manera similar como a los precios de todos los insumos que tienen impacto entre ellos, se aplica a los precios para diferentes periodos de tiempo.
- Los precios deben reflejar los costes, todos los costes deben ser considerados e internalizados cuando se determinan los precios.
- Los precios no deben tener restricciones, se deben determinar sin restricciones (topes) administrativos, y cualquier restricción debe ser proporcional y no ocasionar discriminación.
- Integridad, los precios deben ser determinados sin acciones abusivas debido a posiciones dominantes o manejo de información interna.
- Transparencia, que todos los participantes (agentes) cuenten con la misma y suficiente información.

En cuanto a la participación de agentes nuevos y más pequeños sin experiencia relevante en el sector de la electricidad, están restringidos en tamaño por su naturaleza propia y no pueden disfrutar de las economías de escala a pesar de tener un modelo de negocio razonable. Algunos de estos pequeños agentes están en la búsqueda de un modelo de negocio diferente al establecido en el mercado mayorista, como agregar flexibilidad por parte de los usuarios finales o prosumidores, o apalancar innovación en el mercado ofreciendo nuevos servicios que son diferentes a los tradicionales.

El estudio ha establecido la siguiente lista corta de barreras para la formación eficiente de precios de la electricidad:

Tabla 2–1. Barreras para la formación eficiente de precios de electricidad.

Categoría de la barrera	Barrera
Regulación y diseño de mercado	Restricciones explícitas de precio.
	Distorsiones de mercado debido a esquemas de ayuda otorgadas a diferentes tecnologías.
	Distorsiones de mercado debido a mecanismos de capacidad.
	Regulación del precio para el usuario final.
	Pequeño o inexistente incentivo para contratar precios dinámicos en la comercialización.
	Requerimientos restrictivos en precalificación y características del producto en el diseño de mercado.
Estructura y rendimiento del mercado	Competencia y liquidez insuficiente en los mercados mayoristas.
	Margen para el fortalecimiento de la integridad del mercado.
	Margen para el incremento de la transparencia del mercado.
Servicios y operaciones de la red	Falla en la maximización de la capacidad disponible entre zonas.
	La delimitación de las zonas de oferta no refleja las congestiones.
	Margen de mejora en la transparencia, reflejo de costes y no discriminación en los peajes de la red.
	Falta de transparencia en la información provista por los Operadores del Sistema.

Fuente: (DNV & ACER, 2021).

En la categoría regulación y diseño de mercado, la potencial distorsión del mercado debida a las restricciones explícitas de precio y varios esquemas de ayuda aplicados en el mercado mayorista, así como los requerimientos y características del producto que son más restrictivas para algunos agentes del mercado, son las barreras más relevantes para una efectiva formación del precio.

En la categoría estructura y rendimiento del mercado, la insuficiente competencia y liquidez debido a los pocos participantes que intervienen, son las barreras con mayor impacto en la formación del precio del mercado mayorista.

En la categoría servicios y operaciones de la red, el desalineamiento y la falta de capacidad entre las zonas de subasta, son las barreras con mayor impacto en el precio de la electricidad.

Adicionalmente, el estudio ha establecido la siguiente lista corta de barreras para la participación de agentes nuevos y más pequeños:

Tabla 2–2. Barreras para la participación de agentes nuevos y más pequeños.

Categoría de la barrera	Barrera
Regulación y diseño de mercado	Requerimientos administrativos y financieros complejos, extensos y discriminatorios.
	Adecuación del marco legal para permitir nuevos ingresos y agentes más pequeños.
	Requerimientos restrictivos para participar en los mecanismos de capacidad e interrumpibilidad.
	Regulación del precio para el usuario final.
	Pequeño o inexistente incentivo para contratar precios dinámicos en la comercialización.
	Requerimientos restrictivos en precalificación y características del producto en el diseño de mercado.
Estructura y rendimiento del mercado	Competencia insuficiente en el mercado de comercialización.
Servicios y operaciones de la red	Falta de incentivos para considerar alternativas no cableadas.
	Falta de transparencia en la información provista por los Operadores del Sistema.

Fuente: (DNV & ACER, 2021).

En la categoría regulación y diseño de mercado, los requerimientos administrativos y financieros complejos, extensos y discriminatorios, el marco legal inadecuado y restrictivo para la precalificación, características del producto y otras características del diseño de mercado, son las barreras más relevantes que impiden la entrada y participación de agentes nuevos y más pequeños.

En las categorías estructura y rendimiento del mercado, servicios y operaciones de la red, todas las barreras identificadas tienen un impacto significativo en las oportunidades de negocio para la entrada de nuevos agentes y fueron enfatizadas por las partes interesadas en las consultas públicas.

## 2.2.5 Propuestas de diseño de mercado eléctrico eficiente

Las propuestas de diseño para un mercado eléctrico eficiente deben asegurar la fiabilidad del suministro y adecuación de los recursos, obteniendo precios que reflejen completa e instantáneamente toda la información disponible en el mercado, y dando las señales adecuadas e incentivos para alcanzar el mix óptimo.

En (Silva-Rodriguez *et al.*, 2022) se provee una revisión de las soluciones de diseño de nuevos mercados propuestos en la literatura, evaluando como cada propuesta encara las ineficiencias del actual y futuro mercado de electricidad. La metodología utilizada empieza con la identificación de las barreras que impiden un rendimiento eficiente de los mercados de electricidad, continúa con la investigación detallada de las propuestas de modificación al mercado de corto plazo con su correspondiente análisis de ventajas y desventajas, y finaliza con la taxonomía de las barreras identificadas y las soluciones propuestas, generando una representación comprensible del estado del arte.

Entrando al detalle, organiza las modificaciones al diseño de mercado en cuatro grupos:

- Modificación de la estructura organizacional del diseño de mercado (la implementación de mayor granularidad en el mercado diario es una mejora relevante en el diseño actual de mercado, y la implementación del cierre del mercado diario más próximo a la entrega de la energía reduce significativamente los errores asociados al pronóstico de las VRES);
- Modificación del procedimiento de liquidación de los mercados (redefinir los requerimientos y parámetros considerados en el formato de subastas para facilitar el acceso de agregadores de demanda y tecnologías de almacenamiento, precios nodales, y mercado basado en incertidumbres);
- Modificación de la mercancía intercambiada en el mercado (mercados múltiples donde se intercambie electricidad, gas y calor en un mercado integrado, mercado diario basado en potencia y no en energía);
- Políticas regulatorias de los mercados (reajuste en los subsidios a tecnologías específicas que distorsionan los precios del mercado, ajustes en los precios de emisiones que son insuficientes para internalizar las externalidades medioambientales, y adecuar la formación de precios en periodos de escasez incrementando el precio tope al valor de pérdida de carga).

Las propuestas de rediseño de los mercados de electricidad encontrados en la literatura atienden una o más barreras que afectan el rendimiento de la configuración actual, sin embargo, ninguna propuesta puede solucionar todas las barreras simultáneamente:

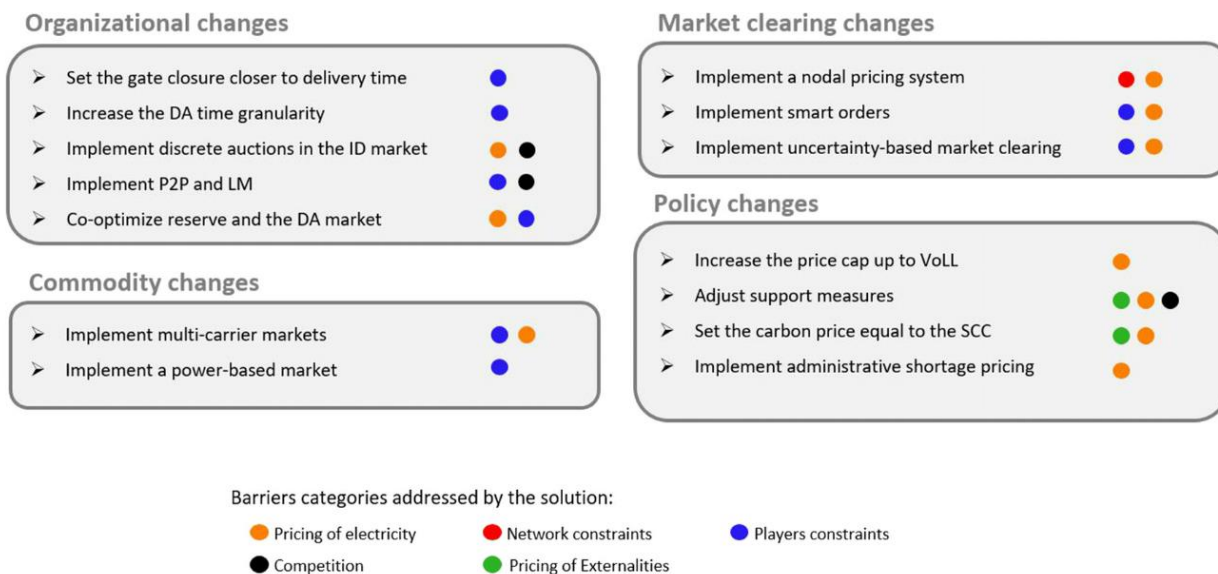


Figura 2-3. Modificaciones al diseño de mercado y barreras superadas.

Fuente: (Silva-Rodriguez *et al.*, 2022).

La brecha entre el tiempo de granularidad del mercado diario y la variabilidad de la oferta y la demanda resulta en una mayor necesidad de intercambio en el mercado intradiario y el balance en tiempo real. La modificación del tiempo de cierre del mercado diario (GCT - Gate Closure Timing) entre 4 a 1 hora antes de la entrega de energía (actualmente entre 12 a 36 horas antes de la entrega), reduce la incertidumbre y los costes de balance asociados a los errores de pronóstico de las VRES, sin embargo, reduce también el tiempo necesario que requieren los operadores y agentes del mercado para cumplir sus funciones (comunicar resultados, análisis de fiabilidad, acciones preventivas).

La co-optimización de energía y reserva para el balance es otra forma de mejora, pero en los mercados europeos estos dos mercados son liquidados por diferentes entidades (mercado diario de energía por el operador del mercado y mercado de reserva para el balance por el operador del sistema).

La implementación de precios nodales en Europa requeriría cambios significativos en el mercado actual, como la mayor interacción entre TSO y DSO, dar la responsabilidad de la operación del mercado de corto plazo y la operación de la red a un solo operador.

La mayoría de las propuestas para cambiar la formulación de la liquidación de los mercados corresponden a estructuras centralizadas, como la de Estados Unidos de América, donde se realiza un despacho económico de las plantas eléctricas, para lo cual los agentes del mercado proveen información técnica y económica detallada de su funcionamiento al operador del sistema. Las estructuras descentralizadas, como la de la Unión Europea, realizan ofertas al mercado para intercambiar energía, y estas ofertas típicamente no cuentan con el detalle de restricciones técnicas de cada unidad, las cuales son responsabilidad de cada agente del mercado.

En (Peng & Poudineh, 2019) se propone una aproximación de un mercado de electricidad en base a un sistema multi-módulo y multi-nivel, definiendo un marco global que clarifique e integre tanto las relaciones horizontales entre los módulos definidos en un diseño de mercado, como las relaciones verticales entre los distintos niveles de coordinación del sector (Unión Europea y los estados miembros). Esta conceptualización incluye la coordinación en dos niveles de jurisdicción: a nivel de la UE conteniendo las políticas climáticas, energéticas y la promoción del mercado interno de energía, y a nivel nacional conteniendo las políticas de regulación de la red y el diseño de los mercados de electricidad.

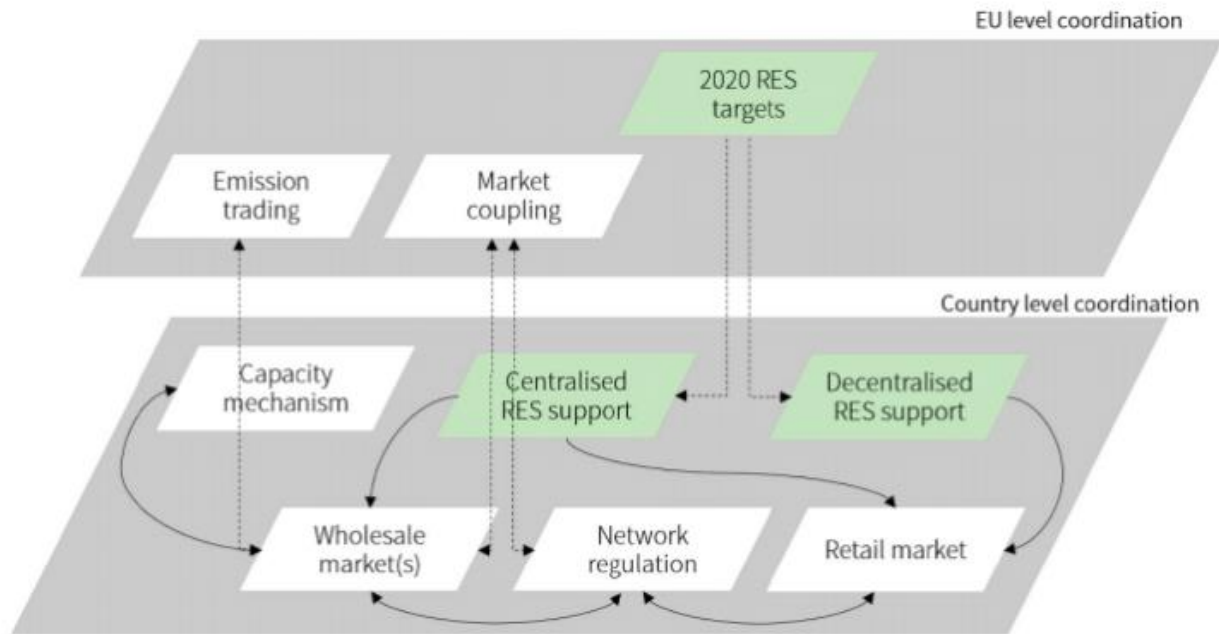


Figura 2-4. Coordinación multi-módulo y multi-nivel.  
Fuente: (Peng & Poudineh, 2019).

El diseño del mercado de electricidad necesita resolver estas desalineaciones entre la coordinación de los módulos considerando el surgimiento de nuevas tendencias en el sector, los desarrollos en las capacidades técnicas o los cambios en las preferencias y consumos. La falta de compatibilizar estas tendencias con el diseño propuesto, derivará en nuevos desalineamientos a futuro.

La metodología utilizada en (Milligan *et al.*, 2016) emplea dos direcciones distintas en términos de diseño de mercado para la adecuación de recursos en el largo plazo y la suficiencia de ingresos: 1) mercados a plazo para la capacidad y 2) precios de escasez en los mercados de sólo energía.

El análisis muestra que los mecanismos para el mercado de capacidad dejan preguntas acerca de su habilidad para capturar inversiones a largo plazo que aseguren la adecuación del sistema, y para el mercado sólo de energía el mecanismo de precio de escasez es aún la principal solución para la suficiencia de ingresos, pero requiere de intervenciones regulatorias inteligentes para no crear oportunidades de manipulación del mercado.

Entrando al detalle, determinar los mecanismos precisos que aseguren la adecuación de los recursos con los niveles de flexibilidad requeridos a largo plazo es un área activa de investigación, donde es necesaria una señal clara de mercado para comunicar a los inversores los requerimientos futuros de flexibilidad. Existen dos grupos principales de potenciales estructuras de mercado que pueden incentivar la inversión de estos nuevos recursos de flexibilidad, y ambos se enfocan en inversiones a largo plazo. Primero, los mercados pueden ser diseñados para proveer incentivos para la entrada a mercado de nuevos recursos que tengan los atributos de flexibilidad necesarios. Segundo, los mercados pueden proveer incentivos para que los recursos existentes incrementen su habilidad de ofertar flexibilidad, sujeto a barreras técnicas e intercambios económicos.

El CAISO ha establecido una propuesta actual de requerimiento de flexibilidad (la primera de este tipo), basado en la proyección de las necesidades de rampa del sistema para los mercados de corto plazo. Adicionalmente, es una pregunta abierta cómo los precios futuros de la energía y reservas van a compensar adecuadamente las capacidades de rampa que proporcionen la flexibilidad necesaria, así como la capacidad requerida al sistema. El ERCOT ha establecido un incremento en los precios de escasez y ha elevado los precios promedio de la energía a través de una curva de costes dinámica para la operación de las reservas.



Figura 2-5. Estructura descentralizada con los ISO/RTO en Estados Unidos.

Fuente: (Milligan *et al.*, 2016).

Las conclusiones indican que aún es un debate abierto si los diseños actuales de mercado pueden proveer incentivos necesarios para asegurar la adecuación de recursos en el largo plazo o si se necesitan nuevas aproximaciones. Adicionalmente, los autores creen que la industria pasará a través de varias iteraciones antes de que emerja un consenso con las mejores prácticas para estos temas complejos de adecuación de recursos y suficiencia de ingresos en los mercados de electricidad que cuenten con gran penetración de recursos renovables intermitentes.

El análisis realizado en (Ela *et al.*, 2014), incluye los impactos positivos y negativos de la generación variable, entre los que se encuentran la necesidad de contar o no con recursos que permitan la fiabilidad a largo plazo con la recuperación de los costes fijos de capital y los costes variables de operación, y si los recursos deben ser incentivados para proveer flexibilidad cuando esta sea requerida.

Entrando al detalle, se requieren nuevos diseños para obtener la cantidad necesaria de flexibilidad ofertada y provista en el mercado. Esta flexibilidad tiene varios componentes, como la velocidad de ajuste de la potencia, el rango de potencia que puede proveer, o solamente el hecho de responder automáticamente a la desviación de la frecuencia. Los mecanismos para mantener la fiabilidad, tanto en el largo plazo como en el corto plazo, son inseparables para el diseño de mercado. Los operadores del sistema, planificadores, y reguladores no pueden considerar el alcanzar la fiabilidad sin reconocer el diseño del mercado de electricidad.

En conclusión, los mercados de electricidad, que en su mayoría no han sido diseñados con la noción de que una gran porción del mix sea generación variable, deben continuar promoviendo la competencia, incentivar servicios de los agentes del mercado que reduzcan los costes para el consumidor, y mantener un sistema eléctrico fiable y seguro mientras se obtienen beneficios medioambientales gracias a las energías renovables.

La generación mediante energías renovables intermitentes y las tecnologías emergentes como son: redes inteligentes, respuesta de la demanda, generación distribuida, y almacenamiento distribuido, están estrechamente integradas en las operaciones de los sistemas de potencia. (Cochran *et al.*, 2013) se enfoca en los diseños de mercado que han emergido para cubrir estas nuevas variables, y está estructurado a través de los tres principales dominios de los mercados de electricidad: adecuación, energía, y servicios auxiliares.

La metodología utilizada considera los siguientes diseños de mercado para los tres principales dominios de los mercados de electricidad:

Tabla 2–3. Consideraciones de diseño de mercado para la adecuación, energía y servicios auxiliares.

	<b>Adecuación</b>	<b>Energía</b>	<b>Servicios auxiliares</b>
Consideraciones para el diseño de mercado	Precio de escasez	Resolución del despacho	Requerimientos de reserva dinámica (reserva secundaria y terciaria)
	Mercados de capacidad	Mercados más frecuentes	Respuesta de frecuencia primaria
	Provisión de capacidad mediante fuentes renovables	Productos de rampa	Inercia del sistema
		Precios negativos	Control de voltaje
		Integración del pronóstico	Co-optimización
		Renovables variables despachables	Provisión de servicios auxiliares por fuentes renovables

Fuente: (Cochran *et al.*, 2013)

El análisis incluye los desafíos de incorporar estas nuevas variables en los diseños de mercado de electricidad:

- **Minimizar la complejidad:** la mayoría de los mercados de la electricidad han evolucionado a diseños complejos que integran eficientemente los principios económicos con la ingeniería y la física de los sistemas de potencia. Nuevos diseños, que introduzcan la flexibilidad pueden amplificar la complejidad del mercado, lo cual puede ocasionar revisiones muy frecuentes, fallar en promover la participación en el mercado, y crear conflictos entre los mercados, como por ejemplo la reglas del mercado de la energía pueden desincentivar la provisión de servicios de fiabilidad.
- **Alentar la inversión:** los inversores calculan el riesgo de recuperar sus inversiones en sus potenciales proyectos, es así, que si los precios de la energía decrecen con la penetración de fuentes de generación con costes marginales cero, otras fuentes de ingresos cobran vital importancia, incluyendo los precios de escasez, los mercados de capacidad, contratos bilaterales de largo plazo (PPA).
- **Armonizar los distintos periodos de tiempo:** el reto del diseño de mercado es como proveer señales a largo plazo para alentar inversiones de nueva generación (renovable o de otro tipo).
- **Asegurar la profundidad del mercado:** en varios mercados, un monto significativo de energía es vendido a través de contratos bilaterales, lo cual muestra la ausencia de señales para el mercado a largo plazo reduciendo la participación de los agentes. Las implicaciones para sistemas con elevada penetración de renovables intermitentes y contratos bilaterales son tres: 1) la mayoría de la energía es comprada con meses o años de anticipación, dejando poco suministro nuevo, innovador y flexible para los mercados diario y en tiempo real; 2) los precios del mercado al contado pueden ser inconsistentes con los costes marginales debido a la limitada flexibilidad del suministro; 3) la limitada participación en los mercados diario y en tiempo real pueden reducir la eficiencia del mercado al disminuir el potencial para optimizar las fuentes de suministro en base a sus ofertas.

Los resultados sugieren que los ingresos pasen de energía hacia servicios a medida, que se integren los mercados mayoristas con los mercados de comercialización para contribuir a la flexibilidad y fiabilidad del sistema, y que la combinación de mercados regulados y competitivos pueden ser una alternativa (un diseño híbrido que maximice el valor del sistema de potencia y asegure que el tipo y cantidad de servicios entregados sean económicamente eficientes y el diseño sea entendido).

Para (Hogan, 2019), el problema no está en los fundamentos del diseño de mercado de la electricidad, el modelo básico funciona en teoría y se comporta bien en la práctica, pero las implementaciones prácticas utilizan ciertos atajos o desvían la atención de los fundamentos creando imperfecciones en el mercado que parecieran indicar incompatibilidad con las necesidades en el futuro inmediato.

Son necesarios pequeños y grandes cambios en el diseño de mercado para los futuros sistemas de electricidad: mejorar el precio de escasez considerando el precio de las reservas de capacidad y operación, que con los adecuados incentivos evitaría realizar pagos por capacidad a largo plazo; despacho multi-periodo para pagar correctamente los costes de variar la generación/demanda como mecanismo de flexibilidad; y aplicar un modelo nodal que resuelva el dilema de los costes de oportunidad por la transmisión, que reduciría la brecha de precios entre el mercado diario y el mercado en tiempo real.

En (Baldick *et al.*, 2005) se analizan tres elementos que aseguran un funcionamiento eficiente de la generación: diseño de los mercados de corto plazo y de capacidad, y mitigación del poder de mercado.



El análisis del diseño de mercado a corto plazo incluye su definición y evaluación, y los problemas clave para su diseño: representación de la oferta y demanda de energía; precios de la energía en el corto plazo; propiedades de complementariedad y sustitución de la energía y los servicios auxiliares en el corto plazo; precios de la regulación y operación de reservas; liquidación de mercados en secuencia o simultáneamente; aspectos espaciales del precio de la energía y las reservas; garantías para obtener ingresos suficientes; precios de escasez y curva de demanda para reservas.

El análisis del diseño de mercado para invertir en generación (mercado de capacidad) incluye si efectivamente es necesario un mercado de generación de capacidad, y diseños alternativos de mercado para adecuar la capacidad: mercado solo de energía sin tope de precios (o con precios tope altos); contratos de largo plazo; mecanismos de pago por capacidad; cantidad requerida de capacidad; curvas de demanda para la capacidad.

El análisis de monitoreo y mitigación del poder de mercado incluye las fuentes de poder de mercado en los mercados de generación, y la mitigación óptima del poder de mercado: monitoreo a largo plazo para la autorización de ingreso en el mercado; vigilancia de los mercados de corto plazo; mitigación antes del suceso por parte de los operadores del sistema; reposición después del suceso en caso de haber fallado todos los anteriores métodos de mitigación de poder de mercado.

En general, los mercados eficientes requieren de diseños complejos o reglas. En el caso de la electricidad, las reglas del mercado buscan:

- Consistencia entre la operación física confiable del sistema de potencia y los precios por los servicios de generación tanto en mercado de corto plazo como en el mercado a plazo.
- Precios basados en el manejo de la congestión del sistema de potencia.
- La asignación de derechos de propiedad y la posibilidad de intercambio de energía en el sistema de transmisión.
- Funciones de planificación a largo plazo que incentiven la inversión.
- Mitigación del poder de mercado.

En conclusión, los variados componentes que intervienen en el diseño del mercado de corto plazo para energía y servicios auxiliares, la decisión de incluir un mercado de capacidad a estos, y sumado a la regulación de mitigar el poder de mercado, son decisiones políticas que deben hacerse en consenso y ser ajustadas finamente para asegurar precios e inversiones eficientes.

La metodología utilizada en (Hogan, 2022), parte del principio de que en un mercado competitivo de libre acceso y sin discriminación, un buen diseño de funcionamiento empieza con el mercado en tiempo real (mercado de balance) y de ahí hacia atrás (intradiario, diario, a plazo). Este artículo científico pone su atención en el precio de escasez, la importancia del crecimiento de la participación de la demanda, mejoras en el despacho y precios en multi-periodos, expandir el modelo de mercado hasta el nivel de la red de distribución, los precios de unidades despachadas, los precios de las emisiones y los principales componentes del coste social de las emisiones.

El análisis sugiere que el diseño de un mercado que provea un precio consistente en el tiempo real conseguirá un despacho económico (eficiente) coordinado con el operador del sistema, donde los precios reflejen las diferencias de localización en el valor marginal de la generación neta.

Entrando al detalle, los precios de escasez son necesarios para el balance de la oferta y la demanda sobre todo en periodos de alta demanda donde toda la capacidad de generación está en uso, la participación de la demanda será de suma importancia para la operación en tiempo real cuanto mayor sea la participación de renovables intermitentes, los subsidios para energía limpia son diferentes a los precios asignados por las emisiones de gases de efecto invernadero, porque los subsidios limitan los incentivos provistos por los mercados.

Un mercado eficiente ideal provee incentivos para invertir a largo plazo, con precios consistentes en el tiempo real, los agentes del mercado participarán eficientemente en el mercado a corto plazo y realizarán inversiones para el largo plazo. La expansión de la generación con fuentes intermitentes crea nuevas inquietudes sobre la necesidad de revisar los elementos centrales del diseño de un mercado de electricidad eficiente, sugiriendo reformas en el precio de escasez, participación de la demanda, y precio a las emisiones que deben ser totalmente compatibles con este.

La descarbonización, digitalización y una mayor descentralización transformarán los actuales sistemas de

potencia, en esa línea, (ENTSO-E, 2019) ha iniciado la evaluación de opciones para mejorar los diseños de mercado hacia el 2030 y más allá, con un enfoque particular en alinear de mejor manera la operación del mercado con la operación del sistema, así como mejorando la coordinación de la gestión de congestiones y balances de energía alrededor de la Unión Europea.

La metodología utilizada se enfoca en dar soluciones a la gestión de congestiones, y en conseguir de la manera más segura y eficiente la alineación del mercado con el sistema físico, para beneficiar a los consumidores.

El análisis determina la necesidad de:

- Incluir fuertes señales locales para incentivar el despacho de generación, consumo y almacenamiento en línea con los costes del sistema y las restricciones de red;
- Incrementar la visibilidad local de los recursos en todos los niveles de tensión para resolver las congestiones de manera rápida y eficiente;
- Mejorar los mercados de corto plazo para permitir que los agentes puedan intercambiar energía más cerca del tiempo real y en intervalos más cortos;
- Mejorar la flexibilidad del sistema para asegurar el uso eficiente de los recursos actuales y futuros;
- Asegurar una coordinación más cercana entre TSO y DSO para mejorar los flujos de potencia, congestiones, manejo de datos, interacción de mercado;
- Facilitar la provisión de nuevos servicios auxiliares.

Entrando al detalle, para permitir la transición a un sistema eléctrico bajo en carbono con los consumidores como actores principales, en esta etapa no es necesario ni deseable realizar cambios radicales en el diseño de mercado en toda Europa. Cualquier solución de diseño de mercado para el mercado de corto plazo y la gestión de las congestiones de red debe ser parte de los desafíos a solventar hasta el 2030 y más allá, enviando señales de inversión y adecuación del sistema, con el objetivo final de la integración del mercado interno europeo.

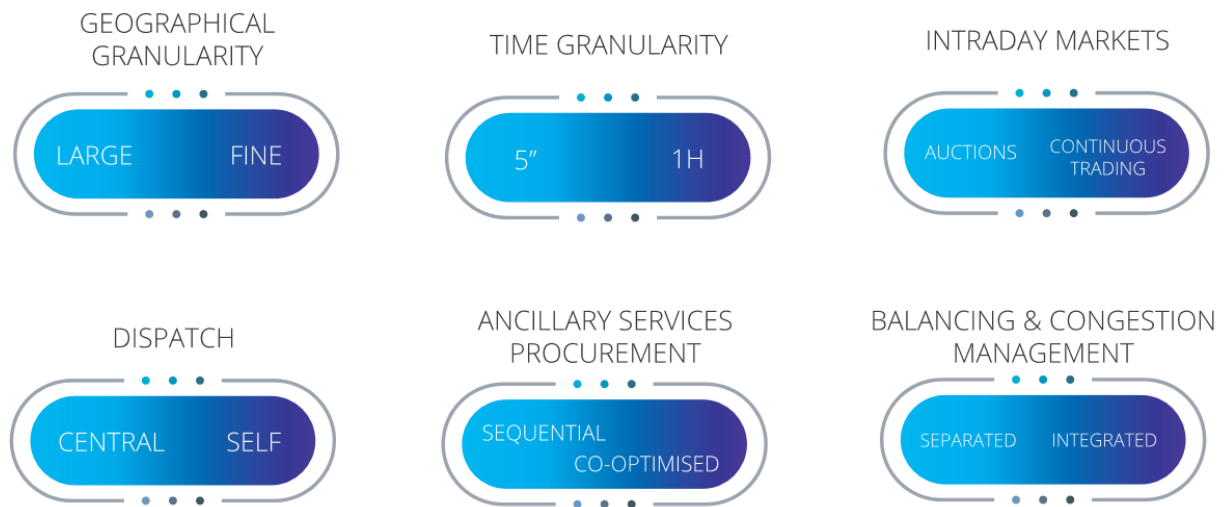


Figura 2-6. Visión de diseño de mercado hacia el año 2030.

Fuente: (ENTSO-E, 2019).

Para (Leslie *et al.*, 2020), la integración de la generación renovable intermitente con costes marginales cercanos a cero está cambiando los resultados de los mercados de electricidad, sin embargo, esta integración no cambia los principios económicos fundamentales que están por detrás de los diseños de mercado.

La metodología utilizada empieza con la revisión de los principios económicos que están detrás del diseño de mercado, para examinar como la penetración de fuentes con costes marginales cero puede cambiar los resultados del mercado de electricidad, luego examina el rol de la volatilidad del precio y su influencia en invertir en almacenamiento y flexibilidad de la demanda, para finalmente discutir como un mercado de sólo energía y zonal como el de Australia está enfrentando esta falta de señales de precio y adecuación a los recursos energéticos.

El análisis identifica que la incorporación de modelos de mercado que incorporen las restricciones físicas de la red, permite obtener precios y localizaciones que provean incentivos de inversión que ayuden a tener un mercado robusto ante los cambios tecnológicos, y que las instituciones financieras generalmente requieren contratos de largo plazo para financiar nuevas inversiones.

Entrando al detalle, un mercado eficiente con alta penetración de VRES debe proveer incentivos para invertir en tecnologías de generación que puedan ser complementarias a la intermitencia de las VRES y respuesta de la demanda que permita cambiar el uso de potencia durante el día y mediante operaciones de almacenamiento las desplace en el tiempo. La variación en el precio debido a su volatilidad, puede dar estas señales de incentivo, y la inversión en capacidad de almacenamiento siempre reducirá la volatilidad del mercado, donde el beneficio marginal de reducir la volatilidad en los consumidores será igual al coste de la capacidad de almacenamiento incrementada.

Una razón por la cual los mercados existentes de electricidad están funcionando a pesar de la ausencia de elasticidad en la curva de demanda es el precio de escasez. Si los agentes de mercado suministran la energía eléctrica a su coste marginal y los precios se determinan al coste de la unidad marginal, entonces el generador con el coste marginal más alto nunca podrá recuperar sus costes de capital. Por esto, cuando la demanda excede la capacidad del sistema, los precios deben exceder el coste marginal del generador de punta para justificar nueva inversión. En un mercado con suficiente elasticidad de la demanda, la disposición a pagar por la energía queda determinado por el precio de escasez, pero si la demanda del mercado continúa siendo inelástica, se aplican mecanismos de precio de escasez para aproximarse a esa disposición a pagar.

Los consumidores residenciales, comerciales e industriales pueden responder a las señales de precio de dos maneras: primero, instalando medidores inteligentes que puedan monitorear en tiempo real su consumo y ajustar el funcionamiento de sus equipos, y segundo, invirtiendo en tecnologías de almacenamiento para que puedan comprar energía cuando esta es barata y vender energía cuando esta es más cara. Exponiendo a los consumidores finales de manera apropiada a la variabilidad de los precios del mercado, se crean oportunidades para usar almacenamiento, lo cual ofrece una fuente adicional de flexibilidad de la demanda reflejando la voluntad de estos de trasladar su consumo en el tiempo y reducir la volatilidad.

El mercado zonal de Australia está experimentando más precios erróneos debido a la instalación de nuevas VRES en ubicaciones similares que aumentan las restricciones de la red. Un mercado nodal con precios marginales en distintas localizaciones amortiguaría los incentivos de construir las mismas tecnologías en áreas restringidas por la red, más bien, alentaría a desarrollar soluciones complementarias (baterías, fuentes sincronas, eficiencia, flexibilidad de demanda) que alivien las restricciones y creen un mix más eficiente.

Las liquidaciones de mercado en sistemas con alta penetración de tecnologías con costes marginales cero, no necesariamente serán cero, incluso en un mercado de sólo energía, especialmente con almacenamiento a escala de red, participación activa por el lado de la demanda y con precios correctos de escasez.

El trabajo desarrollado por (Woo *et al.*, 2019), cierra la brecha entre los numerosos participantes de un mercado de electricidad, incluyendo: economistas enfocados en mecanismos que permitan competencia en el mercado; ingenieros enfocados en los atributos físicos de la red eléctrica; industrias enfocadas en la practicidad del diseño de mercado; analistas financieros enfocados en los riesgos y el retorno de la inversión; comercializadoras enfocadas en como servir de mejor manera a sus clientes; los consumidores enfocados en la estabilidad y racionalidad del precio; agentes generadores enfocados en su rendimiento financiero; reguladores y políticos enfocados en dar un servicio eléctrico fiable, con precios competitivos donde se incentive la elección del consumidor.

La metodología utiliza el concepto de servicio de suscripción de demanda (DSS – Demand Subscription Service) para desarrollar un nuevo diseño de mercado que cuente con los siguientes elementos clave: el operador del sistema determina el precio del mercado en tiempo real y el racionamiento de capacidad; las comercializadoras pagan por dos conceptos su consumo final; las comercializadoras firman acuerdos de peaje a través de subastas descentralizadas.

El análisis determina que mientras se implementa el despacho económico y el racionamiento de la capacidad por parte del operador del sistema, y los comercializadores realizan sus ofertas por dos conceptos de consumo final, la propuesta de diseño de mercado funcionará aplicando las fuerzas de mercado que inducirán decisiones socialmente óptimas, por parte de los generadores, comercializadores y consumidores.

Entrando al detalle, los generadores deciden qué ofertar cuando participan en las subastas de requerimiento de

las comercializadoras; las comercializadoras deciden qué comprar en respuesta a los precios en tiempo real y racionamiento de capacidad propuesto por el operador del sistema y las suscripciones de servicio firme (FSL – Firm Service Level) de sus clientes consumidores; y los consumidores deciden que FSL suscribir y cuánta electricidad consumir en respuesta a los cargos por energía y capacidad en el mercado de electricidad.

Los resultados y conclusiones no toman en cuenta la generación distribuida (detrás del medidor), la integración masiva de RES, y requiere la infraestructura de medidores inteligentes para su operación.

A diferencia de todos los estudios anteriores de propuestas de diseño de mercados eléctricos liberalizados, existen otros países que aún se encuentran bajo una estructura monopólica, es el caso descrito en (al Naqbi *et al.*, 2019), donde el mercado energético de los EAU es controlado públicamente en sus siete estados federales, donde cada uno tiene una sola empresa eléctrica (monopolio) y es controlado en su totalidad por el gobierno local. Este artículo científico explora la literatura sobre los factores utilizados en el diseño de mercados de energías renovables, haciendo énfasis en la infraestructura, instituciones, y capital humano.

La metodología utilizada identifica las barreras que impiden la adopción satisfactoria de un mercado de energías renovables (donde los subsidios a los combustibles fósiles se mantienen como la principal barrera), examina el modelo de negocio actual de transición en Abu Dabi y Dubái, y prepara algunas recomendaciones en orden de implementar satisfactoriamente los proyectos de energías renovables y alcanzar los objetivos propuestos a mediados de siglo.

El análisis incluye el diseño actual del mercado de energías renovables en los Emiratos Árabes Unidos y propone las políticas y mecanismos necesarios para alcanzar los objetivos al 2050 (reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> en 70%, incrementar el uso de energía limpia a un 50%, donde 44% corresponde a energías renovables y 6% a energía nuclear, y mejorar la eficiencia energética en un 40%).

Entrando al detalle, se muestra un modelo de negocio para ayudar a la transición de los Emiratos Árabes Unidos de una economía de combustibles fósiles a un sistema que combine los combustibles y las fuentes limpias de energía. Todas las empresas eléctricas desarrollan sus plantas eléctricas con la modalidad EPC (Engineering, Procurement and Construction), pero con los nuevos modelos de negocio se incentiva a formar sociedades público-privadas (PPP – Public Private Partnership), utilizando productores independientes (IPP – Independent Power Producers) y contratos a largo plazo (PPA – Power Purchase Agreement).

La actual infraestructura en los EAU es bastante robusta y moderna pero basada en combustibles fósiles, por lo cual se necesita construir redes inteligentes para gestionar el despacho de las RES y desarrollar habilidades técnicas para la operación y mantenimiento de estos nuevos equipos. Las decisiones institucionales deben coordinarse entre el gobierno, el sector privado, el sector de investigación y desarrollo y las ONG. Finalmente, existe la necesidad de eliminar gradualmente los subsidios a la electricidad y al agua, unificando las tarifas nacionales con las internacionales.

El crecimiento de la población, el aumento de la contaminación ambiental, y el hecho que el agua y la energía eléctrica están interconectados porque la desalinización es la fuente principal de agua en el país, provoca la necesidad de que la economía dependa menos de los combustibles fósiles, y se considere a las tecnologías de energías renovables como una parte importante de la transición.

## 2.3 Propuesta de un doble mercado de electricidad

En este apartado se rescatan los principales conceptos de un estudio realizado sobre los sistemas eléctricos descarbonizados del futuro (Keay & Robinson, 2018):

Los autores resaltan que el punto de partida es que los mercados eléctricos actuales de energía están rotos, especialmente en mercados con alta penetración de renovables intermitentes. Los mercados eléctricos de energía están diseñados para discriminar fuentes con diferentes costes marginales en el corto plazo, seleccionando las centrales de menor coste para asegurar la eficiencia tanto en el corto como en el largo plazo. Sin embargo, este diseño se basa en la premisa de contar con plantas despachables con costes marginales variados, situación que no se tendrá en un sistema descarbonizado futuro, donde predominen las plantas intermitentes con bajos o incluso nulos costes marginales. Adicionalmente, no se cuenta con una estrategia de salida porque las plantas sin costes marginales requieren el apoyo externo de subvenciones, y su presencia crea una distorsión al mercado, por el requerimiento de plantas convencionales para cubrir la demanda en tiempo

real y un correspondiente pago por capacidad para mantenerlos en el sistema. En esta situación, el mercado está creciendo de manera menos efectiva sin realizar sus funciones esenciales: remunerar la inversión, proveer una operación eficiente, dar señales útiles a los consumidores, optimizar el mix de producción y ser sostenible sin el soporte externo del gobierno.

Los autores proponen una solución de doble mercado, donde los productores que cuenten con generadores gestionables operen en el mercado “bajo demanda”, y puedan despachar sus unidades conforme al requerimiento y su pago se realice en las mismas condiciones actuales de mercado; y los productores que cuenten con generadores no gestionables operen en el mercado “bajo disponibilidad”, y puedan despachar sus unidades conforme a su disponibilidad de recurso y su pago se realice al precio de su coste nivelado de la energía (LCOE por sus siglas en inglés), y este precio sea seleccionado de una etapa previa de subastas. Por el lado de los consumidores, serán capaces de seleccionar la energía tanto del mercado “bajo demanda”, del mercado “bajo disponibilidad”, como de la combinación de ambos con medidores separados. Inicialmente (como se realiza hoy en día), es probable que se requieran incentivos externos públicos, tanto a nivel de los productores como de los consumidores para conseguir que el mercado “bajo disponibilidad” sea atractivo para los consumidores, pero con el paso del tiempo, mientras los precios de los combustibles suban y los costes de las instalaciones renovables bajen, ese incentivo podrá ser retirado, creando una potencial estrategia de salida a los subsidios.

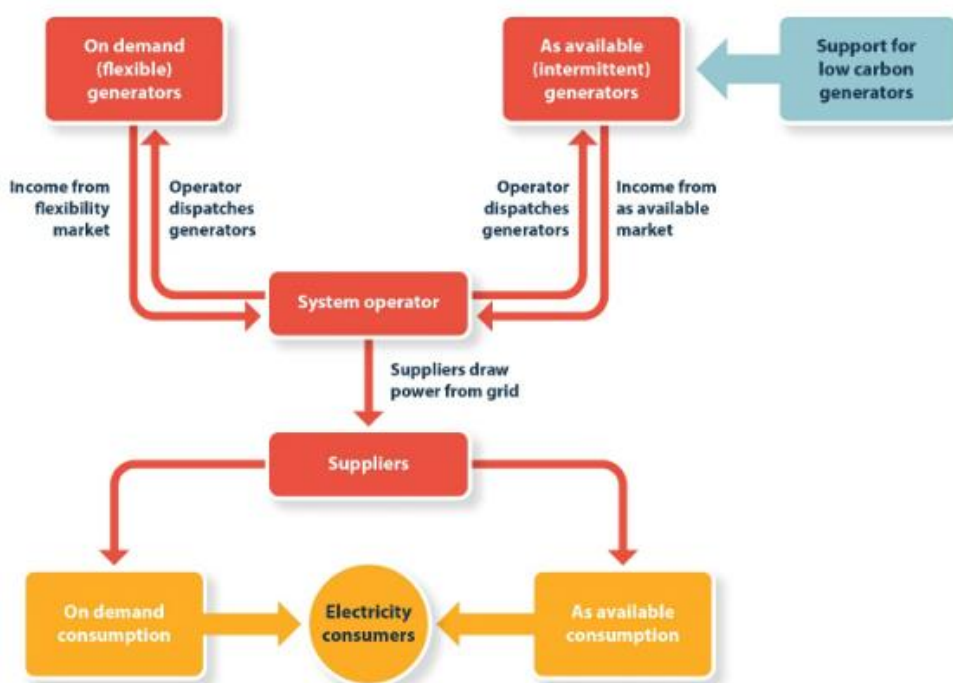


Figura 2-7. Esquema del diseño de doble mercado.

Fuente: (Keay & Robinson, 2018).

El anterior diseño envía señales para invertir en ambos mercados y, en el largo plazo, permitirá que las inversiones en renovables o en plantas convencionales sean remuneradas solamente a través del mercado; envía señales eficientes para la operación en el mercado “bajo demanda” y alienta a los consumidores a maximizar la utilización de la energía “bajo disponibilidad” (utilizando almacenamiento en sitio, generación distribuida, respuesta de la demanda); provee señales significativas a los consumidores para entender el valor de la pérdida de carga, y si decide tener suministro ilimitado tendrá que acceder al mercado “bajo demanda” y pagar por este; provee un sistema de optimización general del sistema en base a las preferencias de los consumidores; provee una estrategia de salida, retirando el incentivo a los generadores no gestionables que podrán cubrir sus inversiones con la bajada de sus costes y el uso de los consumidores de estas tecnologías; trata el problema de distorsión del mercado manteniendo los mercados separados, al menos en términos comerciales, dando señales de recuperación de la inversión a la generación gestionable.

La propuesta de doble mercado puede ponerse en práctica de varias maneras, sin embargo, debe seguir los siguientes cuatro principios: separación económica de los dos mercados, de manera que las fuentes intermitentes con costes marginales bajos puedan recibir subvención externa sin crear una distorsión a las

centrales gestionables con costes marginales significativos; señales del precio en ambos mercados para remunerar la inversión y guiar la operación; separación de las ofertas de los consumidores en las opciones de “bajo disponibilidad” y “bajo demanda”; transferencia de costes de los dos mercados via dos ofertas separadas respectivamente.

Según los autores, esta propuesta de doble mercado permitirá la inclusión de fuentes renovables intermitentes, mantener la fiabilidad general del sistema mientras los consumidores le ponen valor a su propia seguridad de suministro, proveer señales claras a los generadores para invertir y operar, y proveer una estrategia de salida a la intervención del gobierno en el largo plazo, limitando las subvenciones solamente durante el establecimiento de las nuevas condiciones.

Otro ejemplo de propuesta de doble mercado lo encontramos en (IRENA, 2022), donde indica que la transición energética requiere avanzar simultáneamente en diferentes capas (transición tecnológica, cambios sistémicos, estructuras organizacionales).

El avance en la capa de transición tecnológica ha sido el más significativo hasta la fecha, con las energías renovables, la eficiencia y la flexibilidad ocupando gradualmente el espacio de los combustibles fósiles; los cambios sistémicos se encuentran retrasados respecto al despliegue tecnológico; y peor aún la evolución de las estructuras organizativas, que han recibido poca atención a la fecha:

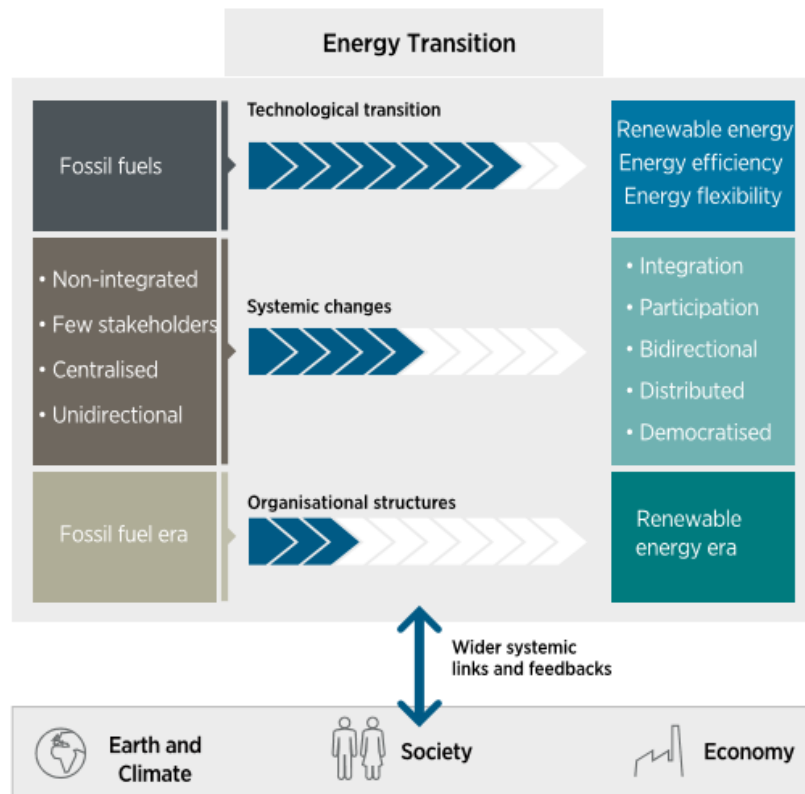


Figura 2-8. Avance de las diferentes capas para la transición energética.

Fuente: (IRENA, 2022).

Este informe aborda conceptualmente como reducir la brecha en la capa de estructuras organizacionales, proponiendo una contratación dual que sea apropiada para la energía basada en energías renovables.

En la Era de las energías renovables, los sistemas de potencia tendrán dos atributos fundamentales y diferenciados: generación basada en renovables (principalmente VRES) y flexibilidad.

Los generadores renovables y los recursos de flexibilidad tienen características diferentes. Los precios marginales de corto plazo pueden ser incapaces de garantizar la recuperación de costes para las plantas VRES a medida que aumentan su penetración y van deprimiendo los precios en el mercado mayorista. Los pagos estables a largo plazo son mucho más apropiados para la contratación de generación renovable, dada su característica intensiva en inversión de capital. Los recursos de flexibilidad tienen diferentes características y es más probable que se adquieran de manera eficiente a través de un mecanismo de precio marginal a corto plazo que, a diferencia del actual, ya no se vea afectado por la tendencia a la baja de precios introducida por la

generación de VRES, y los toques de precios que evitan ganancias “caídas de cielo” para la generación no flexible (porque la contratación de VRES se abordaría en paralelo).

La propuesta de contratación dual aborda este dilema dividiendo la contratación de electricidad a partir de energías renovables y generadores flexibles en dos mecanismos de contratación complementarios, que reconocen la diferentes características de estos servicios.

Los dos principales mecanismos coordinados de contratación son: 1) energía renovable a largo plazo, y 2) flexibilidad a corto plazo. Es necesario un despliegue integrado para que estos dos mecanismos de adquisición se complementen adecuadamente:



Figura 2-9. Representación operacional de la contratación dual.

Fuente: (IRENA, 2022).

# 3 ECONOMÍA DE LOS MERCADOS ELÉCTRICOS

En esta sección se establecen las bases teóricas fundamentales de la economía de los mercados eléctricos (Biggar & Reza Hesamzadeh, 2014).

## 3.1 Introducción a la microeconomía

La economía estudia la producción, consumo, e intercambio de bienes y servicios, incluyendo como estos están organizados, como fluye la información y como los participantes son premiados e incentivados para realizar sus funciones. La economía busca crear teorías que expliquen patrones de comportamiento y organización que vemos en el mundo real (llamado teorías positivas), y desarrollar políticas y propuestas para cambiar los arreglos que existen en el mundo real (llamado teorías normativas). Para recomendar cambios en los arreglos existentes, se debe acordar una serie de objetivos que se quieren alcanzar, los cuales deben estar relacionados con el bienestar económico global de la sociedad.

Un arreglo económico eficiente es aquel que maximiza los beneficios (ingresos menos costes), y tiene dos escalas temporales (corto y largo plazo). En el corto plazo, la eficiencia económica busca la utilización eficiente de los activos existentes de producción y consumo (eficiencia productiva y distributiva), y en el largo plazo busca las decisiones eficientes para la creación de nuevos activos y el desecho de los antiguos activos (eficiencia dinámica).

Los economistas modelan el comportamiento de corto plazo de los consumidores utilizando una función de utilidad (conocido también como superávit de los consumidores). Se asume que los consumidores buscarán maximizar su utilidad neta (utilidad generada por el consumo menos el monto a pagar por el mismo). Frente a un precio lineal simple, un consumidor tomador de precio consumirá hasta el punto donde su utilidad marginal sea igual al precio. Esto produce una curva de demanda con pendiente descendente para cada consumidor que (si todos los consumidores se enfrentan al mismo precio) se irá agregando para formar la curva de demanda del mercado.

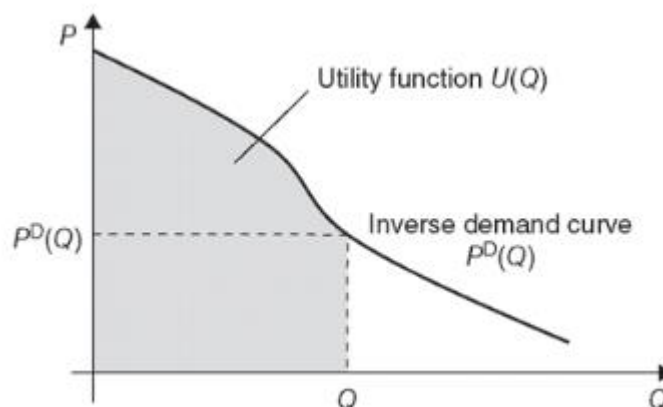


Figura 3-1. La función de utilidad es el área bajo la curva inversa de demanda.

Fuente: (Biggar & Reza Hesamzadeh, 2014).

Similarmente, el comportamiento de corto plazo de los productores se modela utilizando una función de coste. Se asume que los productores buscarán maximizar sus ganancias (ingreso generado por la producción menos los gastos incurridos). Frente a un precio lineal simple, un productor tomador de precio producirá hasta el punto donde su coste marginal sea igual al precio. Esto produce una curva de oferta con pendiente ascendente para cada productor que (si todos los productores se enfrentan al mismo precio) se irá agregando para formar la curva de oferta del mercado.



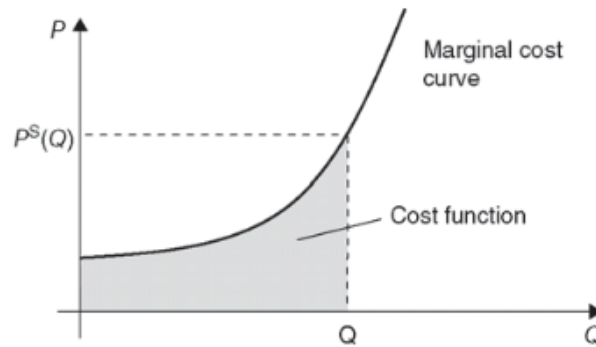


Figura 3-2. La función de coste es el área bajo la curva de coste marginal.

Fuente: (Biggar & Reza Hesamzadeh, 2014).

El nivel eficiente de producción y consumo en un mercado ocurre cuando la utilidad marginal de cada consumidor es igual al coste marginal de cada productor. En un mercado competitivo esta situación se alcanza a través de un proceso normal de mercado. En otras palabras, en un mercado económico convencional y competitivo, donde compradores y vendedores son tomadores de precio, y buscan maximizar sus objetivos, se alcanza el máximo bienestar total a corto plazo. Esta es una de las razones principales por lo que a los economistas les gusta los mercados competitivos, porque es un mecanismo donde cada individuo, persiguiendo sus propios fines, pueden estar coordinados “por una mano invisible” para alcanzar resultados que son eficientes para toda la economía en su conjunto.

En un mercado inteligente, los procesos de un mercado normal son reemplazados con un mecanismo centralizado donde productores y consumidores envían ofertas a un operador de mercado. El operador de mercado lleva a cabo un problema de optimización donde incluye las restricciones físicas:

- Cada productor y cada consumidor envían ofertas que reflejan sus verdaderas funciones de coste y utilidad (después de tomar en cuenta la producción privada o las restricciones de consumo).
- El operador de mercado lleva a cabo la tarea de optimización con restricciones, buscando maximizar el bienestar económico basado en las ofertas recibidas y sujeto a: i) la restricción del balance global de oferta-demanda, y ii) las restricciones genéricas de producción-consumo. Este proceso determina un precio y la cantidad de producción y consumo para cada productor y consumidor.
- Dado el precio anunciado, cada productor y cada consumidor voluntariamente cumple con la cantidad asignada de producción o consumo.

Este proceso de mercado también lleva a un resultado eficiente bajo el supuesto de que todos los participantes son tomadores de precio, y es una forma de funcionamiento de los mercados eléctricos.

En el largo plazo tanto productores como consumidores realizan inversiones, para los productores en capacidad de producción, y para los consumidores en activos que incrementen el valor de los bienes y servicios negociados en el mercado. Las variaciones del precio en el corto plazo de un mercado competitivo envían señales para una expansión eficiente en la capacidad de producción, de la siguiente manera:

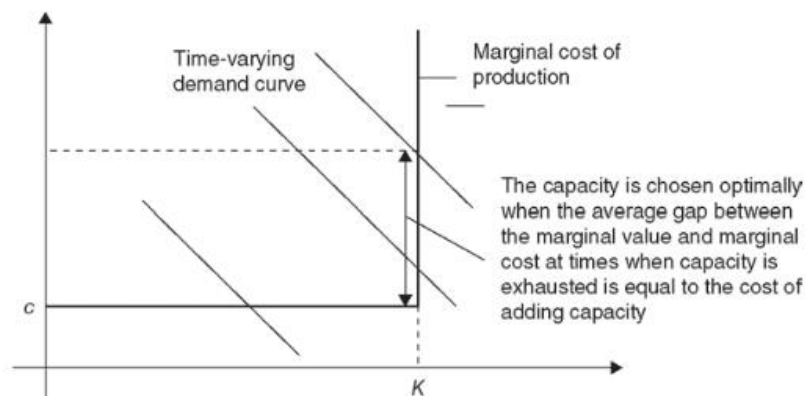


Figura 3-3. Determinación del nivel óptimo de capacidad.

Fuente: (Biggar & Reza Hesamzadeh, 2014).

Se llama capacidad de una empresa a la máxima razón de producción en un intervalo de tiempo, denominada con la letra  $K$  (unidad/intervalo de tiempo). El coste de producir una unidad adicional lo denominamos con la letra  $c$  (€/unidad), y el coste de aumentar una unidad adicional de capacidad con la letra  $f$  (€/unidad/intervalo de tiempo), consiguiendo la siguiente función de coste:

$$C(Q, K) = cQ + fK \quad (3-1)$$

La empresa produce a toda capacidad cuando el precio de mercado excede al coste marginal de producción y, el nivel de capacidad óptimo ocurre si la brecha promedio entre el precio de mercado y el coste marginal de producción en un intervalo de tiempo cuando el precio de mercado excede al coste de producción es igual al coste de la capacidad añadida.

En los párrafos anteriores se asumió que los productores y consumidores no tienen influencia en el precio del mercado, es decir, son tomadores de precio. Estas suposiciones son razonables donde se tiene un gran número de productores y consumidores, y ninguno de ellos es lo suficientemente grande en comparación al tamaño del mercado. Sin embargo, algunas empresas no son tomadores de precio, y tienen la capacidad de influenciar en el precio de todo el mercado, a estas empresas se les dice que tienen poder de mercado. Cuando se vende a un precio lineal simple un monopolio no escogerá el nivel óptimo de oferta, sino escogerá producir muy poco. Lo anterior resulta en una pérdida del bienestar, conocido como pérdida del peso muerto. En otras palabras, la empresa dominante venderá a un precio superior al de su coste marginal de producción, y la extensión de esta brecha dependerá de la pendiente de la curva residual de demanda. Desde que los consumidores escogen su razón de consumo, y las empresas competidoras escogen su razón de producción en base al precio que enfrentan, se alcanzará una ineficiencia económica en el corto plazo: consumidores que consumen a una razón inferior relativa al nivel óptimo, y la franja de producción competitiva que produce a una razón superior.

La eficiencia económica global en el corto plazo puede mejorarse aumentando la razón a la cual produce el monopolio, reduciendo la razón a la cual produce la franja de producción competitiva e incrementando la razón a la cual consumen los consumidores.

En algunos mercados no es posible considerar la decisión de una empresa de manera aislada a las decisiones de las otras empresas. Esto ocurre en los mercados donde existen varias empresas con un tamaño suficiente como para impactar en el precio del mercado. Esta situación donde las acciones de un jugador afectan a los pagos o ahorros de otro jugador se la conoce como interacción estratégica y se modela usando herramientas de la teoría de juegos. En economía, la teoría de juegos es utilizada para modelar la interacción estratégica a corto plazo de un número pequeño de empresas, conocido como oligopolio.

Una aproximación común es modelar el juego donde cada empresa escoge su nivel de oferta asumiendo que el resto de las empresas mantendrá una oferta fija (conocido como el juego de Cournot). El resultado alcanzado estará entre los obtenidos por el monopolio y el competitivo. Sin embargo, si el juego se repite por mucho tiempo, las partes pueden encontrar un equilibrio en el cual consigan un pago mayor que en un juego de una sola posibilidad. De hecho, en algunas circunstancias es posible que las empresas confabulen para obtener ingresos como si se tratara de un monopolio. La forma más sencilla de conseguir esto es que dos empresas se fusionen (integración horizontal), pero si no es posible las fusiones, podrán llegar a un acuerdo explícito o implícito de cuanto producir y como repartir las ganancias. Si bien muchos países tienen leyes que prohíben acuerdos anticompetitivos entre empresas, en algunos mercados de oligopolio las empresas pueden sostener arreglos sin acuerdos explícitos, lo que se conoce como confabulación tácita.

### 3.2 Introducción a los sistemas de potencia eléctrica

La electricidad es una forma de energía particularmente versátil y útil para la vida moderna y presenta los siguientes conceptos básicos:

- La electricidad es el flujo de electrones en conductores a través de circuitos eléctricos. Son necesarios al menos dos conductores para completar cualquier circuito, aunque usualmente es preferible y conveniente usar tres conductores con el voltaje de cada conductor desfasado 120°.
- El voltaje es la medida de la fuerza o presión sobre estos electrones, y se mide en voltios [V].

- La corriente es la medida del número de electrones que pasan por un punto del circuito en un instante de tiempo determinado, y se mide en amperios [A].
- La razón a la cuál la energía eléctrica es entregada, conocida como potencia, es igual al voltaje por la corriente, y se mide en vatios [W].
- La cantidad de energía eléctrica producida o consumida se mide en vatios hora [Wh].
- En todos los circuitos se pierde un pequeño monto de potencia en los conductores y demás equipos de la red, el cual es inversamente proporcional al cuadrado del voltaje. Por esta razón, cuando grandes cantidades de potencia deben transmitirse por distancias largas, se utiliza altos voltajes para mantener las pérdidas al mínimo.
- Un sistema trifásico es la forma más eficiente de entregar grandes cantidades de energía eléctrica. El hecho de que el flujo de potencia sea constante tiende a reducir las vibraciones en los equipos eléctricos y puede ser usado para crear un campo magnético rotatorio en una dirección específica, simplificando el diseño de los motores eléctricos.

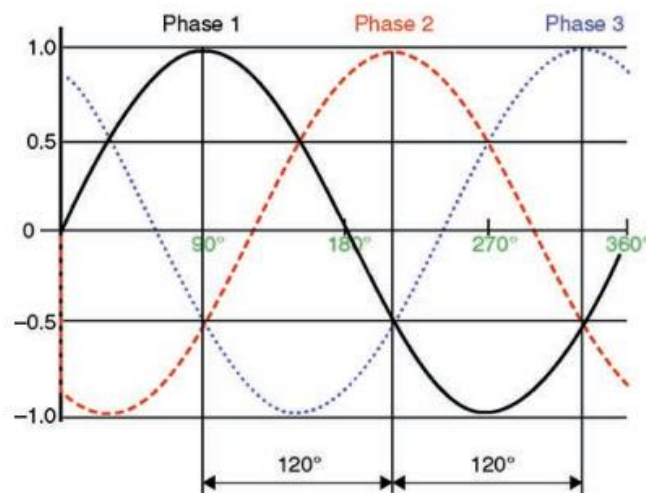


Figura 3-4. Movimiento del voltaje y la corriente en un sistema trifásico.

Fuente: (Biggar & Reza Hesamzadeh, 2014).

$$P_1 = 2 \cdot V \cdot I \cdot \sin^2(\theta), P_2 = 2 \cdot V \cdot I \cdot \sin^2\left(\theta - \frac{2}{3} \cdot \pi\right), P_3 = 2 \cdot V \cdot I \cdot \sin^2\left(\theta - \frac{4}{3} \cdot \pi\right) \quad (3-2)$$

En todos los grandes sistemas de potencia (salvo algunas excepciones), la electricidad fluye en forma de corriente alterna (CA), donde tanto el voltaje como la corriente siguen un patrón senoidal con una diferencia de fase que se mide como ángulo. Cuando el voltaje y la corriente no están perfectamente en fase, el flujo total de potencia se puede dividir en dos componentes: potencia activa y potencia reactiva. Solamente la componente activa del flujo de potencia puede utilizarse para transferir energía de un lugar a otro, sin embargo, la componente reactiva contribuye al calentamiento de los elementos de la red y debe ser tomada en cuenta cuando se evalúan los límites de esta. La potencia reactiva surge en un sistema de potencia como consecuencia de las características eléctricas de la red (las líneas de transmisión tienen capacitancia e inductancia por lo que pueden producir y consumir potencia reactiva como cualquier otro elemento de la red; una línea con poca carga se comportará como un capacitor produciendo potencia reactiva y una línea con elevada carga se comportará como un inductor consumiendo potencia reactiva), y como consecuencia de las características eléctricas de las cargas de los consumidores (muchas cargas, especialmente grandes motores, toman la forma de bobinas o inductores y consumen potencia reactiva), sin embargo, puede controlarse a través de capacitores, reactores y otros dispositivos relacionados.

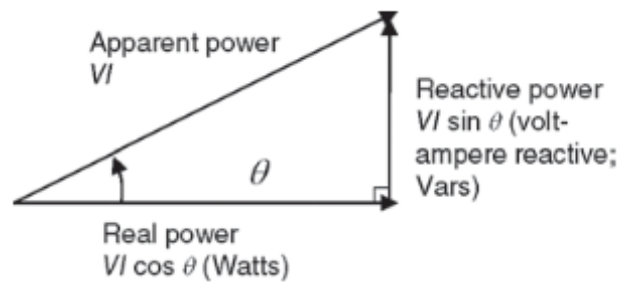


Figura 3-5. Esquema de la relación entre potencia activa, reactiva y aparente.

Fuente: (Biggar & Reza Hesamzadeh, 2014).

Los sistemas eléctricos de potencia tienen tres componentes básicos: los generadores (dispositivos que convierten una forma de energía en energía eléctrica), la red (dispositivos asociados con el transporte y distribución de la energía eléctrica hacia donde es consumida), y los dispositivos de consumo eléctrico (luzes, calentadores, motores y dispositivos electrónicos). También se tiene un rango teórico de maneras para producir electricidad, pero por lejos, la mayoría de la potencia eléctrica es generada de la conversión de energía cinética en energía eléctrica. Para lo anterior, típicamente se utiliza una turbina accionada por vapor a presión, usando agua calentada por una fuente de calor, una turbina accionada por agua a presión (alta caída y reducido caudal, baja caída y amplio caudal), generación eólica, generación solar a través de celdas solares, y muchas otras más. Como se puede apreciar, los generadores difieren unos con otros en características, que se describen a continuación:

- **Controlabilidad:** la mayoría de los generadores térmicos, geotérmicos o hidráulicos pueden variar su producción controlando el monto de vapor enviado a la turbina (o el volumen de agua en el caso de la hidráulica), por lo que podemos denominarlos generación gestionable. En el caso de los generadores solares, eólicos, de olas o de agua fluyente, la máxima producción en un instante de tiempo determinado está condicionado a las condiciones climáticas, por lo que podemos denominarlos generación no gestionable. Esta generación no gestionable no puede utilizarse para incrementar su producción en respuesta a las condiciones de mercado (aunque si es posible que puedan reducirla). Adicionalmente, los generadores no gestionables pueden bajar rápidamente su producción si las condiciones climáticas cambian, por ejemplo, si pasa una nube que cubra el sol o la velocidad de viento baje de repente. En muchos países, uno de los principales retos a enfrentar en los sistemas de potencia es la integración de grandes cantidades de fuentes de energía no gestionables.
- **Límites en la razón de producción:** todos los generadores tienen un nivel máximo al cual pueden producir energía, conocida como la capacidad de generación. Las grandes centrales térmicas son capaces de producir miles de MW. Sin embargo, un típico sistema de potencia eléctrico también está compuesto por generadores más pequeños con una capacidad de producción de cientos de MW. La creciente penetración de la generación eólica y solar está resultando en miles de pequeños generadores con una capacidad de pocos MW, y los típicos paneles solares de techo tienen una capacidad de kW.
- **Límites en la razón de cambio de producción:** entre todos los generadores gestionables, también se encuentran diferencias respecto a sus rampas de subida y bajada de producción en respuesta a los cambios del balance oferta-demanda del mercado. Algunas fuentes, como las baterías, pueden mover estas rampas rápidamente, las hidráulicas en un periodo de segundos o minutos, y las grandes térmicas con combustibles fósiles en un periodo de varios minutos.
- **Límites en la energía que puede ser producida en un periodo de tiempo:** algunos generadores gestionables tienen un monto limitado de energía que pueden producir en una sesión, por ejemplo, en ausencia de nueva lluvia, una hidráulica situada por debajo de un lago solo podrá operar continuamente hasta que se acabe el suministro de agua. Lo mismo sucede en fuentes de almacenamiento de energía como las baterías. Otros generadores tienen un volumen limitado de combustible a mano y limitada capacidad de renovar esa capacidad, a estos generadores se los conoce como generadores de energía limitada.
- **Relación con servicios asociados:** no todos los generadores tienen como objetivo principal el generar energía eléctrica, algunos producen calor para alguna instalación. Para estos generadores, la necesidad

de proveer servicios de calefacción puede anularles parcialmente algunas consideraciones del mercado eléctrico. En otros casos la producción de electricidad es un servicio auxiliar a sus objetivos, como el caso de la quema de basura. En la misma línea, la carga y descarga de los vehículos eléctricos es un servicio auxiliar a las necesidades y requerimientos del transporte.

- Reversibilidad: el proceso usado para convertir alguna forma de energía en energía eléctrica, rara vez es reversible. Algunos ejemplos de reversibilidad los tenemos típicamente en baterías, en pilas de combustible y en algunas hidráulicas que tienen la capacidad de bombear agua hacia arriba y turbinarla más tarde. Otras formas de almacenamiento de energía teóricamente posibles son como calor o volantes de inercia, pero aún no se encuentran en funcionamiento comercial. Cuando el proceso es reversible, el generador es capaz de actuar también como carga, permitiendo a la planta escoger entre los precios de la electricidad en diferentes periodos de tiempo.
- Coste variable de producción: para la mayoría de los generadores, el coste de producir electricidad varía con la cantidad de generación producida, mientras más energía generen, más combustible requerirán y más altos serán sus costes. Estos costes dependen tanto del precio del combustible de entrada como de la eficiencia del generador en convertir la energía calorífica del combustible en energía eléctrica. Los costes variables también dependen de los precios de los derechos de emisión de GEI, los cuales varían en el tiempo. Los generadores renovables tienden a tener bajos costes variables.
- Coste fijo: entre la gran variedad de tecnologías de generación, se tienen aquellos con sustanciales costes fijos y bajos costes variables (conocidos como generadores de base), y aquellos con bajos costes fijos y sustanciales costes variables (conocidos como generadores de punta). En cuanto a las economías de escala, históricamente la generación convencional ha sido explotada en grandes centrales de generación de miles de MW, sin embargo, algunas tecnologías de generación, como la solar y la eólica, han podido ser escaladas hacia abajo con pequeñas pérdidas en su coste-efectividad.
- Impacto ambiental: en muchos países el sector de generación eléctrica es el mayor contribuidor a la emisión de gases, como el CO<sub>2</sub>, y muchos generadores que utilizan combustibles fósiles son afectados por políticas diseñadas para mitigar las emisiones de CO<sub>2</sub>.
- Capacidad de predicción: la eficiente operación de un sistema eléctrico de potencia requiere de información a futuro de las condiciones de oferta-demanda y la red, tanto en el corto plazo (durante el día) como en el largo plazo (meses o años). Predecir las condiciones futuras del sistema de potencia requiere, entre otras cosas, predecir la producción o el comportamiento futuro de los generadores.
- Otras características: la generación eléctrica tiene características adicionales que afectan a la operación y a las decisiones de inversión en un sistema de potencia, como ser la carga mínima, los costes de arranque y parada, la inercia, la habilidad de producir o consumir potencia reactiva, y la capacidad de arrancar en negro.

La energía es útil solamente si se encuentra disponible en el lugar donde se la necesita. Es más barato transportar la energía en forma de electricidad que transportar el combustible de entrada o la fuente de energía. Adicionalmente, es más barato construir grandes centrales eléctricas cerca de las fuentes de combustible que construirlas cerca de los consumidores. Por estas dos razones, resulta más barato en su conjunto (coste de producción más transporte) el ubicar las centrales de generación cerca de las fuentes de energía y construir líneas de transmisión (alto voltaje) y distribución (bajo voltaje) para transportar la energía eléctrica hacia los consumidores (ambas redes están conformadas por una variedad de activos como ser postes, cables, transformadores, equipos de conexión y corte, equipos de control de potencia reactiva, y equipos de monitorización y control de la red), que ubicarlas cerca de los consumidores y transportar el combustible o la fuente de energía hacia la central eléctrica. Lo anterior aplica particularmente a las fuentes de energía que efectivamente no pueden transportarse como la energía geotérmica, la generación hidráulica, e incluso la generación eólica, solar o undimotriz. Otras fuentes de energía como el carbón, si pudiera ser transportada, pero es más barato localizar la central eléctrica en boca de mina de carbón y transportar la energía en forma de electricidad. En cuanto al transporte de gas natural a través de tuberías es menos claro si es más barato que transportar a través de largas líneas de transmisión.

La electricidad no se consume directamente, pero es consumida por un amplio rango de dispositivos que proveen servicios a consumidores industriales, comerciales, y residenciales. Existen dos tipos de

requerimientos o restricciones en un sistema de potencia eléctrica. El primer requerimiento consiste en igualar la producción de energía eléctrica con la demanda para cada instante de tiempo (conocido como balance de energía), y el segundo requerimiento está relacionado con las características físicas de la red, que se describen a continuación:

- Límite térmico: relacionado con la máxima corriente que cada elemento de la red puede soportar sin tener sobrecalentamiento.
- Límite de estabilidad de voltaje: relacionado con el aporte adecuado de potencia reactiva que se necesita para mantener el voltaje dentro los límites establecidos.
- Límite de estabilidad dinámica y transitoria: relacionado con la capacidad de los generadores para mantener sincronismo y recuperar la frecuencia del sistema a sus límites establecidos después de sufrir un disturbio en el sistema de potencia.

Los consumidores difieren entre sí por su capacidad de medir y registrar sus consumos en diferentes instantes de tiempo y su capacidad de dar respuesta al suministro, demanda y condiciones de red del mercado. Con el aumento de la penetración de generación a pequeña escala, los vehículos eléctricos, y las aplicaciones inteligentes, aparentemente los consumidores están incrementando su disposición y habilidad para responder a las condiciones del mercado. Este es el objetivo de las Redes Inteligentes, incrementar la eficiencia del uso de los activos de producción y consumo, particularmente los activos conectados a las redes de distribución, que incrementarán de manera global la eficiencia y eficacia del sistema eléctrico de potencia.

El desarrollo de tecnologías de generación a pequeña escala, aplicaciones inteligentes, vehículos eléctricos y otras tecnologías de almacenamiento de electricidad están cambiando la manera de pensar acerca del rol de la industria eléctrica. Históricamente, tenía sentido distinguir entre grandes unidades de generación, entregando potencia en una dirección predominante, hacia pequeños consumidores pasivos. Sin embargo, ahora tiene sentido pensar en consumidores de electricidad como un todo (tanto productores como consumidores), que son capaces de producir, consumir y responder a las condiciones del mercado eléctrico.

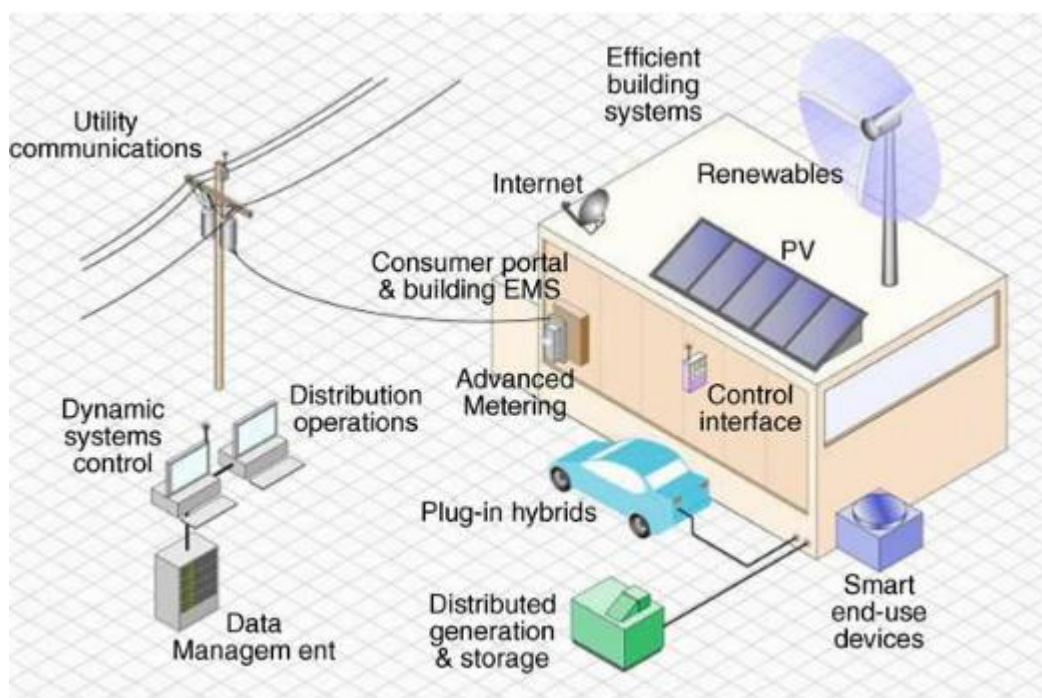


Figura 3-6. Posible instalación eléctrica a futuro.

Fuente: (Biggar & Reza Hesamzadeh, 2014).

Siendo que la distinción entre generadores y consumidores es cada vez más borrosa, tiene sentido pensar que la industria eléctrica se ha convertido en una plataforma para el intercambio eficiente de electricidad. El servicio primario provisto por la industria eléctrica es el fomento al uso eficiente de los activos actuales y a la toma de decisiones de inversión por parte de los consumidores de electricidad (tanto productores como consumidores).

### 3.3 Estructura y competencia en el mercado de la industria eléctrica

Históricamente, la industria eléctrica en la mayoría de los países ha estado verticalmente integrada por un solo suministrador para cada región. Usualmente, esta institución era propiedad del gobierno. Estos arreglos responden a inversiones monopólicas, que a través del tiempo, trajo preocupaciones sobre su eficiencia y productividad, lo que ha llevado a reformar su estructura con la introducción de mercados competitivos que aseguren el uso eficiente de la generación y de manera menos extendida de los recursos de consumo.

En la industria eléctrica existen una serie de tareas que deben ser realizadas eficientemente si se quiere alcanzar un resultado global eficiente. Estas tareas incluyen el uso y la inversión eficiente de los recursos de generación, recursos de consumo y recursos de la red.

Una manera de diseñar una eficiente industria eléctrica es enumerar todas las tareas claves que deben realizarse, asignándolas a diferentes instituciones, y luego crear marcos, reglas e incentivos que aseguren a estas instituciones obtener los incentivos necesarios para realizar estas tareas de manera efectiva, eficiente y coordinada. Las tareas claves que una eficiente industria eléctrica debe realizar son las siguientes:

Tareas de corto plazo:

- Uso eficiente de los recursos disponibles de generación a corto plazo: la industria eléctrica tiene un rango disponible de diferentes tecnologías de generación con distintos costes fijos y costes variables. El uso eficiente de estos recursos implica asegurar que la electricidad sea producida por el mix de generación con el menor coste, tomando en cuenta los límites de la red de transmisión, las capacidades tecnológicas de los generadores (costes de arranque y límites de rampa), y la disponibilidad del recurso (como ser el almacenamiento hidráulico y la disponibilidad del viento y el sol). Esta tarea incluye el asegurar prácticas eficientes de mantenimiento, y asegurar una eficiente localización de los recursos de generación disponibles para limitar el poder de mercado.
- Uso eficiente de los recursos disponibles del lado de la demanda a corto plazo: los consumidores ajustan su consumo ante los cambios en las condiciones de la oferta y la demanda. Este ajuste puede suceder de manera directa, a través de dispositivos que interactúan con el mercado mayorista, o de manera indirecta con los consumidores respondiendo a los precios del mercado. Adicionalmente, cuando la oferta y la demanda se encuentran en niveles extremos de seguridad, cortar o racionar la carga es una medida eficiente.
- Uso eficiente de los recursos disponibles de la red a corto plazo: incluye el asegurar una eficiente localización de los recursos de generación disponibles para limitar las restricciones de la red de transmisión y de la red de distribución, y realizar una eficiente operación de estas redes, metiendo o sacando de servicio los distintos elementos de la red de manera que se maximice los beneficios económicos globales.
- Respuesta eficiente a los desbalances entre la oferta y la demanda en el muy corto plazo: los sistemas deben operar de manera que se haga un balance de costes, por ejemplo, si se obtiene más beneficios cuando se toman acciones una vez que la contingencia ha sucedido (acciones correctivas), o cuando se tiene una operación ineficiente antes de que la contingencia suceda (acciones preventivas).

Tareas de gestión de riesgos: los procesos de mercado aseguran una localización eficiente de los recursos y una coordinación eficiente de ciertas decisiones, principalmente a partir de las señales de precio de los mercados en el corto plazo. Sin embargo, muchas decisiones de largo plazo requieren cierto grado de certeza o seguridad. Por lo anterior, se precisa de un instrumento de gestión de riesgos para aislar a los participantes del mercado de la volatilidad de precios en el corto plazo, mientras se mantienen las señales de precio en el largo plazo.

Tareas de largo plazo:

- Inversión eficiente en recursos de producción: incluye las decisiones sobre la cantidad, el tipo, la ubicación y el momento en el que se invertirá en la nueva generación. Esta tarea incluye las decisiones de retirar las plantas de generación existentes, así como invertir en plantas de respuesta rápida, capaces de responder a las contingencias que podrían ocurrir. Estas decisiones deben ser coordinadas de cerca con las decisiones de expansión de la red de transmisión.

- Inversión eficiente en recursos de consumo: incluye las decisiones sobre la cantidad, el tipo, la ubicación y el momento en el que se invertirá en dispositivos que consuman electricidad, incluyendo tanto los de gran escala como pequeña escala. Estas decisiones deben considerar la habilidad de desplazar el consumo a distintos periodos de tiempo, la habilidad para responder a las instrucciones de despacho, y la habilidad de responder en periodos muy cortos de tiempo. Estas decisiones deben ser coordinadas de cerca con las decisiones de expansión tanto de la nueva generación como de la transmisión.
- Inversión eficiente en recursos de la red: incluye las decisiones sobre la cantidad, el tipo, la ubicación y el momento del aumento o reducción de los equipos presentes en las redes de transmisión y de distribución. Al igual que en los otros casos, estas decisiones deben estar coordinadas con las decisiones de inversión en generación y en consumo.

Muchos países han puesto su confianza principalmente en mercados mayoristas al contado para la energía eléctrica, como impulsor al uso y a la inversión eficiente de los recursos de generación. Sin embargo, aún existen diferencias en cómo organizar estos mercados, incluyendo diferencias en la medida que se integran las restricciones de la red en los mercados de sólo energía, los periodos de operación del mercado mayorista, la medida en que se permite la participación de los recursos de generación y recursos de consumo en el mercado mayorista, así como varios otros factores.

Las reformas en los mercados de electricidad han producido ganancias, con claras mejoras en la productividad. Sin embargo, estas reformas están envueltas en costes sustanciales de transición, y las principales preocupaciones acerca de los mercados mayoristas de electricidad existentes surgen en entregar niveles de sostenibilidad y señales de oportunidad a la inversión.

### 3.4 Operación eficiente a corto plazo de la industria eléctrica sin restricciones en la red eléctrica

En general, la tarea central para lograr una industria eléctrica eficiente consiste en utilizar eficientemente un conjunto dado de activos de generación y consumo. Esto requiere información sobre la función de coste de los generadores y la función de utilidad de los consumidores. En el modelado de los mercados de electricidad es común suponer que los generadores tienen una función de coste marginal que es constante hasta cierta capacidad fija.

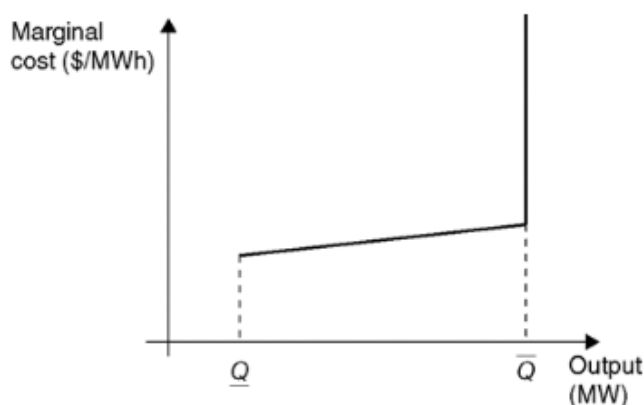


Figura 3-7. Curva de coste marginal de un generador típico.

Fuente: (Biggar & Reza Hesamzadeh, 2014).

El despacho óptimo de menor coste de un conjunto de generadores (es decir, el resultado que minimiza el coste de generar suficiente electricidad para satisfacer la demanda) ocurre cuando cada generador produce hasta el punto donde su coste marginal es igual al coste marginal común de toda la industria, que también es a veces conocido como el coste marginal del sistema. En el caso de coste marginal constante, el resultado eficiente implica la construcción de un orden de mérito de generadores. El resultado eficiente a menudo también se conoce como despacho óptimo.



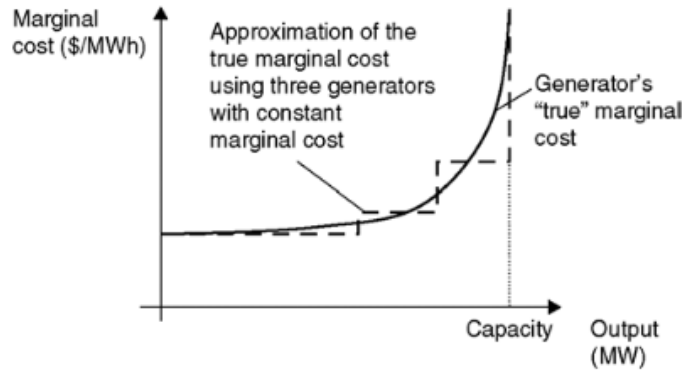


Figura 3-8. Curva de costo marginal usando generadores de costo marginal constante.

Fuente: (Biggar & Reza Hesamzadeh, 2014).

El despacho óptimo del conjunto de cargas (consumo) ocurre de manera similar. La tarea básica es elegir la tasa de producción de cada generador y la tasa de consumo de cada cliente de tal manera que se maximice el bienestar o excedente económico total. El despacho óptimo tiene la característica de que cada cliente consume a una tasa donde su valor marginal es igual a un costo marginal común del sistema, y cada generador produce a una tasa donde su costo marginal es igual al mismo costo marginal común del sistema. Podemos tratar la sensibilidad del cliente al precio como equivalente a un hipotético generador, convirtiendo la tarea de maximización del excedente en una tarea de minimización de costos.

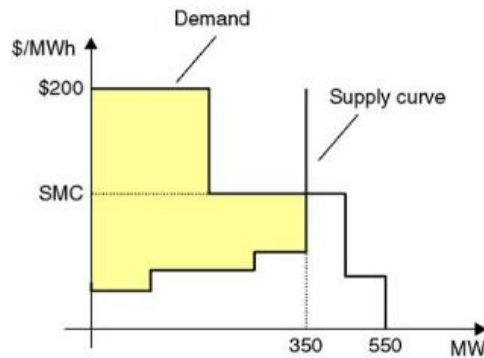


Figura 3-9. Ilustración de un despacho óptimo en un mercado simple de electricidad.

Fuente: (Biggar & Reza Hesamzadeh, 2014).

Las no convexidades en la producción, como niveles mínimos de carga o costes de arranque, complican significativamente la tarea de encontrar el despacho óptimo. Puede que no haya una solución factible para el problema de despacho óptimo.

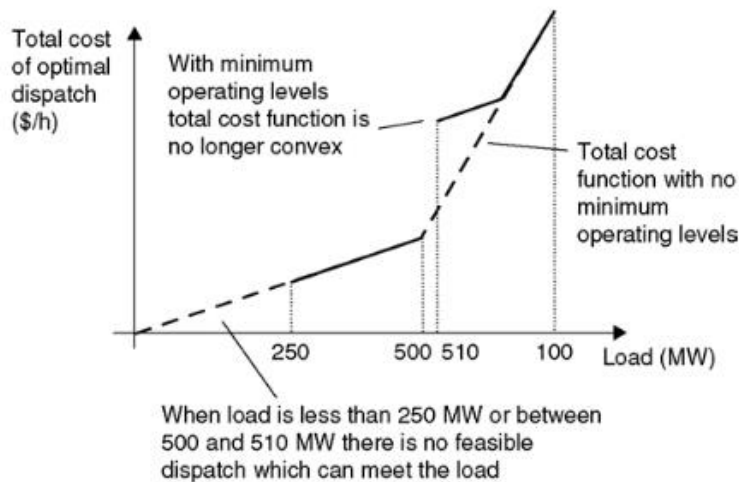


Figura 3-10. Coste de un despacho en presencia de no convexidades.

Fuente: (Biggar & Reza Hesamzadeh, 2014).

Cuando un generador está limitado en la cantidad de energía que puede producir, la tarea de encontrar el despacho de menor coste o el despacho que maximiza el bienestar es un problema intertemporal que implica elegir la tasa de producción o consumo a lo largo del tiempo. Por lo general, tendrá sentido económico retener la producción de energía del generador en momentos de bajo coste marginal del sistema, con el fin de aumentar la producción del generador en momentos de alto coste marginal del sistema.

La tarea de despacho óptimo también requiere una optimización intertemporal cuando los generadores tienen una limitada tasa de cambio en su producción o cuando los generadores deben incurrir en costes de arranque para realizar la transición de apagado a operativo. Cuando los generadores están sujetos a restricciones de velocidad de rampa puede ser necesario despachar generadores por orden de mérito para equilibrar la oferta y la demanda de energía eléctrica. Puede tener sentido ajustar el sistema de potencia ex ante (antes de las restricciones de velocidad de rampa vinculantes) para reducir el coste del ajuste ex post. Esto ilustra el principio de que puede tener sentido tomar acciones preventivas para reducir el coste de tomar acciones correctivas ex post. Cuando las restricciones de velocidad de rampa están vinculadas, el coste marginal del sistema (que también es el precio en un mercado liberalizado) puede moverse de manera contraria a la intuición.

### 3.5 Poder de mercado en los mercados eléctricos

El término poder de mercado a menudo se usa sin definición o, cuando se define, se define en una variedad de formas. La definición más utilizada indica que un generador o carga tiene poder de mercado si no es un tomador de precios, es decir, si puede, variando su producción o consumo, tiene algún impacto en el precio del mercado local. Podemos establecer una distinción entre poseer poder de mercado y ejercer poder de mercado. Un generador posee poder de mercado si se enfrenta a una pendiente descendente en la curva de demanda residual. De manera similar, una carga posee poder de mercado si se enfrenta a una pendiente ascendente en la curva de demanda residual. Incluso si un participante posee poder de mercado, no necesariamente tiene un incentivo para ejercer poder de mercado.

Los mercados de electricidad tienden a ser propensos al ejercicio del poder de mercado, debido a la demanda inelástica, suministro inelástico en horas pico, dificultades para almacenar electricidad, y la presencia de congestión en la red, que pueden limitar significativamente el número de participantes que pueden competir entre sí.

Los participantes del mercado que ejercen poder de mercado se enfrentan a una "compensación precio-cantidad". En el caso de un generador que ejerce poder de mercado, el generador debe reducir su tasa de producción (perdiendo cierta cantidad) con el fin de elevar el precio de mercado (aumentando la rentabilidad del resto de la producción). Los generadores ejercen su poder de mercado ofreciendo su producción de tal manera que inducen una combinación precio-cantidad (es decir, una tasa de producción y un precio de mercado correspondiente) que no se encuentra en su curva de coste marginal.

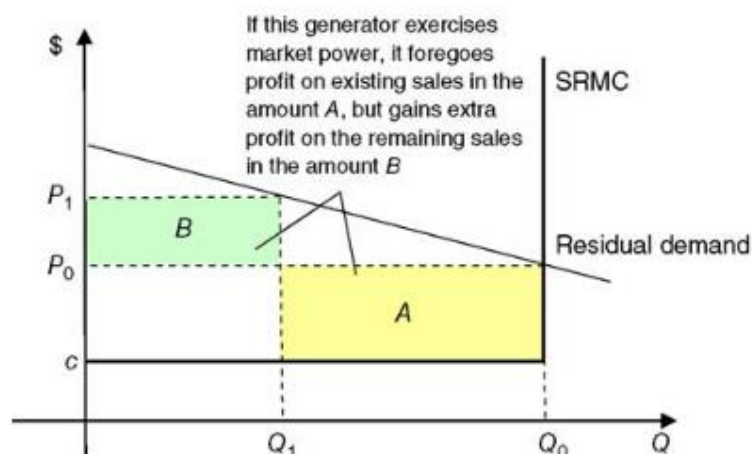


Figura 3-11. Compensación precio-cantidad en el incentivo para ejercer poder de mercado.

Fuente: (Biggar & Reza Hesamzadeh, 2014).

En la práctica, los generadores que ejercen poder de mercado reducen su producción aumentando el precio al que ofrecen una parte de su capacidad ('retención económica'), o físicamente apagan alguna planta ("retención física"). En algunos casos, un generador también tendrá un incentivo para aumentar el precio al que ofrece su producción - esto ocurre particularmente cuando un generador es el 'generador marginal'.

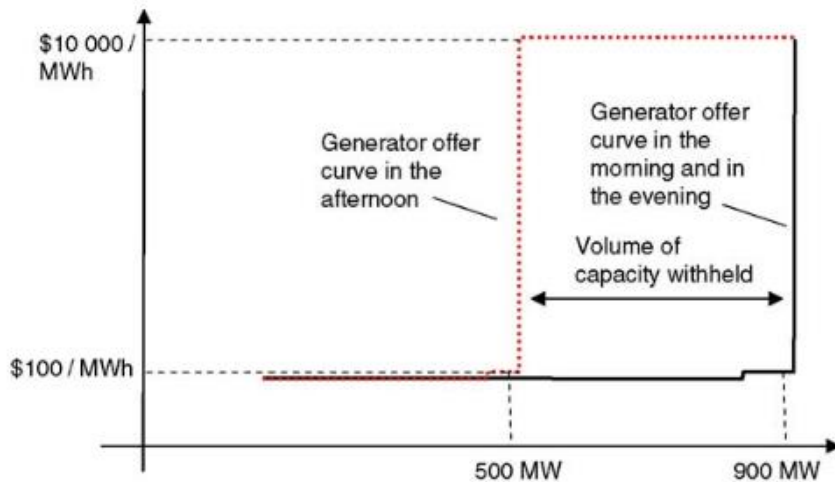


Figura 3-12. Retención económica por parte de un generador.

Fuente: (Biggar & Reza Hesamzadeh, 2014).

El incentivo para ejercer poder de mercado depende en gran medida de la forma de la curva de demanda residual. En las horas pico, la curva de demanda residual tiende a ser mucho más inclinada que en las horas de menor actividad. Las oportunidades de ejercer poder de mercado tienden a ser mucho más significativas en las horas pico. Incluso generadores pequeños pueden tener un poder de mercado significativo en las horas pico.

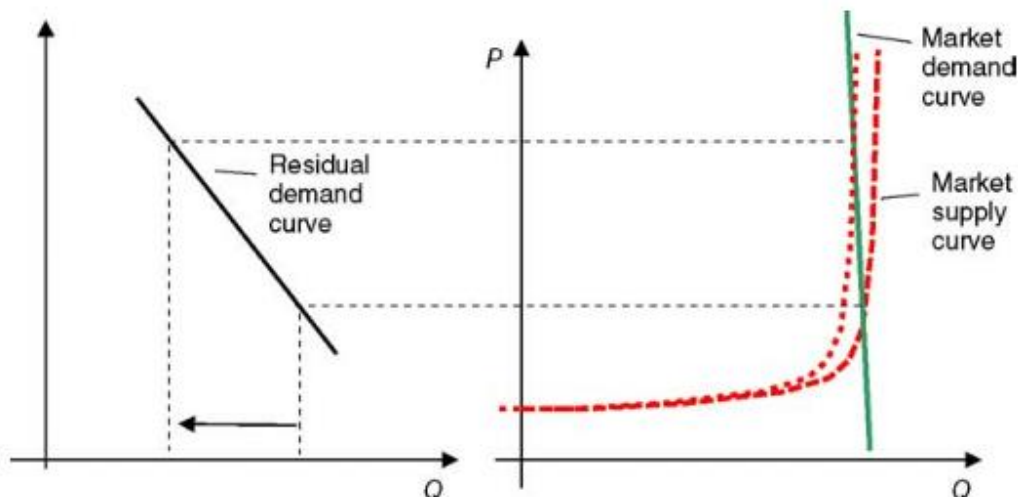


Figura 3-13. Impacto en el precio con reducción de oferta en horas pico.

Fuente: (Biggar & Reza Hesamzadeh, 2014).

Otro factor clave para determinar el incentivo para ejercer poder de mercado es la posición de cobertura del participante en el mercado. Aumentar significativamente el nivel de cobertura de un participante en el mercado reduce el incentivo para ejercer poder de mercado. De hecho, si un generador está "sobrecubierto" (es decir, cubierto a un nivel que excede su nivel de producción que maximiza las ganancias), tiene un incentivo para deprimir el precio para lograr una combinación precio-cantidad por debajo de su curva de coste marginal.

Las cargas ejercen poder de mercado al reducir el consumo para bajar el precio del mercado. Al igual que con los generadores, este incentivo puede ser particularmente fuerte en las horas pico. El poder de mercado ejercido por las cargas también se ve afectado por el nivel de cobertura. La integración vertical (es decir, la combinación de un generador y una carga) reduce el incentivo para ejercer poder de mercado exactamente de la misma manera que tomar una posición de cobertura.

A veces se sugiere que el ejercicio de poder de mercado es esencial para permitir que los generadores tengan incentivos suficientes para la inversión, lo cual no es verdad. Un mercado competitivo produce un eficiente mix de inversión en generación sin ejercer poder de mercado. Sin embargo, si hay un excedente de capacidad de generación en el mercado, el ejercicio de poder de mercado ayudará a asegurar que los generadores obtengan un rendimiento normal. Sin embargo, esto conduce tanto a resultados ineficientes a corto plazo y retraso ineficiente en el retiro de capacidad del mercado.

Es importante tener claro el daño económico del poder de mercado. El poder de mercado tiene impactos tanto a corto como a largo plazo en el bienestar económico. En el corto plazo, el poder de mercado reduce la eficiencia distributiva y la eficiencia productiva (aumentando el coste de producir un determinada cantidad de energía eléctrica). A largo plazo, el poder de mercado distorsiona las decisiones de inversión de los generadores (sobreincentivando la entrada o desincentivando la salida oportuna). Adicionalmente, el poder de mercado también puede disuadir la inversión por parte de los clientes en activos que dependen de un suministro confiable de electricidad a un precio razonable. Estas consecuencias provocan, ya sea que la empresa ejerza o no poder de mercado, la obtención de beneficios por encima de lo normal o "rentas de monopolio".

### 3.6 Poder de mercado y congestión de la red eléctrica

La congestión de la red tiene un impacto significativo en el incentivo para ejercer poder de mercado. En una red radial, la pendiente de la curva de demanda residual que enfrenta un generador es más pronunciada cuando se tienen limitaciones de la red, debido al hecho de que los generadores remotos ya no están dispuestos o disponibles para aumentar su producción en respuesta a un retiro local de energía. Un generador en una región de importación con poca o ninguna otra generación o carga sensible al precio puede tener un poder de mercado sustancial. Por eso los generadores pueden tratar de retirar capacidad para inducir a que se consoliden las importaciones con sus respectivas restricciones. En cambio, los generadores en una región exportadora pueden ejercer su poder de mercado aumentando el precio local y de esta manera aliviar los límites de exportación.

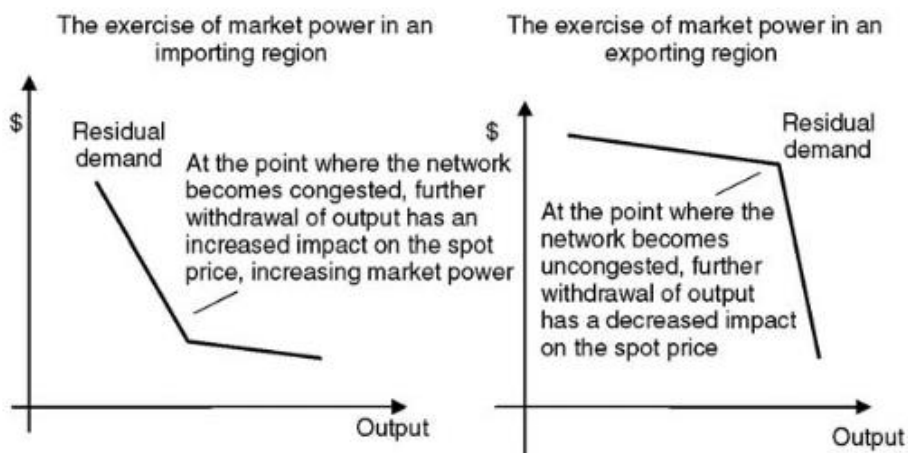


Figura 3-14. Poder de mercado en una red radial.

Fuente: (Biggar & Reza Hesamzadeh, 2014).

En una red mallada el análisis es más complicado, pero surge el mismo resultado: la pendiente de la curva de demanda residual es más pronunciada cuando se tienen restricciones de la red. En una red mallada, las restricciones de la red pueden limitar, pero no impedir por completo, que los generadores remotos respondan aumentando su inyección en respuesta a un aumento de los precios locales.

En una red mallada, donde el generador tiene plantas en diferentes ubicaciones de precios, puede suceder que el generador ejerza poder de mercado aumentando la producción en algunos lugares y reduciendo la producción en otros.

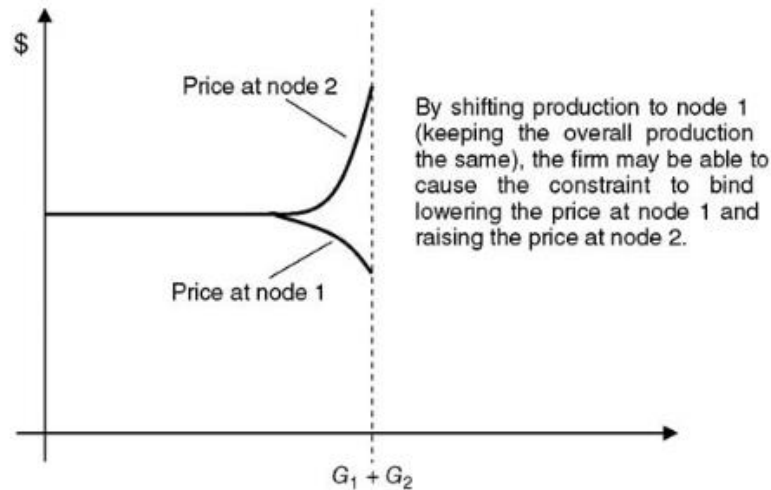


Figura 3-15. Poder de mercado con plantas en diferentes ubicaciones.

Fuente: (Biggar & Reza Hesamzadeh, 2014).

Los derechos de transmisión financiera (al igual que otros productos de cobertura) pueden tener un impacto significativo sobre el incentivo para ejercer poder de mercado. La compra de un derecho de transmisión financiera importador reduce el incentivo para ejercer poder de mercado, mientras que la compra de un derecho de transmisión exportador aumenta el incentivo para ejercer poder de mercado.

# 4 EL MERCADO ELÉCTRICO DE ESPAÑA

---

## 4.1 Ley del sector eléctrico

En la ([Disposición 13645 Del BOE Núm. 310, 2013](#)), se publica la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, de la cual se rescatan las siguientes notas importantes:

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, marca el inicio del proceso de liberalización del sector eléctrico a través del establecimiento de un mercado organizado de energía, separando las actividades que funcionan como monopolio natural (transporte y distribución) de las actividades que funcionan en libre competencia (generación y comercialización), y se encomienda la gestión económica y técnica del sistema a dos sociedades mercantiles diferentes. Sin embargo, esta Ley carecía de una flexibilidad apropiada para adaptarse a los cambios del sistema eléctrico, lo que derivó en un riesgo de quiebra de este.

Por los problemas anteriores, surge la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que tiene como objetivo principal la sostenibilidad técnica, económica y financiera del sistema eléctrico, descartando la posibilidad de acumular déficits y estableciendo un mecanismo correctivo para la determinación de los peajes y cargos. Además, incorpora la integración a los mercados eléctricos europeos, los intercambios transfronterizos de electricidad y sus correspondientes condiciones de acceso a la red.

Se incorpora también el régimen retributivo de las energías renovables, cogeneración y residuos, y el desarrollo del autoconsumo como fuente alternativa de generación eléctrica. El primero de estos permite que las tecnologías de generación eléctrica basadas en energías renovables, cogeneración o residuos puedan competir en igualdad de condiciones con el resto de tecnologías disponibles en el mercado, puesto que tendrán una retribución específica adicional al precio de casación del mercado, lo que les permitirá complementar sus ingresos y cubrir todos sus costes. El segundo de estos permite garantizar el desarrollo ordenado del autoconsumo dotándole de un marco legal y un reglamento específico.

### 4.1.1 Sujetos del sector eléctrico

Las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica son desarrolladas por los sujetos descritos en el artículo 6 de esta Ley ([Disposición 13645 Del BOE Núm. 310, 2013](#)):

- Los productores de energía eléctrica, son los encargados de la generación de energía eléctrica y dentro de sus actividades se encuentran la construcción, operación y mantenimiento de sus instalaciones.
- El operador del mercado, es el encargado de gestionar los mercados a plazo, diario, intradiario de subastas e intradiario continuo y dentro de sus actividades se encuentran el recibir las ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica para los distintos periodos de programación; realizar la casación; comunicar los resultados de la casación a todos los participantes; liquidar y comunicar los pagos y cobros; comunicar al operador del sistema las ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica.
- El operador del sistema, es el encargado de prever y controlar la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica del sistema a corto y medio plazo, tanto a nivel peninsular como no peninsular y dentro de sus actividades se encuentran el recibir información sobre averías o mantenimientos programados de las unidades de producción que impedirían a estas presentar ofertas al operador del mercado; determinar la capacidad de uso, intercambios de energía y el tránsito de electricidad de las interconexiones internacionales; programar el funcionamiento de las instalaciones de generación eléctrica de acuerdo con el resultado de la casación comunicada por el operador del mercado, y con la información recibida de los sujetos que realizaron contratos bilaterales con entrega física; gestionar los mercados de servicios de ajuste que permitan garantizar los criterios de fiabilidad y seguridad del sistema; liquidar y comunicar los pagos y cobros relacionados con los servicios de ajuste del sistema.
- El transportista, es el encargado de transportar energía eléctrica y dentro de sus actividades se encuentran la construcción, operación y mantenimiento de sus instalaciones de transporte; cumplir las

instrucciones del operador del sistema para la operación de la red de transporte en tiempo real; ejecutar las instrucciones del operador del sistema para la reposición del servicio.

- Los distribuidores, son los encargados de distribuir energía eléctrica y dentro de sus actividades se encuentran la construcción, operación y mantenimiento de sus instalaciones de distribución; coordinar con los gestores de las redes de distribución colindantes las operaciones y mantenimientos que los involucran; realizar lo dispuesto por el operador del sistema y el transportista para la reposición de servicio; analizar las solicitudes de acceso a las redes de distribución que gestionen; realizar la medición y lectura de la energía eléctrica que circule por sus instalaciones; aplicar y recaudar de los sujetos los peajes y cargos.
- Los comercializadores, son los encargados de vender energía eléctrica a los consumidores, otros sujetos del sistema o intercambio internacional previa adquisición de energía eléctrica en el mercado.
- Los consumidores, son los que adquieren la energía eléctrica para su propio consumo a través de un comercializador o directamente en el mercado si se tratan de Consumidores Directos en Mercado.
- Los gestores de cargas del sistema, son los consumidores que se encuentran habilitados para la reventa de energía eléctrica para servicios de recarga.

#### 4.1.2 Sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico

Las actuaciones necesarias para mantener la capacidad de satisfacer la totalidad de los costes del sistema eléctrico se describen en el artículo 13 de esta Ley ([Disposición 13645 Del BOE Núm. 310, 2013](#)):

Los costes del sistema eléctrico serán financiados a través de:

- Los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución.
- Los cargos que se establezcan.
- Las partidas provenientes de los Presupuestos Generales del Estado.

Los costes del sistema eléctrico son:

- Retribución de las actividades de transporte y distribución de la energía eléctrica.
- Régimen retributivo específico para la generación eléctrica a través de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos.
- Retribución del extra-coste de la actividad de generación en los sistemas eléctricos no peninsulares.
- Compensación asociada a la moratoria nuclear.
- Tasa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.
- Anualidades correspondientes a los déficits del sistema eléctrico, con sus intereses y ajustes.
- Gestión técnica y económica del sistema.

La forma de retribución a las diferentes actividades comprendidas en el funcionamiento del sistema eléctrico español se señala en el artículo 14 de esta Ley:

La retribución a la generación de energía eléctrica se realizará de la siguiente manera:

- La energía eléctrica negociada en los mercados diario e intradiario se retribuirá al precio de casación (equilibrio entre la oferta y la demanda). La energía eléctrica negociada a través de contratación bilateral se retribuirá al precio acordado entre las partes.
- Los servicios de ajuste del sistema serán determinados reglamentariamente, diferenciándose los de carácter obligatorio con aquellos potestativos.
- Retribución adicional para la generación de energía eléctrica en territorios no peninsulares.
- Retribución específica para la generación de energía eléctrica a través de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos.

La retribución de las actividades de transporte y distribución tomará en cuenta los siguientes principios:

- Para las instalaciones de transporte y distribución puestas en servicio el año  $n$  se iniciará el cobro desde el 1 de enero del año  $n+2$ .
- El concepto de inversión se aplicará para los activos en servicio no amortizados.

Los pagos por acometidas, enganches, alquiler de aparatos de medida y realización de estudios de conexión y acceso a las redes serán realizados por los sujetos del sistema a los gestores de la red, y en ningún caso tendrán consideración de peajes o cargos.

La retribución a la actividad de comercialización será la que libremente se pacte entre las partes.

## 4.2 Operador del Mercado Ibérico de Energía (Polo Portugal) - OMIP

El "Convenio Internacional relativo a la constitución de un Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa" ("Acuerdo MIBEL"), firmado por ambos gobiernos en fecha 01/10/2004, establece los lineamientos organizativos y funcionales de los mercados a plazo y al contado.

El "Acuerdo MIBEL" designa el mercado a plazo al OMIP, por lo tanto, este mercado está sujeto a la ley y jurisdicción portuguesa, a través de los reglamentos e instrucciones de la CMVM (Comisión del Mercado de Valores Mobiliarios). Sin embargo, su regulación y supervisión debe ser coordinada con las respectivas autoridades españolas: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) y Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV)<sup>6</sup>.

### 4.2.1 Funcionamiento del mercado a plazo de electricidad

En el mercado a plazo, los agentes negocian la energía eléctrica que se entregará en plazos superiores a las 24 horas, por ejemplo, semanas, meses o años. Los vendedores y los compradores tienen distintas posibilidades:

- Mercados organizados (en España y Portugal, gestionados por OMIP). Son mercados líquidos y seguros, que tienen contratos normalizados y cuentan con un organismo regulador que se sitúa entre el vendedor y el comprador asegurando la realización del intercambio (ejecuta una garantía en caso de incumplimiento por alguna de las partes).
- Contratos bilaterales. Como indica su nombre, las partes (comprador y vendedor) intercambian energía por un precio pactado entre ambos. Estos contratos se pueden hacer de dos formas: entrega física de la energía y liquidación financiera. En el primer caso, el vendedor entrega la energía eléctrica pactada en la fecha y al precio prefijado con el comprador. En el segundo caso, las partes acuerdan pagarse la diferencia entre el precio del mercado diario y el precio pactado en el momento de liquidar el contrato.
- Mercados no organizados (over the counter OTC). Los agentes cierran sus transacciones a través de terceros intermediarios (brókeres), utilizando la figura de liquidación financiera.

Los mercados a plazo permiten gestionar los riesgos tanto para el suministro como para la adquisición de energía eléctrica:

- Por el lado del comprador, acudir al mercado a plazo reduce el riesgo de exponerse al precio diario de la energía eléctrica (que podría ser más elevado que el precio pactado con sus clientes), sin embargo, se debe planificar con exactitud la energía necesaria por adelantado para no adquirir en demasía.
- Por el lado del vendedor, acudir al mercado a plazo reduce el riesgo de exponerse al precio diario de la energía eléctrica (que podría ser menor a la recuperación de sus costes) y le permite fijar un precio cierto por su producción.
- Por el lado del consumidor final, el hecho que existan mercados a plazo le permite conocer lo que le costará la energía en el futuro, y negociar mejores precios para su contrato.

<sup>6</sup> <https://www.omip.pt/es/normativa-omip>



## 4.2.2 Determinación del precio en el mercado a plazo de electricidad

El precio del mercado a plazo refleja el precio del mercado diario que se espera en una determinada fecha a futuro. La determinación del precio dependerá del tipo de mercado a plazo en el que se negocia la energía:

- Mercado organizado. Los vendedores publican sus ofertas de venta y los compradores sus ofertas de compra en la plataforma OMIP. La casación se produce por el cruce entre la curva de oferta y la curva de demanda.
- Contratos bilaterales. Las partes acuerdan el precio y la cantidad de energía eléctrica.
- Mercados no organizados (OTC). Al igual que los contratos bilaterales pero con la actuación de un tercero intermediario, el bróker.

El precio del mercado a plazo depende en gran medida del coste de oportunidad de este. En ese sentido, algunos factores que influyen en el coste de oportunidad son:

- Factores de oferta: precio de los combustibles, derechos de emisión, reservas para generar energía hidroeléctrica, previsión de producción de energías renovables.
- Factores de demanda: situación económica, previsión de crecimiento, factores laborales<sup>7</sup>.

## 4.3 Operador del Mercado Ibérico de Energía (Polo España) - OMIE

El "Acuerdo MIBEL" designa el mercado al contado al OMIE. Este operador (llamado NEMO en la UE) desempeña la función de acoplamiento del MIBEL con el resto de Europa, en el horizonte diario desde el año 2014 y en el horizonte intradiario desde el año 2018<sup>8</sup>.

OMIE recibe las ofertas de compra y venta de energía eléctrica, y realiza la liquidación de todas las operaciones realizadas en los mercados diarios e intradiarios. Adicionalmente, recibe de los operadores del sistema de España y Portugal la información de los contratos bilaterales para realizar las verificaciones correspondientes en materia de ofertas de mercado (OMIE, 2022d).

### 4.3.1 Funcionamiento del mercado diario

El mercado diario tiene como objetivo llevar a cabo las transacciones de venta y adquisición de energía eléctrica para el día siguiente. Todas las unidades de generación eléctrica disponibles que no hayan suscrito un contrato bilateral físico, están obligados a presentar ofertas para el mercado diario por el resto de energía eléctrica no comprometida. Los compradores en el mercado de energía eléctrica son los comercializadores y los consumidores directos. Los comercializadores acuden al mercado diario o suscriben un contrato bilateral para adquirir la energía eléctrica necesaria para suministrar a sus consumidores, y los consumidores directos pueden adquirir la energía eléctrica que requieran a través del mercado diario, a través de un comercializador, o suscribiendo un contrato bilateral físico.

De manera diaria a las 12:00 CET, se realiza la sesión del mercado diario en la que se determinan los precios y la cantidad de energía eléctrica para las veinticuatro horas del día siguiente en toda Europa. El precio y la cantidad de energía eléctrica para cada hora se determina por el cruce entre la curva de oferta y la curva de demanda. Las ofertas de venta y compra pueden tener de 1 a 25 tramos, para cada hora, teniendo un comportamiento creciente para el caso de las ventas, y un comportamiento decreciente para las compras.

Las ofertas de venta de energía eléctrica pueden ser simples o incorporar condiciones complejas. Las primeras presentan para cada periodo horario un precio y una cantidad de energía eléctrica determinada. Las segundas además de cumplir con los requisitos exigidos para las ofertas simples, pueden incorporar todas o algunas de las siguientes condiciones técnicas o económicas: gradiente de carga, ingresos mínimos y parada programada.

<sup>7</sup> <https://gestion servicios.com/omip-como-funciona-mercado-de-futuros-electricidad/>

<sup>8</sup> <https://www.omie.es/es/mercado-europeo>

Los resultados del PDBC (Programa Diario Base de Casación) del mercado diario se remiten al Operador del Sistema, y este desarrolla el PDBF (Programa Diario Base de Funcionamiento), que es elaborado a partir del PDBC y la información de los contratos bilaterales con entrega física que serán ejecutados. Posteriormente, el Operador del Sistema elabora el PDVP (Programa Diario Viable Provisional), que incorpora modificaciones al PDBF para solucionar las restricciones técnicas en la red de transporte. Finalmente, el Operador del Sistema elabora el PDVD (Programa Diario Viable Definitivo), en el que incluye las reservas de regulación (PDVP+RR).

El PDVP y el PDVD aseguran que los resultados del mercado diario y los contratos bilaterales sean técnicamente factibles, con la solución de las restricciones técnicas en la red de transporte. Por lo anterior, los resultados del mercado diario pueden tener ligeras variaciones como consecuencia de este análisis de restricciones técnicas (OMIE, 2022c).

#### 4.3.1.1 Precios del mercado diario en España

Se presentan los precios medios mensuales del mercado diario de electricidad de España, correspondientes a los últimos siete años, obtenidos de los ficheros públicos del Operador del Sistema, Red Eléctrica de España:

Tabla 4–1. Precios medios por mes del mercado diario de electricidad [€/MWh].

Periodo	2022	2021	2020	2019	2018	2017	2016
Enero	205,9	63,6	42,1	63,0	51,8	73,6	38,5
Febrero	202,0	29,9	36,5	54,9	55,8	53,0	28,8
Marzo	287,2	46,4	28,3	49,4	41,8	43,9	28,7
Abril	194,4	66,2	17,8	50,9	43,6	44,2	24,9
Mayo	187,9	68,0	21,7	48,9	55,4	47,6	26,7
Junio	169,7	83,9	31,0	47,4	58,9	50,8	39,3
Julio	143,2	92,8	35,2	52,0	62,3	49,1	41,1
Agosto	154,5	106,5	36,8	45,4	65,0	48,0	41,6
Septiembre	142,7	156,5	42,7	42,6	71,8	49,6	44,2
Octubre	128,8	202,5	37,5	47,7	66,1	57,6	53,8
Noviembre	117,3	197,5	42,9	43,6	62,9	60,5	57,4
Diciembre	101,4	245,7	43,5	35,4	62,6	60,1	61,9
<b>Media anual</b>	<b>170,4</b>	<b>113,2</b>	<b>35,2</b>	<b>48,6</b>	<b>58,1</b>	<b>53,4</b>	<b>40,6</b>

Fuente: Elaboración propia con datos de REE.

En las figuras a continuación, se presentan los resultados del procesamiento de datos de los ficheros públicos obtenidos del Operador del Sistema – REE, correspondientes a los precios y a la cantidad de energía eléctrica (incluyendo contratos bilaterales) del mercado diario de España, para los años 2021 y 2022:

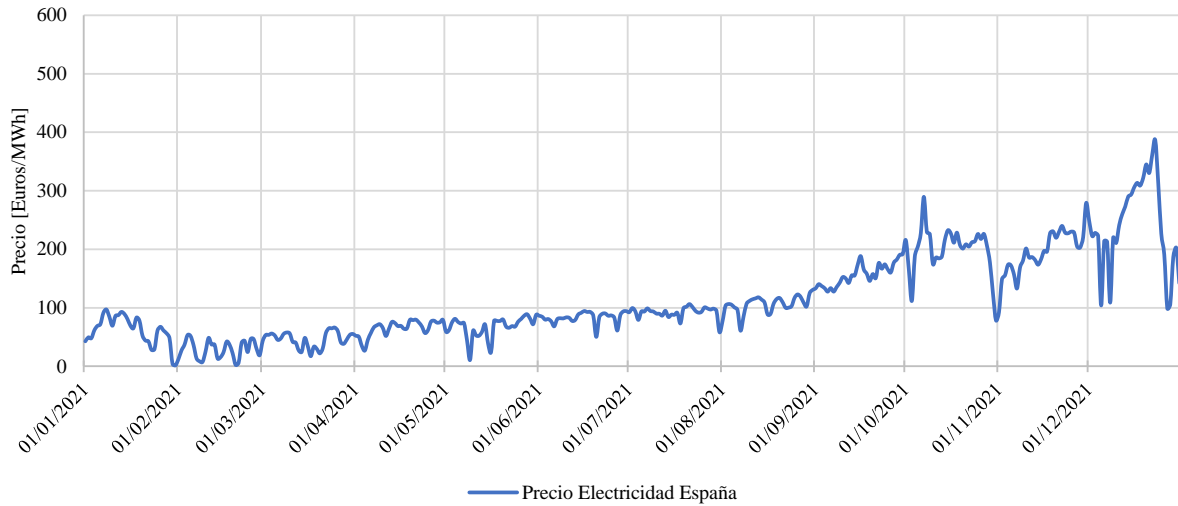


Figura 4-1. Precio diario electricidad (promedio horario) - mercado diario España (2021).  
Fuente: Elaboración propia con datos de REE.

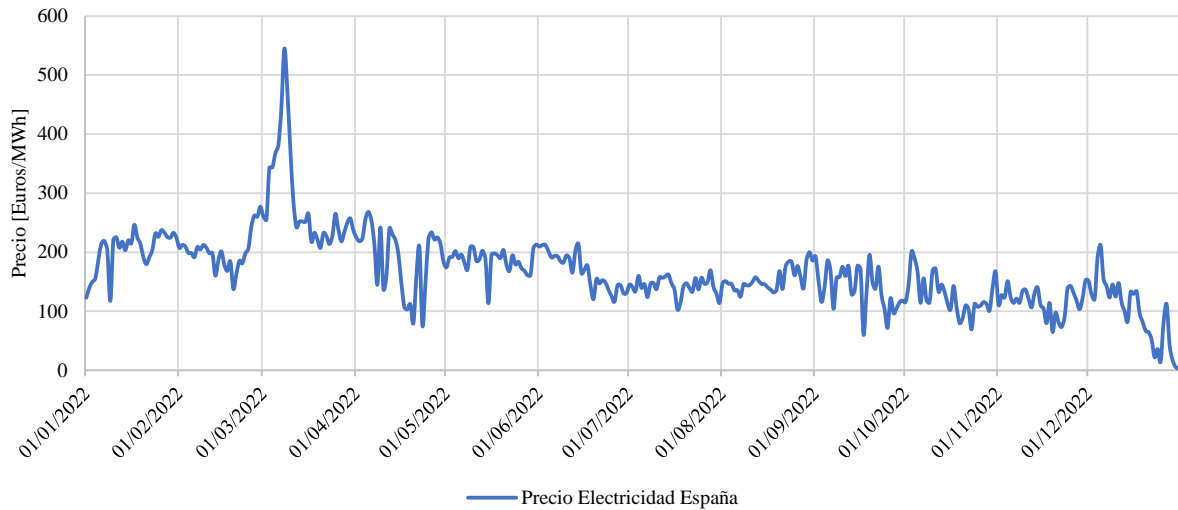


Figura 4-2. Precio diario electricidad (promedio horario) - mercado diario España (2022).  
Fuente: Elaboración propia con datos de REE.

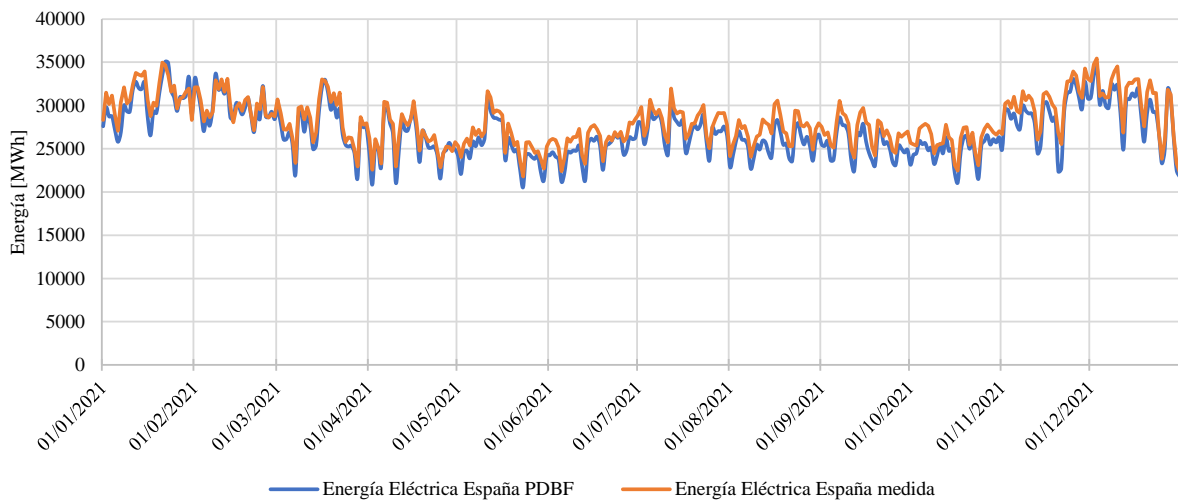


Figura 4-3. Energía diaria (promedio horario) - mercado diario con bilaterales (2021).  
Fuente: Elaboración propia con datos de REE.

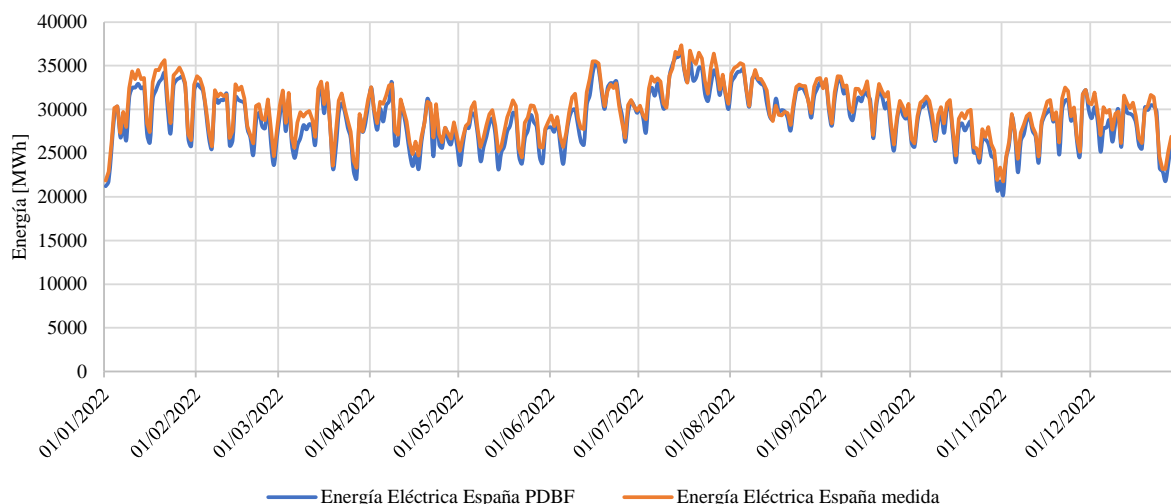


Figura 4-4. Energía diaria (promedio horario) - mercado diario con bilaterales (2022).

Fuente: Elaboración propia con datos de REE.

En las figuras 4-3 y 4-4 se puede observar que la energía negociada en el horizonte diario (mercado diario y contratos bilaterales) es bastante similar a la energía medida real intercambiada. En el año 2021 se ha generado 246,9 TWh y se ha negociado 236,6 TWh en el PDBF. En el año 2022 se ha generado 262,0 TWh y se ha negociado 254,4 TWh en el PDBF. De lo anterior, la energía negociada en el horizonte diario representa el 95,8% de la energía medida real intercambiada en el año 2021 y el 97,1% para el año 2022.

#### 4.3.1.2 Energía total desglosada en el mercado diario de España

En las figuras a continuación, se presentan los resultados del procesamiento de datos de los ficheros públicos obtenidos del Operador del Sistema – REE, correspondientes a las cantidades de energía eléctrica (incluyendo contratos bilaterales), desglosados por tecnología, del mercado diario de España, para los años 2021 y 2022:

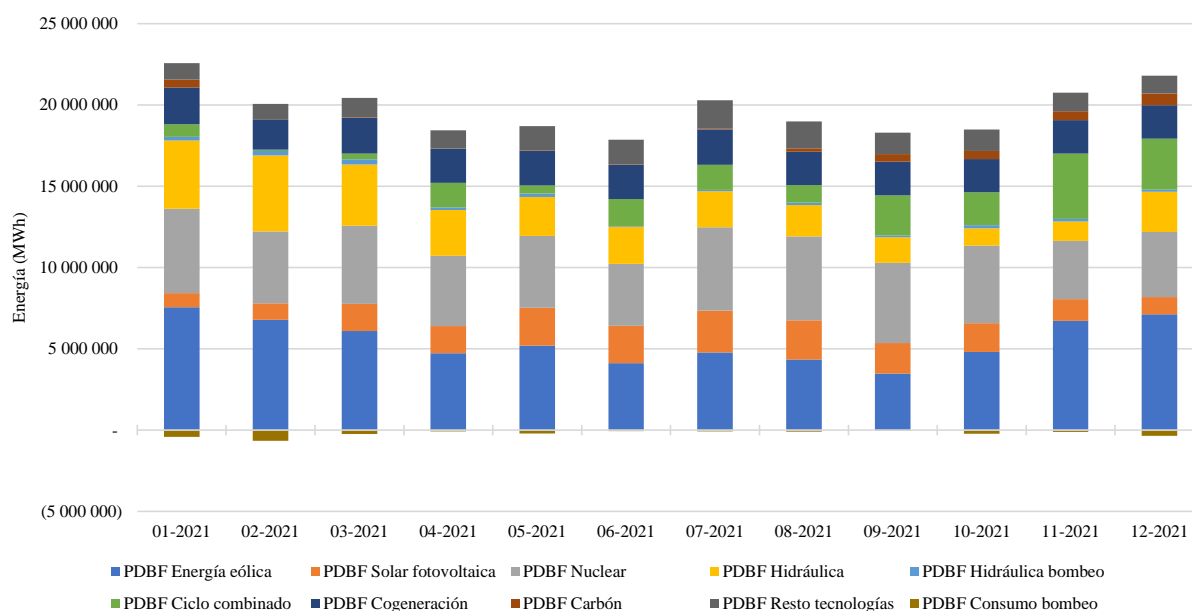


Figura 4-5. Energía negociada PDBF – desglosada por tecnología y mes del año (2021).

Fuente: Elaboración propia con datos de REE.

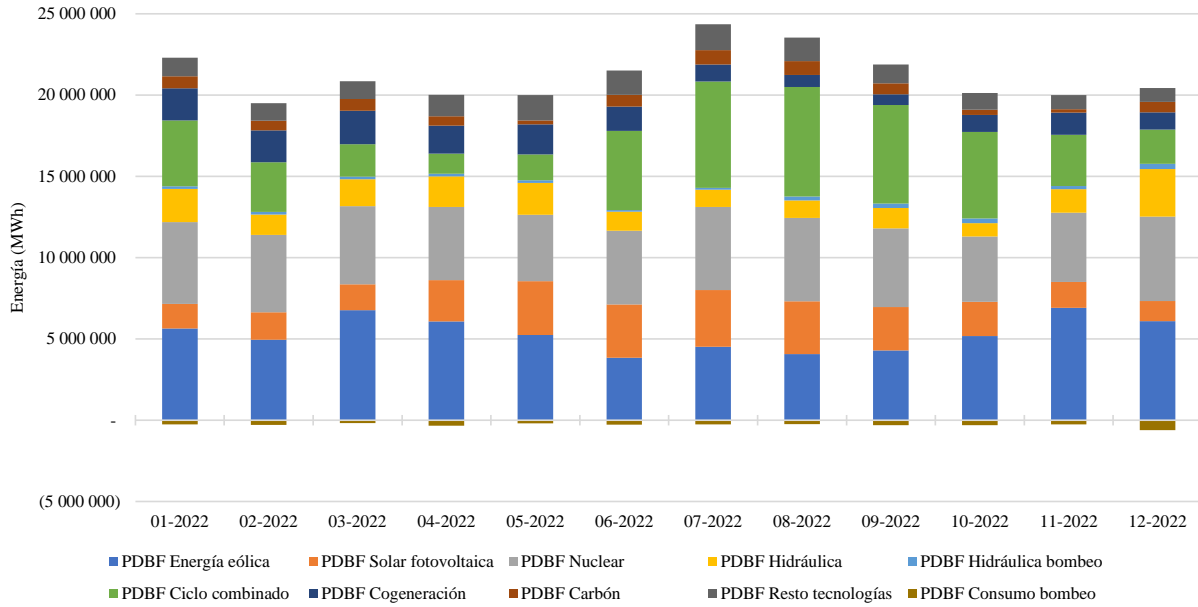


Figura 4-6. Energía negociada PDBF – desglosada por tecnología y mes del año (2022).  
Fuente: Elaboración propia con datos de REE.

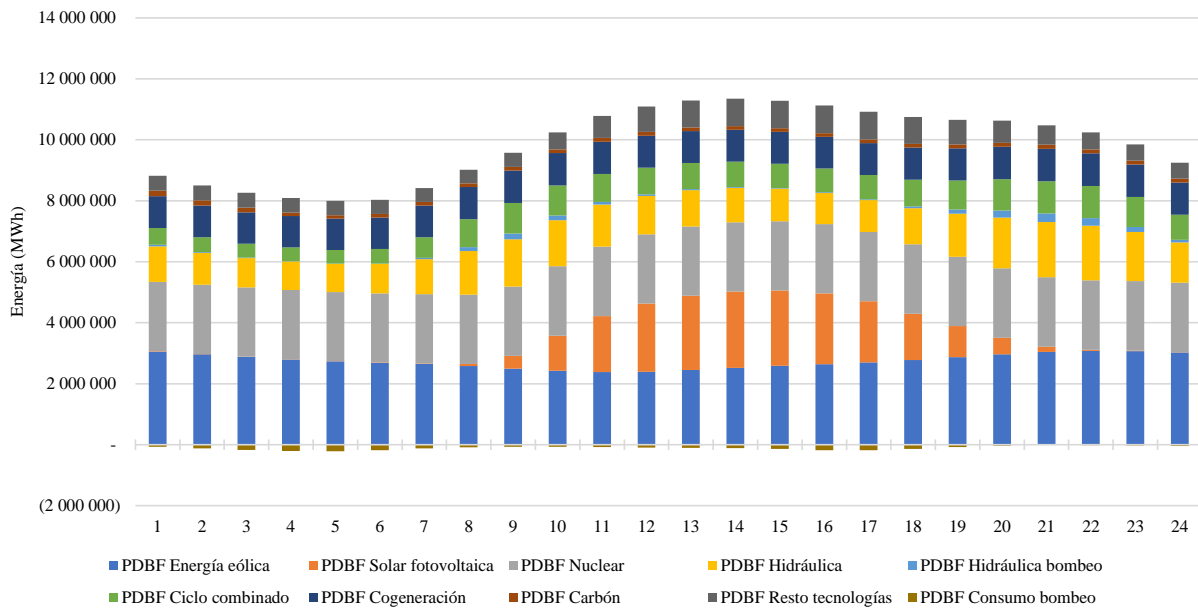


Figura 4-7. Energía negociada PDBF – desglosada por tecnología y hora del día (2021).  
Fuente: Elaboración propia con datos de REE.

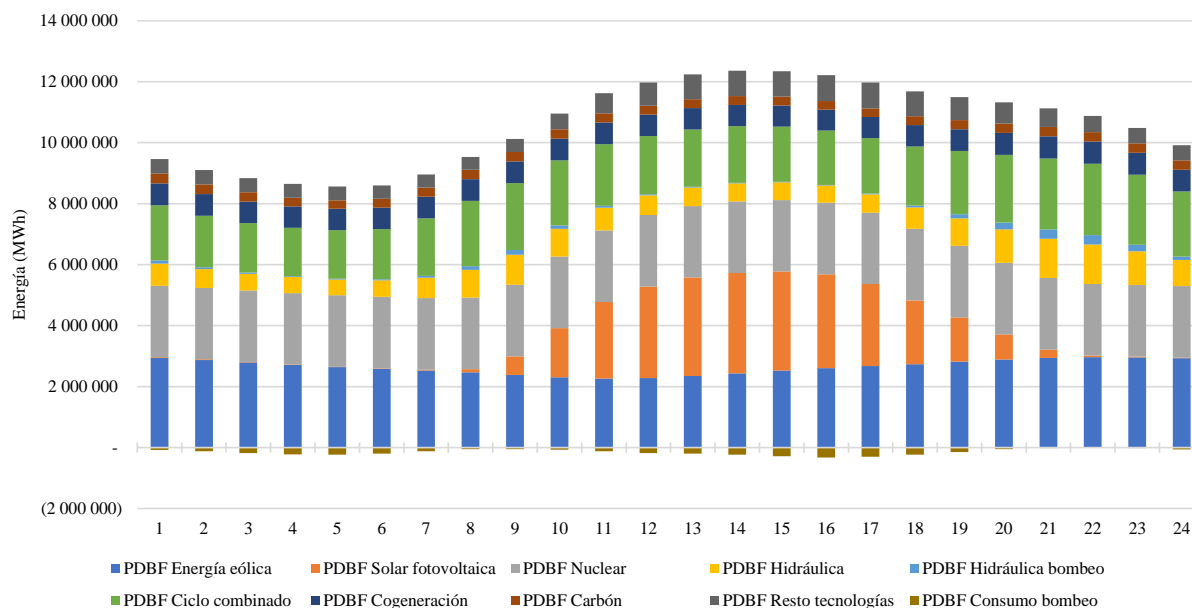


Figura 4-8. Energía negociada PDBF – desglosada por tecnología y hora del día (2022).

Fuente: Elaboración propia con datos de REE.

En las figuras 4-5 y 4-6 se puede observar la participación de las diferentes tecnologías de generación (eólica, solar fotovoltaica, nuclear, hidráulica, turbinación del bombeo puro, ciclo combinado, cogeneración, carbón, la agrupación del resto de tecnologías y el consumo del bombeo) en el horizonte diario (mercado diario y contratos bilaterales de España) para cada uno de los meses de los años 2021 y 2022.

En las figuras 4-7 y 4-8 se muestra la participación de las anteriores tecnologías para cada una de las 24 horas del día de los años 2021 y 2022. Se puede observar como la generación de energía eléctrica a través de la tecnología solar fotovoltaica tiene su participación desde las 08:00 hasta las 21:00 horas, ocasionando que la mayor participación del mix de generación se encuentre entre las 12:00 hasta las 17:00 horas para los dos años de estudio.

### 4.3.2 Funcionamiento del mercado intradiario de subastas e intradiario continuo

El mercado intradiario tiene como objetivo que todos los agentes puedan volver a realizar transacciones de venta y adquisición de energía eléctrica tras la finalización del mercado diario. Estas nuevas transacciones pueden llevarse a cabo de manera continua o a través de distintas sesiones, horas antes de la entrega de la energía eléctrica, permitiendo a los agentes del mercado el ajuste de su programa del mercado diario en función de las condiciones que esperan en el tiempo real.

El mercado intradiario de subastas está estructurado en seis sesiones y funciona de la siguiente manera:

- La sesión 1 se realiza de forma diaria a las 14:00 CET. En esta se determinan los precios y la cantidad de energía eléctrica para las 24 horas del día siguiente.
- La sesión 2 se realiza de forma diaria a las 17:00 CET. En esta se determinan los precios y la cantidad de energía eléctrica para las últimas 4 horas del día en curso y para las 24 horas del día siguiente.
- La sesión 3 se realiza de forma diaria a las 21:00 CET. En esta se determinan los precios y la cantidad de energía eléctrica para las 24 horas del día siguiente.
- La sesión 4 se realiza de forma diaria a las 01:00 CET. En esta se determinan los precios y la cantidad de energía eléctrica para 20 horas del día en curso (de 05:00 a 24:00).
- La sesión 5 se realiza de forma diaria a las 04:00 CET. En esta se determinan los precios y la cantidad de energía eléctrica para 17 horas del día en curso (de 08:00 a 24:00).
- La sesión 6 se realiza de forma diaria a las 09:00 CET. En esta se determinan los precios y la cantidad de energía eléctrica para 12 horas del día en curso (de 13:00 a 24:00).

Tabla 4–2. Horarios del mercado de subastas intradiarias.

	Sesión 1	Sesión 2	Sesión 3	Sesión 4	Sesión 5	Sesión 6
Apertura de sesión	14:00	17:00	21:00	01:00	04:00	09:00
Cierre de sesión	15:00	17:50	21:50	01:50	04:50	09:50
Casación	15:00	17:50	21:50	01:50	04:50	09:50
Publicación PIBCI	15:07	17:57	21:57	01:57	04:57	09:57
Publicación PHF	16:20	18:20	22:20	02:20	05:20	10:20
Horizonte de Programación	24 horas	28 horas	24 horas	20 horas	17 horas	12 horas
Periodos horarios	1-24 (D+1)	21-24 y 1-24 (D+1)	1-24 (D+1)	5-24	8-24	13-24

Fuente: (OMIE, 2022a).

El precio y la cantidad de energía eléctrica para cada hora se determina por el cruce entre la curva de oferta y la curva de demanda. Las ofertas de venta y compra pueden tener de 1 a 5 tramos, para cada hora, teniendo un comportamiento creciente para el caso de las ventas, y un comportamiento decreciente para las compras. Las ofertas de venta de energía eléctrica pueden ser simples o incorporar condiciones complejas. Las primeras presentan para cada periodo horario un precio y una cantidad de energía eléctrica determinada. Las segundas además de cumplir con los requisitos exigidos para las ofertas simples, pueden incorporar todas o algunas de las siguientes condiciones técnicas o económicas:

- Gradiente de carga.
- Ingresos mínimos.
- Pagos máximos.
- Aceptación completa en la casación del tramo primero de la oferta de venta.
- Aceptación completa en cada hora en la casación del tramo primero de la oferta de venta.
- Mínimo de horas consecutivas de aceptación completa del tramo primero de la oferta de venta.
- Energía máxima.

La casación de los mercados intradiarios de subastas suele ofrecer precios similares a los alcanzados en el mercado diario, permitiendo a los agentes vendedores y compradores reajustar sus compromisos en un horizonte más cercano al tiempo real. Los resultados del PIBCI (Programa Intradiario Base de Casación Incremental) de cada una de las 6 sesiones de subastas del mercado intradiario se remiten al Operador del Sistema, y este desarrolla el PHF (Programa Horario Final) que es elaborado a partir del PDVD y el PIBCI, incorporando las modificaciones necesarias para solucionar las restricciones técnicas identificadas en la red de transporte y efectuando el reequilibrio posterior.

OMIE junto con algunos operadores de mercado europeos implementaron el mercado intradiario continuo. El objetivo de este proyecto (denominado XBID) es permitir el intercambio de energía eléctrica de manera continua entre distintas áreas de Europa. Este mercado intradiario continuo, aumenta la eficiencia de las transacciones de los agentes del mercado porque les permite gestionar sus desbalances de energía beneficiándose de la liquidez disponible en los mercados de otras zonas europeas.

Las ofertas de venta y adquisición introducidas por los agentes en el mercado intradiario continuo son validadas por su respectivo Operador de Mercado, el cual envía estas a la plataforma de XBID para ser almacenadas en el Libro de Ofertas donde podrán ser descartadas o casadas. En caso de producirse una casación, se comunica al agente y se actualiza la lista de ofertas locales.

Al finalizar cada una de las veinticuatro rondas que tiene el mercado intradiario continuo durante el día, OMIE publica los resultados incrementales de cada unidad y se los envía al Operador del Sistema, y este desarrolla el PHFC (Programa Horario Final del Continuo) que es elaborado a partir del PHF y el PICBCI (Programa Intradiario del Continuo Base de Casación Incremental), actualizando las capacidades de interconexión. A partir de este instante, intervienen otros mercados gestionados por el Operador del Sistema para asegurar el balance de producción y consumo (OMIE, 2022a).

## 4.4 Operador del Mercado de Servicios de Ajuste - REE

El funcionamiento correcto del sistema eléctrico requiere que exista un equilibrio preciso e instantáneo entre la producción de las centrales de generación y la demanda por parte de los consumidores, para mantener la frecuencia del sistema en su valor nominal (50 Hz en el caso de España).

El Operador del Sistema - REE, tiene la función de mantener este equilibrio preciso e instantáneo en el sistema eléctrico español. Para conseguir lo anterior, realiza la previsión de la demanda, gestiona las centrales de generación para que aumenten o disminuyan su producción con el objetivo de igualar la demanda de los consumidores en tiempo real, y gestiona la red de transporte eléctrico para mantener los márgenes de seguridad del suministro.

Adicionalmente, REE gestiona los mercados de servicios de ajuste en el sistema eléctrico peninsular<sup>9</sup>, mediante los cuales se adecuan los programas de producción del mercado diario, de contratación bilateral, y de los mercados intradiarios, para alcanzar los requisitos de calidad y fiabilidad del sistema eléctrico. Entre los servicios de ajuste se encuentran dos grandes grupos: solución de restricciones técnicas y servicios de balance. En los sistemas no peninsulares se lleva a cabo un despacho económico de las unidades de generación.

La solución de restricciones técnicas del sistema consiste en modificar los programas de producción de las unidades de generación y las unidades de consumo mediante bombeo para resolver cualquier incidencia identificada que pueda afectar las condiciones de seguridad y fiabilidad del sistema generación-transmisión, con el menor coste para el sistema en su conjunto. Los servicios de balance que funcionan con mecanismos de mercado son los siguientes:

- Regulación secundaria (aFFR, por sus siglas en inglés): corrige de forma automática las desviaciones de la frecuencia del sistema en un horizonte temporal de actuación que va desde los 20 segundos hasta los 15 minutos. Este servicio es retribuido mediante mecanismos de mercado por dos conceptos: disponibilidad (banda de regulación) y utilización neta de energía.
- Regulación terciaria (mFFR, por sus siglas en inglés): corrige de manera manual los desvíos entre generación y consumo y restituye la reserva de regulación secundaria utilizada. La regulación terciaria está definida como la variación máxima de potencia de una unidad de programación en un tiempo máximo de 15 minutos. Este servicio es retribuido mediante mecanismos de mercado por concepto de utilización neta de energía.
- Energía de balance de tipo Replacement Reserve (RR): corrige de manera manual los desvíos entre generación y consumo y restituye las reservas de regulación secundaria y terciaria utilizadas. La regulación de tipo RR está definida como la variación máxima de potencia de una unidad de programación en un tiempo máximo de 30 minutos. Este servicio es retribuido mediante mecanismos de mercado por concepto de utilización neta de energía.

Las unidades de generación que participan en los mercados de servicios de balance han recibido de manera previa una habilitación por parte del Operador del Sistema. Esta habilitación exige, entre otros requerimientos, haber superado satisfactoriamente las pruebas específicas establecidas.

A continuación, se presenta en una tabla la cantidad de energía eléctrica gestionada en los servicios de ajuste (restricciones técnicas al PDBF, restricciones técnicas en tiempo real, regulación secundaria, regulación terciaria, regulación de tipo RR y la potencia disponible en la banda de regulación secundaria) y los precios medios ponderados anuales de estos, correspondientes a los últimos siete años, obtenidos de los ficheros públicos del Operador del Sistema Eléctrico de España – REE (Red Eléctrica de España):

<sup>9</sup> Servicios de ajustes del sistema. <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico>



Tabla 4–3. Evolución de los servicios de ajuste del sistema eléctrico de España.

<b>Energía gestionada en los servicios de ajuste [GWh] sistema eléctrico peninsular<sup>10</sup></b>							
<b>Concepto</b>	<b>2022</b>	<b>2021</b>	<b>2020</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>2016</b>
Energía a subir RRTT al PDBF	4.531	7.789	9.431	6.801	10.969	11.035	11.834
Energía a bajar RRTT al PDBF	-1.325	-253	-548	-257	-374	-739	-181
Energía a subir RRTT tiempo real	1.680	1.685	725	97	168	203	390
Energía a bajar RRTT tiempo real	-711	-659	-366	-193	-290	-434	-645
Energía a subir regulación secundaria	1.334	1.300	1.212	971	1.086	1.203	1.530
Energía a bajar regulación secundaria	-2.151	-1.541	-1.631	-1.679	-1.506	-1.206	-1.012
Energía a subir regulación terciaria	2.280	2.160	1.555	1.357	1.913	2.348	2.557
Energía a bajar regulación terciaria	-1.520	-1.322	-1.107	-697	-1.118	-1.806	-1.553
Asignación a subir RR	2.579	2.380	2.236	2.225	1.885	1.006	1.183
Programas de importación	1.115	867	91	-	-	-	-
Asignación a bajar RR	-1.870	-1.146	-935	-866	-475	-760	-465
Programas de exportación	-787	-784	-155	-	-	-	-
Regulación secundaria a subir [MW]	784	580	595	594	616	682	682
Regulación secundaria a bajar [MW]	-771	-493	-491	-497	-516	-514	-509

<b>Precios de la energía gestionada en los servicios de ajuste [€/MWh] sistema eléctrico peninsular</b>							
<b>Concepto</b>	<b>2022</b>	<b>2021</b>	<b>2020</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>2016</b>
Energía a subir RRTT al PDBF	235,5	135,9	75,3	81,4	88,5	81,5	78,9
Energía a bajar RRTT al PDBF	144,9	82,8	30,7	46,1	54,3	48,2	35,2
Energía a subir RRTT tiempo real	499,8	269,6	146,7	108,4	114,7	115,7	95,1
Energía a bajar RRTT tiempo real	45,2	37,6	7,4	16,0	21,9	18,9	15,0
Energía a subir regulación secundaria	186,0	105,0	36,0	55,0	57,0	55,0	43,0
Energía a bajar regulación secundaria	119,0	95,0	29,0	39,0	51,0	45,0	32,0
Energía a subir regulación terciaria	226,0	126,0	42,0	57,0	65,0	64,0	50,0
Energía a bajar regulación terciaria	92,0	54,0	18,0	31,0	35,0	33,0	19,0
Asignación a subir RR	169,7	123,4	36,9	56,2	67,6	66,5	47,8
Asignación a bajar RR	169,7	123,4	36,9	32,6	44,6	38,2	26,3
Banda regulación secundaria [€/MW]	47,0	24,0	9,0	8,0	13,0	14,0	16,0

Fuente: Elaboración propia con datos de REE.

De lo desarrollado en los apartados 4.2, 4.3 y 4.4, en la actualidad, el mercado eléctrico de España está conformado por cuatro tipos de mercados:

- Mercado a plazo.
- Mercado diario.
- Mercado intradiario.
- Mercado de servicios de ajuste.

En la siguiente figura se presenta un esquema con la secuencia de funcionamiento de estos mercados y se detallan los distintos productos y programas que intervienen en cada uno de estos.

<sup>10</sup> <https://www.ree.es/es/datos/mercados/componentes-precio-energia-cierre-desglose>

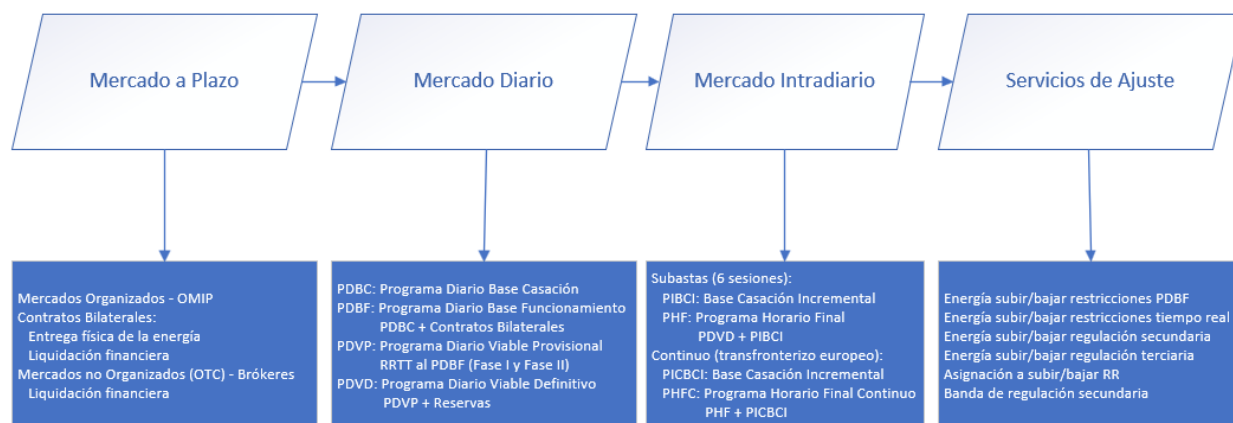


Figura 4-9. Secuencia de mercados en el sistema eléctrico peninsular de España.

Fuente: Elaboración propia.

## 4.5 Precio del gas

La Comisión Europea, la Agencia de Cooperación de Reguladores de Energía (ACER por sus siglas en inglés) y los Reguladores nacionales han establecido las normas comunes para la implantación de un mercado de gas natural en la Unión Europea.

La Ley 8/2015, de 21 de mayo, y la Portaria N° 643/2015, de 21 de agosto, designan a la sociedad MIBGAS S.A. como Operador del Mercado Organizado de Gas, tanto en España como en Portugal respectivamente, configurándose así el Mercado Ibérico del Gas.

MIBGAS S.A. es responsable de realizar las siguientes funciones:

- Admitir a los posibles Agentes que participarán en el mercado y definir los productos a negociar.
- Recibir las ofertas de compra y venta de gas, y realizar la casación de estas.
- Publicar los precios y volúmenes negociados de todos los productos del mercado.
- Realizar las liquidaciones de mercado y comunicar a cada Gestor Técnico la información asociada a las transacciones realizadas.

Los productos de negociación definidos en el MIBGAS tienen una temporalidad intradiaria, diaria, fin de semana, resto de mes y mes siguiente. Estos productos se negocian en dos tipos de sesiones: sesión de negociación diaria y sesión de negociación intradiaria. Asimismo, en cada una de estas dos sesiones existen dos tipos de negociación diferenciados:

- Negociación por subasta: el precio y el volumen de gas se determina por el cruce entre la curva de oferta y la curva de demanda para cada producto seleccionado por los Agentes del mercado. El corte de ambas curvas determina el precio marginal de la subasta y este precio es el que se aplica a todas las ofertas que han sido casadas.
- Negociación en mercado continuo: las ofertas de venta y adquisición introducidas por los agentes en la plataforma del mercado continuo son almacenadas en el Libro de Ofertas donde podrán ser descartadas o casadas. En caso de producirse una casación, se comunica al agente y se actualiza el Libro de Ofertas.

Adicionalmente, los productos de negociación para la entrega de gas pueden realizarse en el Punto Virtual de Balance (PVB), en el Tanque Virtual de Balance (TVB), en el Almacenamiento Virtual de Balance (AVB) y para Portugal en el Virtual Trading Point (VTP). Asimismo, el Gestor Técnico de la red de transporte puede participar en el Mercado Organizado de Gas para comprar o vender el gas, con el objetivo de realizar los balances necesarios que aseguren la viabilidad de los programas<sup>11</sup>.

<sup>11</sup> <https://www.mibgas.es/es/mainmenu/mercado-iberico-del-gas>

A continuación, se presentan los precios medios mensuales del gas como producto diario en el Punto Virtual de Balance en España, correspondientes a los últimos siete años, obtenidos de los ficheros públicos del Mercado Ibérico del Gas – MIBGAS:

Tabla 4-4. Precios medios por mes del gas como producto diario en el PVB [€/MWh].

Periodo	2022	2021	2020	2019	2018	2017	2016
Enero	83,23	28,27	11,84	25,19	20,94	37,01	17,35
Febrero	82,82	16,85	9,86	20,94	22,93	21,75	16,32
Marzo	126,97	17,53	8,60	18,06	23,41	16,80	15,84
Abril	89,45	21,09	7,38	16,69	21,10	18,02	13,39
Mayo	77,68	25,01	5,39	14,57	22,47	18,04	13,31
Junio	98,39	28,96	6,49	13,36	23,04	17,65	14,69
Julio	129,02	36,69	6,44	14,04	25,35	16,92	15,33
Agosto	166,97	44,92	9,39	12,03	26,47	16,63	15,67
Septiembre	117,95	65,79	11,42	11,92	29,13	17,73	16,84
Octubre	62,93	89,25	13,42	12,99	26,81	21,21	19,31
Noviembre	62,54	84,09	14,38	13,59	26,05	24,05	22,02
Diciembre	99,76	110,76	18,20	12,02	25,29	26,16	24,11
<b>Media anual</b>	<b>100,03</b>	<b>47,66</b>	<b>10,24</b>	<b>15,43</b>	<b>24,42</b>	<b>21,02</b>	<b>17,01</b>

Fuente: Elaboración propia con datos del MIBGAS.

En las figuras a continuación, se presentan los resultados del procesamiento de datos de los ficheros públicos obtenidos del Mercado Ibérico del Gas – MIBGAS, correspondientes a los precios del gas como producto diario en el PVB en España, para los años 2021 y 2022:

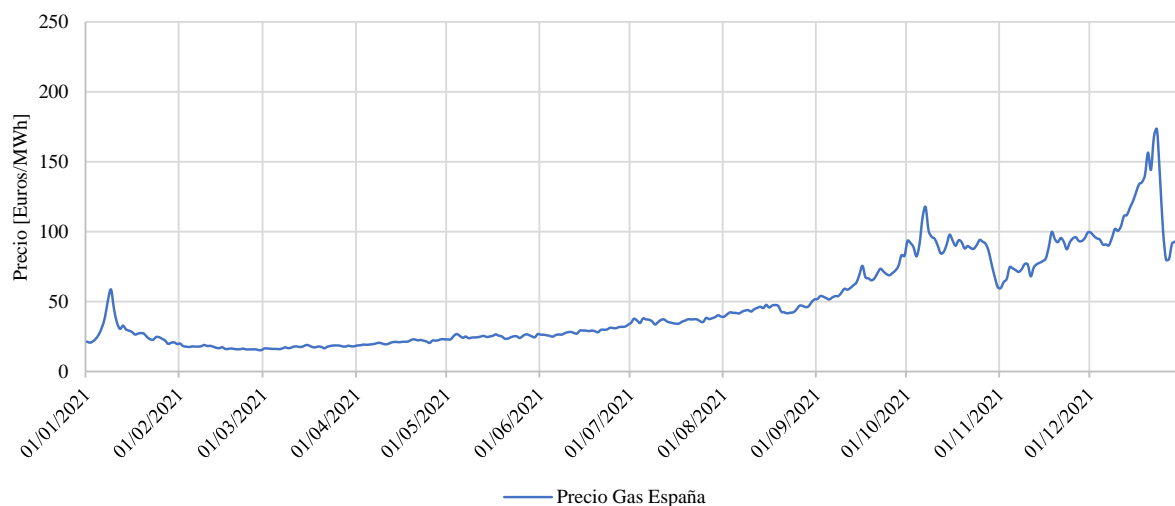


Figura 4-10. Precios del gas como producto diario en el PVB (2021).

Fuente: Elaboración propia con datos del MIBGAS.



Figura 4-11. Precios del gas como producto diario en el PVB (2022).  
Fuente: Elaboración propia con datos del MIBGAS.

#### 4.6 Precio de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero

El comercio de derechos de emisión tiene como objetivo la creación de incentivos de mercado para obtener beneficios medioambientales, mediante la reducción colectiva de emisiones de GEI a la atmósfera para un conjunto de plantas industriales. El comercio de derechos de emisión tiene el siguiente esquema<sup>12</sup>:

- Autorización de emisión: permite emitir GEI a la atmósfera. Título que no es transferible.
- Derecho de emisión: permite emitir una determinada cantidad de GEI a la atmósfera. Se puede comprar o vender, por lo tanto, es transferible.
- Techo de emisiones: es la cantidad total de derechos de emisión que se ponen en circulación. No se establecen límites de emisión individuales, pero por lo definido en el techo de emisiones sí existe un límite global, y todas las emisiones deben ser cubiertas con los derechos.
- Seguimiento de las emisiones: el conjunto de plantas industriales autorizadas para emitir GEI deben llevar un control de estas, con el objetivo de determinar la cantidad de derechos de emisión que deben comprar.
- Registro de derechos: permite saber cuántos derechos de emisión se encuentran en circulación y a qué industrias pertenecen.

En fecha 01/01/2005 la UE puso en marcha un mercado de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> a través de su Directiva 2003/87/CE. Este mercado cubre las emisiones de CO<sub>2</sub> del siguiente conjunto de plantas industriales en todos sus Estados miembros: centrales de generación térmicas, cogeneración, otras instalaciones de combustión de potencia térmica superior a 20 MW (calderas, motores, compresores, etc.), refinerías, coquerías, siderurgia, cemento, cerámica, vidrio y papeleras.

A continuación, se presentan los precios medios mensuales de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> en la Unión Europea, correspondientes a los últimos siete años, obtenidos de los ficheros públicos del Sistema Europeo de Negociación de CO<sub>2</sub> – SENDECO<sub>2</sub><sup>13</sup>:

<sup>12</sup> Comercio de derechos de emisión. <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/comercio-de-derechos-de-emision/que-es-el-comercio-de-derechos-de-emision/>

<sup>13</sup> <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>

Tabla 4-5. Precios medios por mes de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> [€/tCO<sub>2</sub>].

Periodo	2022	2021	2020	2019	2018	2017	2016
Enero	84,28	33,43	24,40	23,24	8,34	5,22	6,82
Febrero	90,79	37,89	24,12	20,99	9,48	5,13	5,16
Marzo	75,13	40,87	19,83	21,95	11,54	5,10	4,94
Abril	81,52	45,22	20,00	25,67	13,35	4,77	5,69
Mayo	85,30	51,99	19,96	25,50	14,78	4,70	5,96
Junio	83,47	52,78	23,33	25,24	15,16	4,98	5,61
Julio	81,32	53,28	27,45	27,92	16,35	5,27	4,64
Agosto	87,13	56,53	26,76	26,93	18,88	5,65	4,68
Septiembre	69,98	61,02	27,81	25,75	21,43	6,80	4,31
Octubre	70,16	59,43	25,15	24,67	19,56	7,28	5,68
Noviembre	76,02	66,04	26,56	24,55	19,22	7,59	5,63
Diciembre	85,76	79,72	30,92	25,24	22,57	7,54	5,20
<b>Media anual</b>	<b>80,87</b>	<b>53,55</b>	<b>24,75</b>	<b>24,84</b>	<b>15,88</b>	<b>5,83</b>	<b>5,35</b>

Fuente: Elaboración propia con datos del SENDECO<sub>2</sub>.

En las figuras a continuación, se presentan los resultados del procesamiento de datos de los ficheros públicos obtenidos del Sistema Europeo de Negociación de CO<sub>2</sub> – SENDECO<sub>2</sub>, correspondientes a los precios de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> en España, para los años 2021 y 2022:

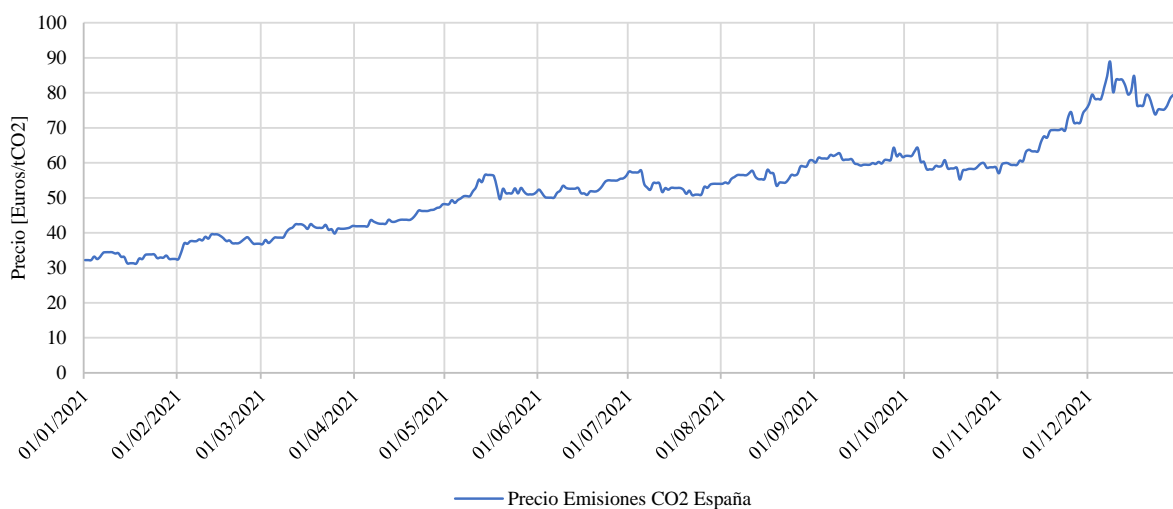


Figura 4-12. Precios de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> (2021).

Fuente: Elaboración propia con datos del SENDECO<sub>2</sub>.

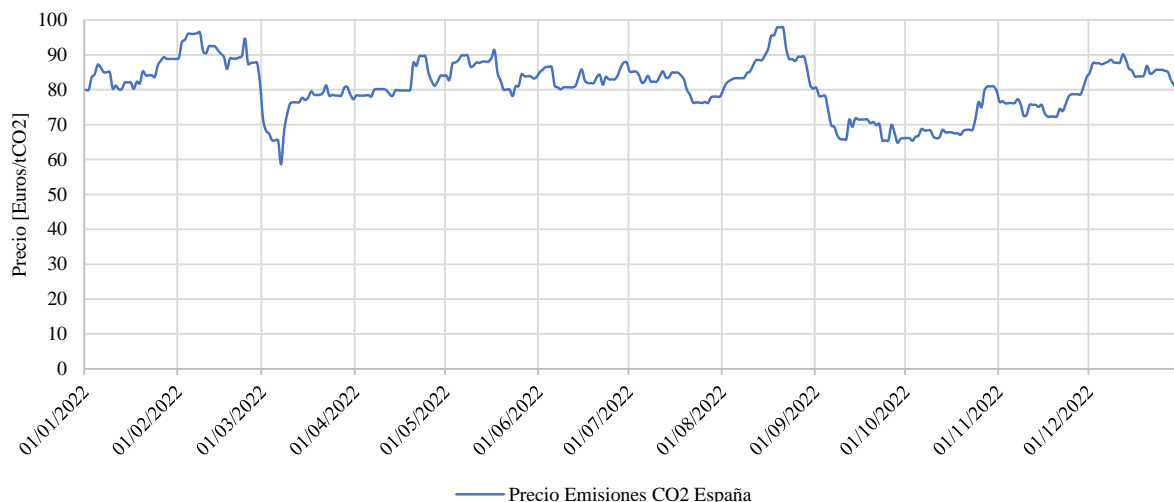


Figura 4-13. Precios de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> (2022).

Fuente: Elaboración propia con datos del SENDECO<sub>2</sub>.

Se realiza una comparativa entre el precio diario (promedio horario) de la energía eléctrica, el precio diario del gas y el precio diario de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> en España, para los años 2021 y 2022:

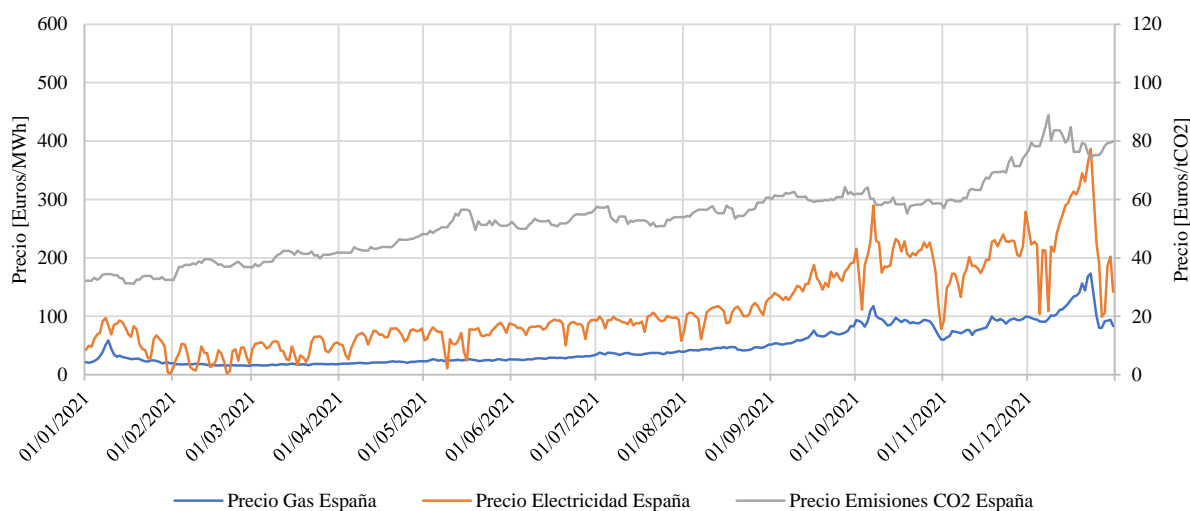


Figura 4-14. Precios diarios de la energía eléctrica, el gas y el CO<sub>2</sub> (2021).

Fuente: Elaboración propia con datos de REE, MIBGAS y SENDECO<sub>2</sub>.

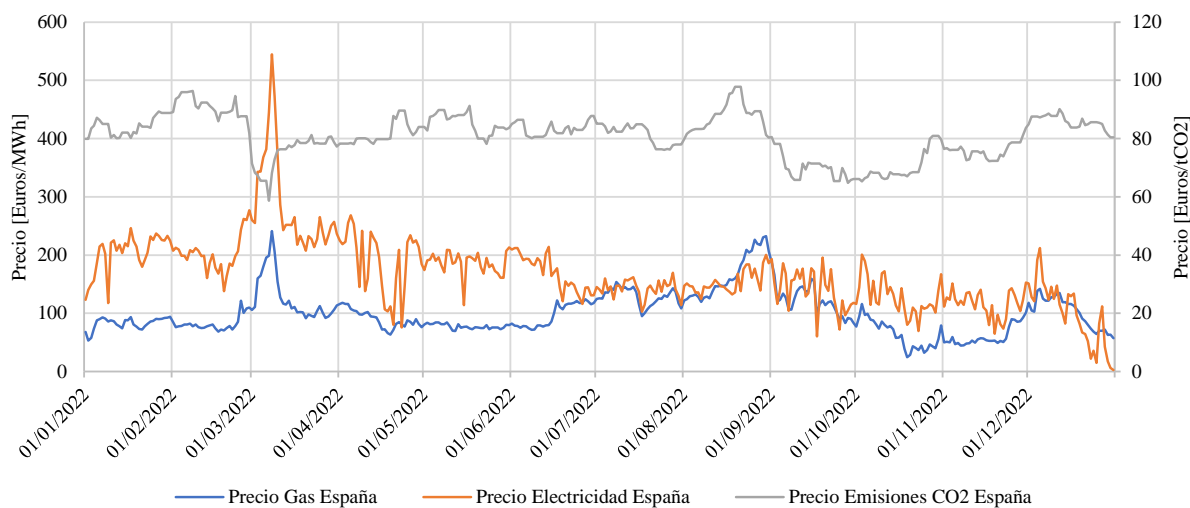


Figura 4-15. Precios diarios de la energía eléctrica, el gas y el CO<sub>2</sub> (2022).

Fuente: Elaboración propia con datos de REE, MIBGAS y SENDECO<sub>2</sub>.

Para poner las anteriores tres variables (precio de la energía eléctrica, precio del gas y precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>) en los mismos términos [€/MWh], se necesita las emisiones totales de CO<sub>2</sub> ocasionadas por el sistema de potencia eléctrico de España, que se obtienen del operador del sistema<sup>14</sup>, para los años 2021 y 2022:

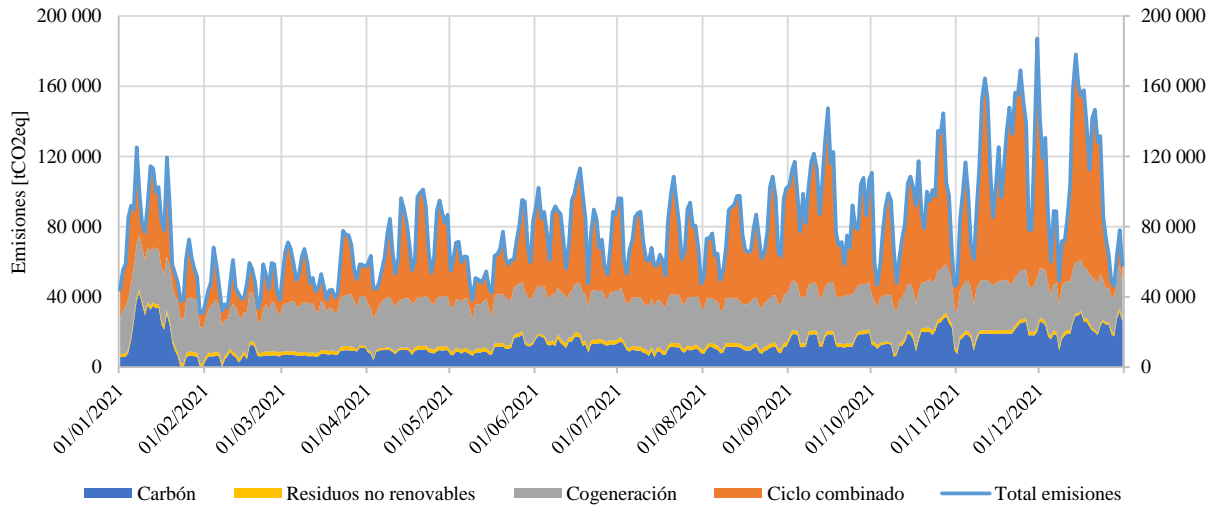


Figura 4-16. Emisiones de CO<sub>2</sub> – generación España (2021).

Fuente: Elaboración propia con datos de REE.

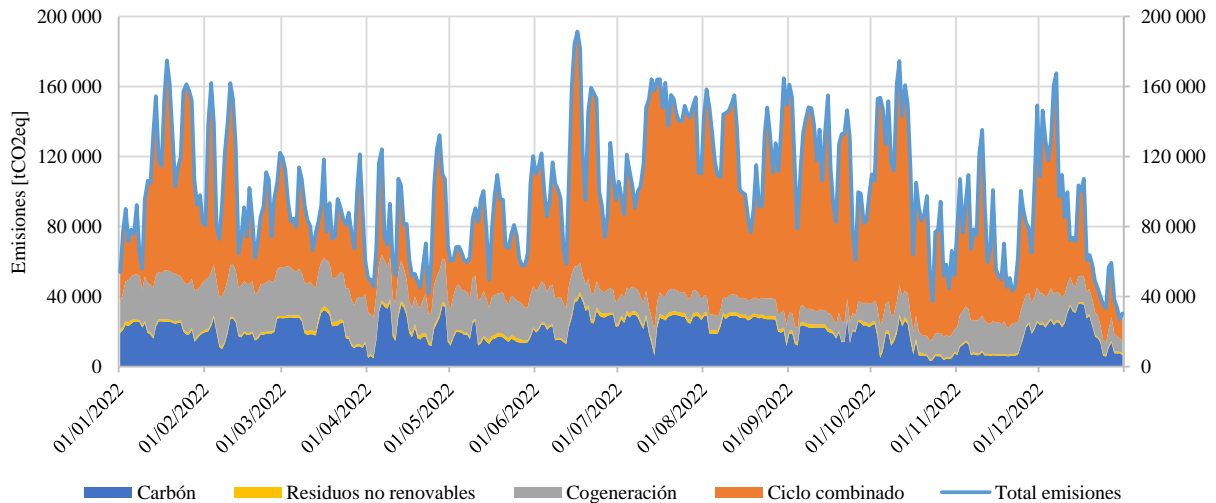


Figura 4-17. Emisiones de CO<sub>2</sub> – generación España (2022).

Fuente: Elaboración propia con datos de REE.

Posteriormente, se necesita la generación eléctrica total del sistema de potencia eléctrico de España, desglosado por tecnologías, para calcular la intensidad de emisiones [tCO<sub>2</sub>eq/MWh], que se obtiene también del operador del sistema<sup>15</sup>, para los años 2021 y 2022:

<sup>14</sup> <https://www.ree.es/es/datos/generacion/no-renovables-detalle-emisiones-CO2>

<sup>15</sup> <https://www.ree.es/es/datos/generacion/estructura-generacion>

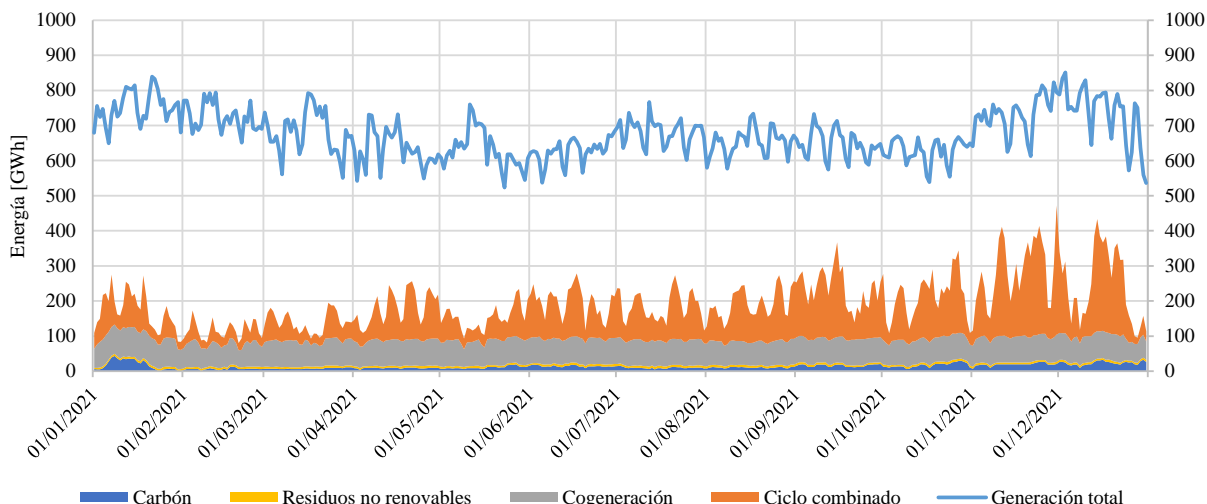


Figura 4-18. Generación no renovable España (2021).

Fuente: Elaboración propia con datos de REE.

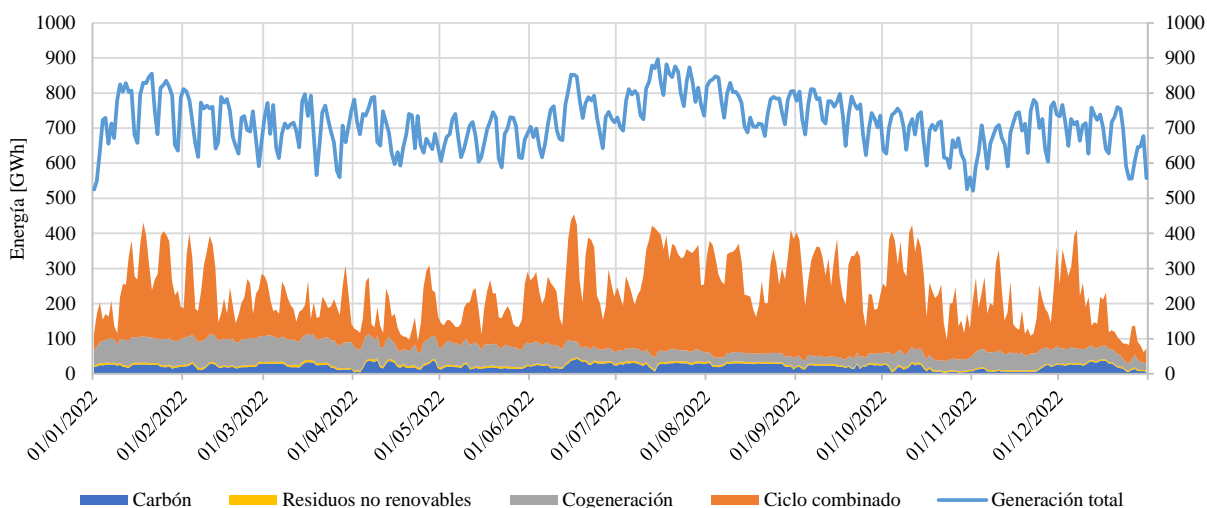


Figura 4-19. Generación no renovable España (2022).

Fuente: Elaboración propia con datos de REE.

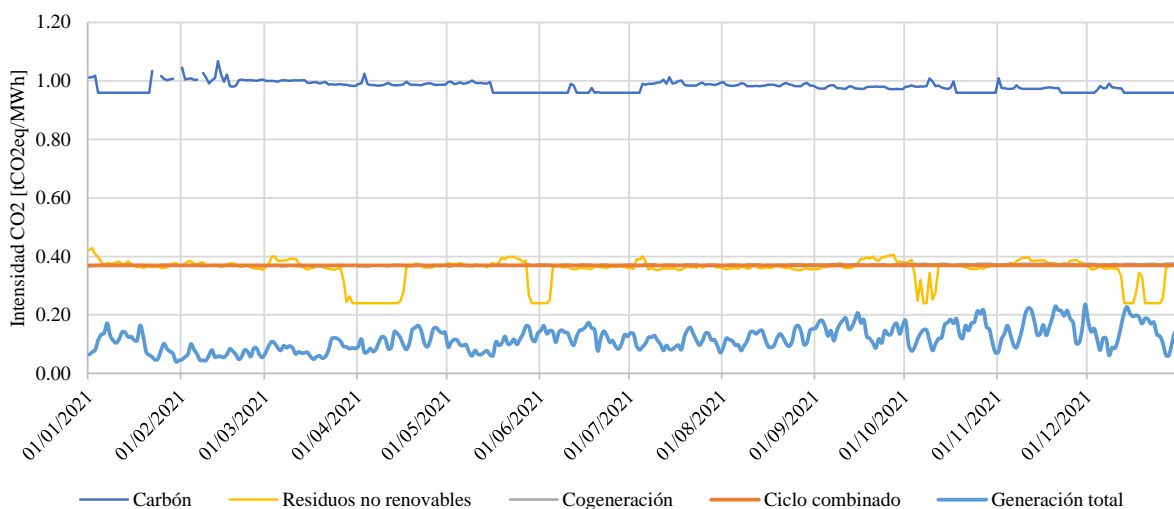


Figura 4-20. Intensidad de emisiones [tCO<sub>2</sub>eq/MWh] (2021).

Fuente: Elaboración propia con datos de REE.



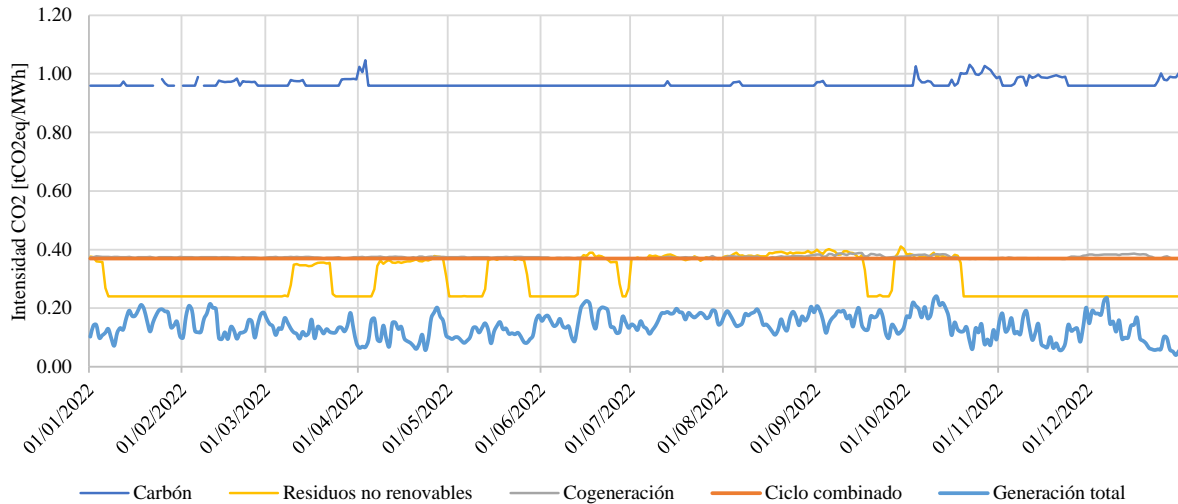


Figura 4-21. Intensidad de emisiones [tCO<sub>2</sub>eq/MWh] (2022).

Fuente: Elaboración propia con datos de REE.

Se multiplica la intensidad de emisiones [tCO<sub>2</sub>eq/MWh] por los precios de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> [€/tCO<sub>2</sub>] para obtener el precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> en [€/MWh] por tecnología no renovable (carbón, residuos no renovables, cogeneración y ciclo combinado).

El anterior procedimiento, permite realizar la comparación de las variables precio de la energía eléctrica, precio del gas y precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> en los mismos términos [€/MWh].

Finalmente, analizamos la composición de costes de las centrales de ciclo combinado con relación al precio de casación del mercado diario de la electricidad de España, para los años 2021 y 2022; utilizando una eficiencia de 0,55 conforme a lo descrito en el Real Decreto-ley 10/2022 de fecha 13/05/2022 y con aplicación a partir del 15/06/2022, que describe el mecanismo temporal para limitar el precio del gas natural en la Península Ibérica ([Disposición 7843 Del BOE Núm. 115, 2022](#)):

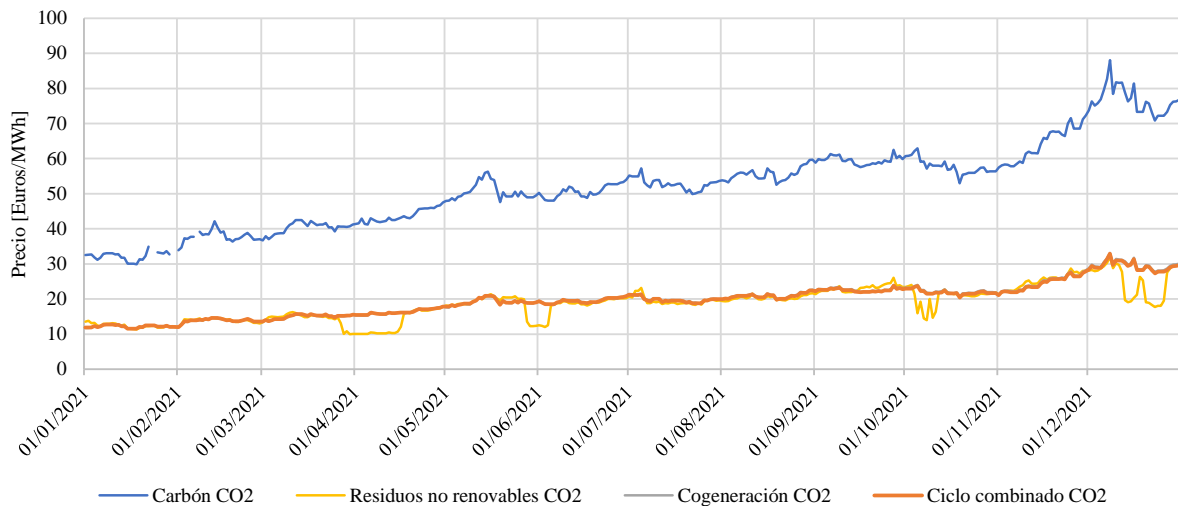


Figura 4-22. Precios de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> en [€/MWh] (2021).

Fuente: Elaboración propia con datos de REE y SENDECO<sub>2</sub>.

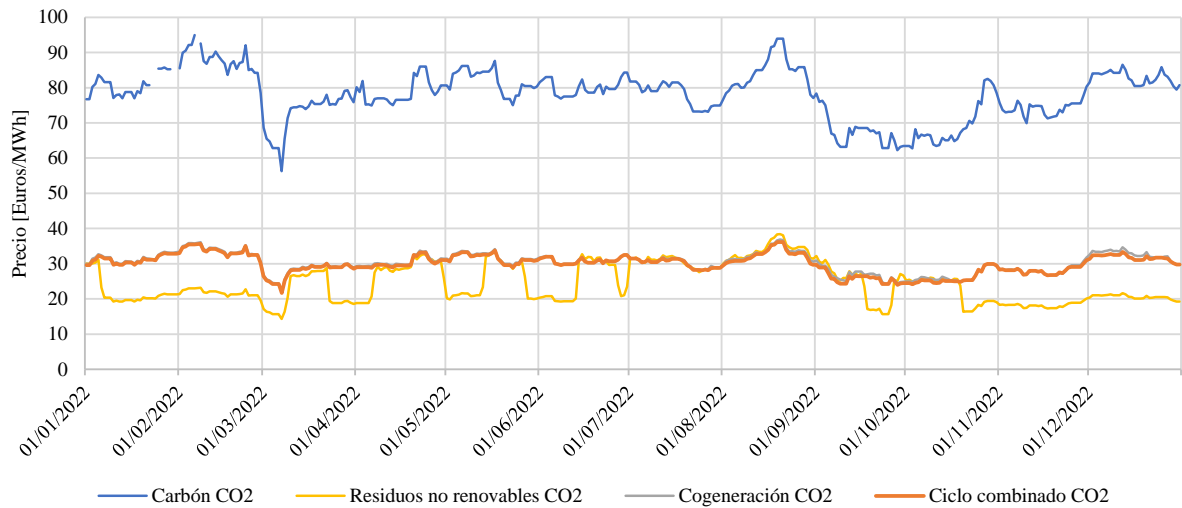


Figura 4-23. Precios de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> en [€/MWh] (2022).

Fuente: Elaboración propia con datos de REE y SENDECO<sub>2</sub>.

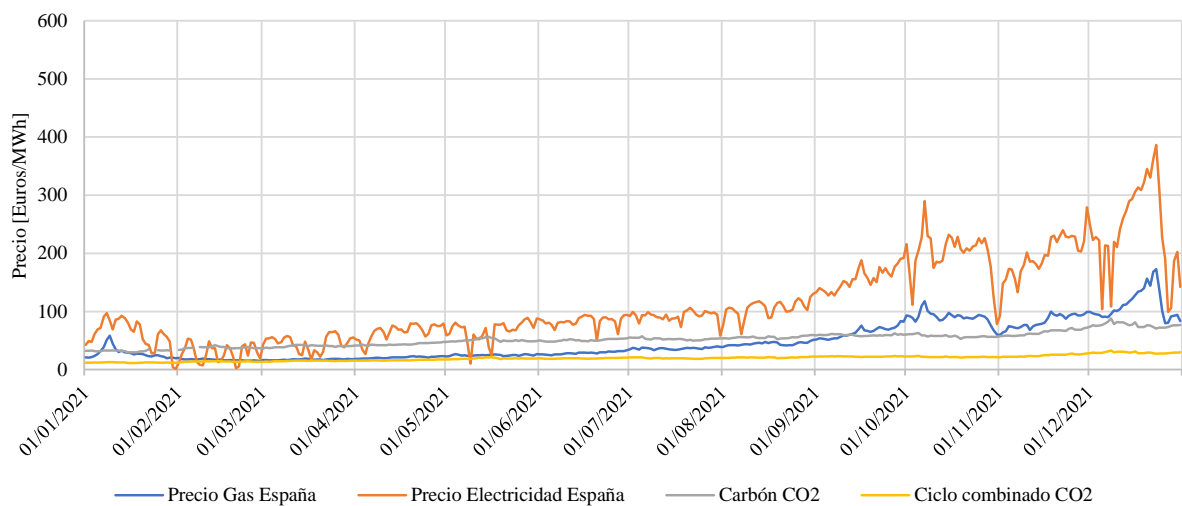


Figura 4-24. Precios diarios de la energía eléctrica, el gas y el CO<sub>2</sub> en [€/MWh] (2021).

Fuente: Elaboración propia con datos del REE, MIBGAS y SENDECO<sub>2</sub>.

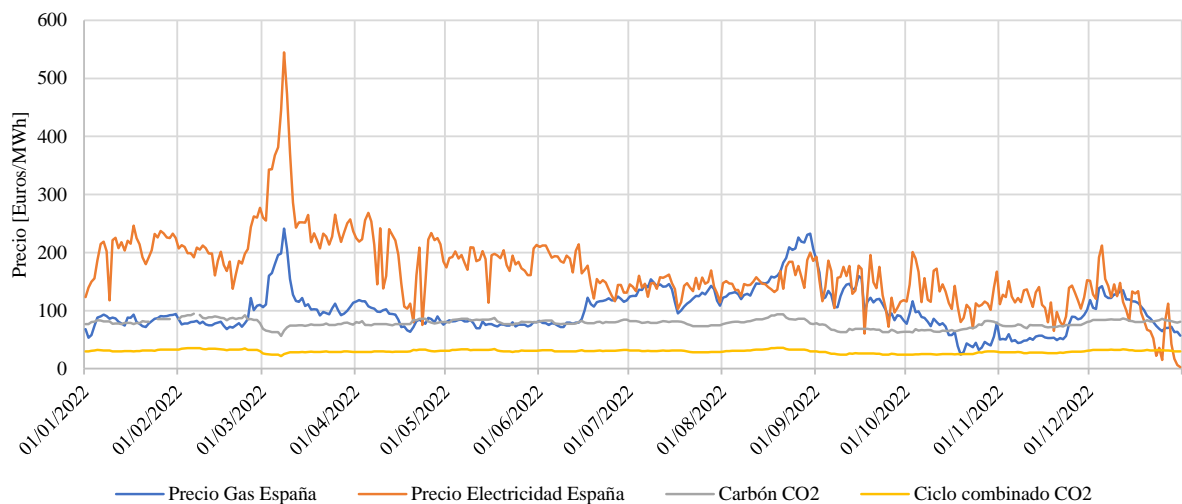


Figura 4-25. Precios diarios de la energía eléctrica, el gas y el CO<sub>2</sub> en [€/MWh] (2022).

Fuente: Elaboración propia con datos del REE, MIBGAS y SENDECO<sub>2</sub>.

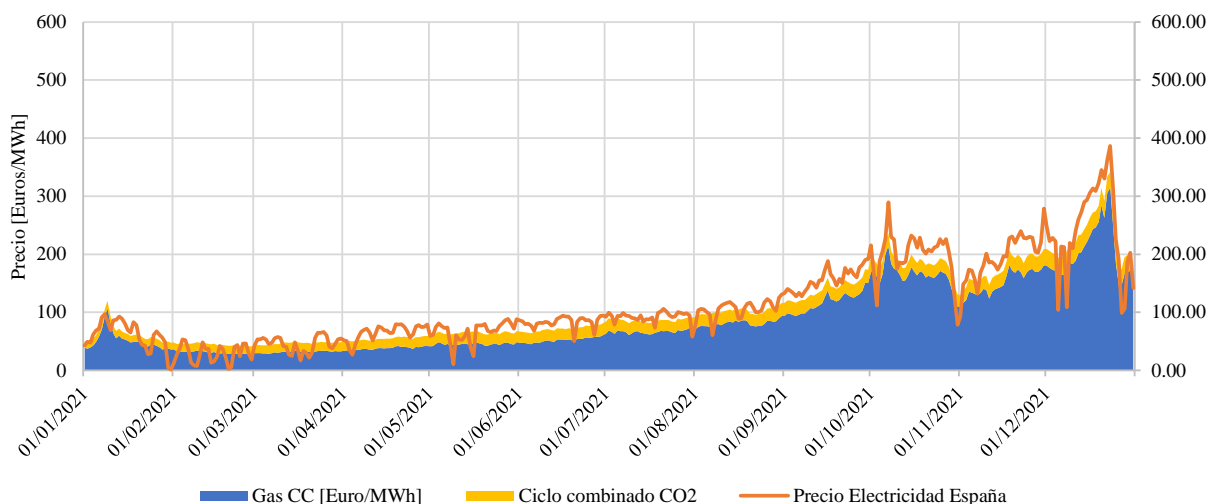


Figura 4-26. Precio de la electricidad versus costes del gas y CO<sub>2</sub> en CC (2021).

Fuente: Elaboración propia con datos del REE, MIBGAS y SENDECO<sub>2</sub>.

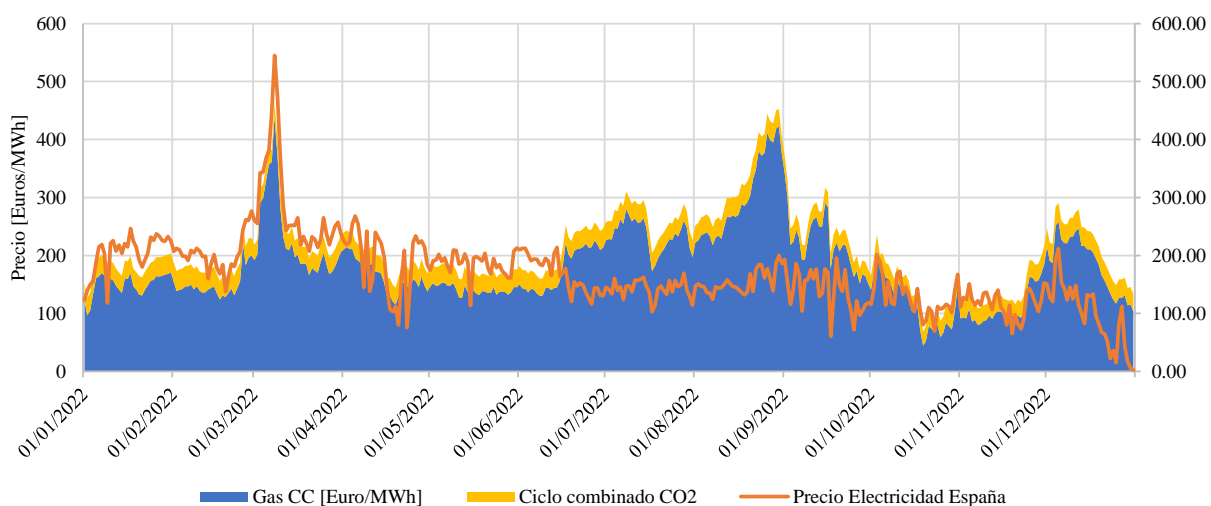


Figura 4-27. Precio de la electricidad versus costes del gas y CO<sub>2</sub> en CC (2022).

Fuente: Elaboración propia con datos del REE, MIBGAS y SENDECO<sub>2</sub>.

## 4.7 Evolución del mercado de electricidad de España

Para determinar la evolución de los precios y volúmenes energéticos y económicos del mercado eléctrico de España, se procede a revisar el “informe anual 2022 del OMIE” (OMIE, 2023), el “informe anual 2021 del OMIE” (OMIE, 2022b), el “informe anual 2020 del OMIE” (OMIE, 2021), el “informe anual 2019 del OMIE” (OMIE, 2020), el “informe de precios 2018 del OMIE” (OMIE, 2019), el “informe de precios 2017 del OMIE” (OMIE, 2018), y el “informe de precios 2016 del OMIE” (OMIE, 2017). A continuación, se presenta una tabla resumen de estos documentos:

Tabla 4–6. Evolución del mercado de electricidad de España.

<b>Precios [€/MWh] y Energía [GWh] en el mercado diario de España</b>							
<b>Concepto</b>	<b>2022</b>	<b>2021</b>	<b>2020</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>2016</b>
Precio medio	167,53	111,93	33,96	47,68	57,29	52,24	39,67
Precio máximo	700,00	409,00	68,90	74,74	84,13	101,99	75,50
Precio mínimo	0,00	0,01	1,02	0,03	2,06	2,30	2,30
Energía mercado diario	174.672,8	176.491,5	174.811,6	177.936,8	182.727,0	192.214,0	183.970,0
Energía bilaterales	86.959,5	71.716,9	66.421,3	69.669,1	-	-	-
<b>Precios [€/MWh] y Energía [GWh] en el mercado intradiario de subastas de España</b>							
<b>Concepto</b>	<b>2022</b>	<b>2021</b>	<b>2020</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>2016</b>
Precio medio	166,71	112,57	34,48	48,01	58,03	53,12	40,60
Precio máximo	750,00	480,59	84,90	82,00	-	-	-
Precio mínimo	-10,00	0,00	0,00	0,00	-	-	-
Energía	30.493,92	31.077,69	29.346,58	32.157,09	33.423,0	31.636,0	28.205,0
<b>Precios [€/MWh] y Energía [GWh] en el mercado intradiario continuo de España</b>							
<b>Concepto</b>	<b>2022</b>	<b>2021</b>	<b>2020</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>2016</b>
Precio medio ponderado	184,12	113,73	35,50	45,57	64,71	-	-
Precio máximo	901,10	484,00	98,00	98,10	180,3	-	-
Precio mínimo	-100,00	-49,91	-23,02	-10,00	0,00	-	-
Energía	6.120,4	6.467,5	5.150,2	2.978,6	809,3	-	-
<b>Precio final medio del sistema eléctrico español [€/MWh] y Energía de la demanda nacional [GWh]</b>							
<b>Concepto</b>	<b>2022</b>	<b>2021</b>	<b>2020</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>2016</b>
Comercializador de referencia	222,32	116,60	41,91	55,38	-	-	-
Mercado libre	202,81	118,83	40,18	53,20	-	-	-
Demanda nacional	204,50	118,62	40,38	53,43	-	-	-
Energía* (datos REE)	235.547,5	242.545,7	236.755,0	249.256,7	253.566,4	252.506,4	249.679,9
<b>Volumen económico de España [millones de €]</b>							
<b>Concepto</b>	<b>2022</b>	<b>2021</b>	<b>2020</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>2016</b>
Mercado diario	29.398	19.930	6.152	8.692	-	-	-
Mercado intradiario subastas	4.644	3.284	959	1.473	-	-	-
Mercado intradiario continuo	1.110	724	197	143	-	-	-
Renta congestión E-P	10	4	3	4	-	-	-
% horas diferencia precio E-P	2,87	2,63	4,08	5,17	-	-	-
Renta congestión E-F	2.083	438	124	168	-	-	-
% horas diferencia precio E-F	73,29	65,19	60,69	77,24	-	-	-

Fuente: Elaboración propia con datos de OMIE.

Tabla 4-7. Evolución de las tecnologías de generación en el mercado eléctrico de España.

<b>Balance eléctrico [GWh] sistema eléctrico peninsular<sup>16</sup></b>							
<b>Concepto</b>	<b>2022</b>	<b>2021</b>	<b>2020</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>2016</b>
<i>Total España</i>	242.245,0	247.753,0	242.809,0	253.979,0	257.998,0	257.293,0	255.758,0
Hidráulica	17.904	29.623	30.628	24.716	34.114	18.447	36.111
Eólica	59.820	59.205	53.802	53.101	48.956	47.508	47.298
Solar fotovoltaica	27.319	20.530	14.925	8.852	7.381	8.001	7.579
Solar térmica	4.123	4.706	4.538	5.166	4.424	5.348	5.071
Otras renovables	5.385	5.461	5.078	4.346	4.280	4.327	4.066
Bombeo generación	3.776	2.649	2.751	1.646	1.994	2.249	3.134
Nuclear	55.984	54.041	55.758	55.824	53.198	55.539	56.022
Carbón	7.686	4.939	4.799	10.671	34.881	42.422	35.011
Ciclo combinado	60.562	37.588	38.356	51.143	26.403	33.648	25.463
Cogeneración	17.728	26.049	26.996	29.581	28.972	28.176	25.874
Otras no renovables	1.761	2.112	1.897	2.072	2.294	2.459	2.471
Saldo internacionales	-19.802	852	3.280	6.862	11.102	9.169	7.658
<b>Porcentaje de horas en las que marca precio cada tecnología en el mercado diario [%]</b>							
<b>Concepto</b>	<b>2022</b>	<b>2021</b>	<b>2020</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>2016</b>
Nuclear	0,1	0,1	0,4	0,0	-	-	-
Renovable, cogeneración, resto	31,6	23,6	29,5	30,1	-	-	-
Hidráulica	37,3	54,9	45,8	40,9	-	-	-
Bombeo generación	11,1	10,2	8,8	6,0	-	-	-
Carbón	3,3	1,5	2,6	9,5	-	-	-
Ciclo combinado	29,6	15,9	20,7	27,3	-	-	-
Importación internacionales	0,0	0,0	0,1	0,3	-	-	-

Fuente: Elaboración propia con datos de REE y OMIE.

En fecha 14/03/2023, el Consejo Europeo presenta su propuesta de mejora a la configuración del mercado europeo de la electricidad ([Propuesta de Reglamento, 2023](#)). Este reglamento tiene el objetivo de acelerar el despliegue de las energías renovables garantizando señales de precios a largo plazo en el mercado. Esta propuesta insta a los Estados miembros a esforzarse por crear las siguientes condiciones de mercado:

- Incentivar los contratos de compraventa de electricidad (CCE). Estos CCE reducen los riesgos de exponerse al precio diario de la energía eléctrica.
- Establecer un sistema de garantía de precios a través de CCE financieros que les permita recibir ingresos adicionales pero a la vez evite reducir la liquidez de los mercados. Estos sistemas deben limitar los ingresos de los agentes de producción que se benefician de la ayuda pública en los periodos que los precios de la energía eléctrica sean elevados, y esta diferencia financiera debe mitigar el impacto de los elevados precios en las facturas de los consumidores finales de electricidad. Adicionalmente, este sistema no debe alterar las señales del mercado, como por ejemplo, que la generación quede fuera cuando los precios estén por debajo de sus costes, y que los consumidores finales reduzcan su demanda cuando los precios sean elevados.
- Configurar mecanismos de capacidad o características adicionales que incentiven la inversión en respuesta de la demanda y almacenamiento, ambas necesarias para que el sistema eléctrico se ajuste a la variabilidad de la generación y la demanda en diferentes horizontes temporales.

<sup>16</sup> <https://www.ree.es/es/datos/balance/balance-electrico>

- Imponer a los agentes de transporte y distribución de electricidad la obligación de publicar y actualizar su información sobre la capacidad disponible en sus zonas de operación y agilizar los tiempos de respuesta a las solicitudes de conexión.
- Controlar que los consumidores finales tengan acceso a una amplia variedad de ofertas de suministro de energía eléctrica en función de sus necesidades, donde los proveedores no puedan modificar unilateralmente las condiciones antes de la expiración del contrato.
- Garantizar la continuidad del suministro a los consumidores finales en caso de falla por parte de su proveedor, designando proveedores de último recurso que puedan satisfacer esta necesidad.
- Permitir el uso compartido de energía eléctrica por parte de los clientes a través de un contrato privado entre estos, que permita empoderar a un grupo más amplio de consumidores.

Las intervenciones públicas a los precios de la electricidad distorsionan el mercado, por lo tanto, estas intervenciones estarán sujetas a condiciones específicas, como la determinación de la existencia de una crisis de precios de la electricidad por parte de la Comisión Europea.

## 4.8 Evolución de las actividades reguladas del mercado de electricidad de España

Como se ha indicado en el apartado 4.1, la sostenibilidad técnica, económica y financiera del sistema eléctrico español requiere de la determinación de peajes y cargos que cubran todos los costes de funcionamiento de este, exceptuando los costes de la energía y la gestión del comercializador por tratarse de actividades liberalizadas. Estos peajes y cargos son repercutidos a todos los consumidores, independientemente de que estos adquieran su energía a precio libre o precio regulado (PVPC precio voluntario para el pequeño consumidor).

Los peajes de acceso y los cargos son únicos en todo el territorio español y están compuestos por dos términos: uno de potencia contratada (término fijo, en función de la potencia que se tiene contratada y se puede utilizar en cualquier momento) y otro de energía consumida (término variable, en función del consumo de energía que llega a las instalaciones desde la red eléctrica). Con lo anterior se consigue que los consumidores que requieren mayor potencia y demanda de energía para desempeñar sus actividades cubran en mayor proporción los costes de las actividades reguladas del sistema eléctrico.

La Ley 3/2013, de 4 de junio, establece que las liquidaciones de las actividades reguladas del sector eléctrico conforme a lo previsto en el Real Decreto 680/2014 sean realizados por la CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia) hasta que el MITECO (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico) asuma esas funciones<sup>17</sup>. Por lo anterior, la CNMC realiza las liquidaciones de los peajes de acceso y cargos de la electricidad, y las liquidaciones de la retribución específica RECORE (fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos)<sup>18</sup>.

Para determinar el porcentaje de participación de todas las partidas de costes asociados al funcionamiento de las actividades reguladas del mercado eléctrico de España, se procede a revisar el “informe sobre la liquidación provisional 14/2022 del sector eléctrico” (CNMC, 2023), el “informe sobre la liquidación definitiva de 2021 del sector eléctrico” (CNMC, 2022), el “informe sobre la liquidación definitiva de 2020 del sector eléctrico” (CNMC, 2021), el “informe sobre la liquidación definitiva de 2019 del sector eléctrico” (CNMC, 2020), el “informe sobre la liquidación definitiva de 2018 del sector eléctrico” (CNMC, 2019), el “informe sobre la liquidación definitiva de 2017 del sector eléctrico” (CNMC, 2018), y el “informe sobre la liquidación definitiva de 2016 del sector eléctrico” (CNMC, 2017). A continuación, se presenta una tabla resumen de estos documentos:

<sup>17</sup> Retribución, peajes y liquidaciones <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/7-1-los-peajes-de-acceso-y-cargos-estructura-costos-y-liquidacion-de-los-ingresos/>

<sup>18</sup> <https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/retribucion-peajes-y-liquidaciones>

Tabla 4-8. Liquidación de las actividades reguladas del sector eléctrico [miles de €].

Concepto	2022	2021	2020	2019	2018	2017	2016
Ingresos peajes de acceso	10.250.035	11.566.324	13.073.827	13.604.647	13.844.020	13.908.909	13.955.911
Ingresos pagos por capacidad	76.711	316.558	622.286	657.949	682.890	683.835	681.111
Otros ingresos regulados	165.925	116.174	72.038	386.495	42.714	135.051	52.912
Ingresos Ley medidas fiscales	3.696.980	1.456.353	1.668.490	1.759.763	2.470.332	2.668.661	2.455.156
Ingresos por CO <sub>2</sub>	2.027.916	2.352.344	929.316	647.359	769.696	459.164	330.301
Otros ingresos externos a peajes	2.760.873	319.769	44.233	42.876	9.772	-330	-384
<b>Total Ingresos</b>	<b>18.978.440</b>	<b>16.127.522</b>	<b>16.410.190</b>	<b>17.099.089</b>	<b>17.819.424</b>	<b>17.855.290</b>	<b>17.475.007</b>
Tasa CNMC (0,15%)	15.417	17.151	19.487	20.056	20.378	20.485	20.559
Combustible nuclear (0,001%)	103	114	130	134	136	136	137
Pagos anualidades déficit	2.409.708	2.371.828	2.708.750	2.696.175	2.735.600	2.819.261	2.840.473
Correcciones de medidas	-1.255	-1.536	955	-855	-1.378	-1.560	4.773
Costes transporte	1.672.118	1.709.998	1.709.998	1.709.998	1.709.998	1.709.998	1.709.997
Costes distribución	5.161.298	5.161.298	5.230.869	5.180.813	5.180.641	5.180.641	5.174.169
Retribución específica RECORE	4.701.330	5.838.080	6.395.460	7.076.476	7.167.760	7.027.603	6.283.494
Retribución no peninsular	63.897	265.724	611.700	776.126	623.320	537.669	592.238
Sistema de interrumpibilidad	9.506	8.761	6.205	8.829	9.298	8.573	6.530
Costes pagos por capacidad	86.443	99.309	117.212	158.996	277.640	402.026	421.187
<b>Total Costes</b>	<b>14.118.565</b>	<b>15.470.727</b>	<b>16.800.766</b>	<b>17.626.748</b>	<b>17.723.393</b>	<b>17.704.832</b>	<b>17.053.557</b>
Saldo año anterior y otros	1.327.427	115.624	506.280	-	-	-	-
Diferencia actividades reguladas	4.859.875	656.795	-390.576	-527.659	96.031	150.458	421.450
<b>Déficit/superávit liquidaciones</b>	<b>6.187.302</b>	<b>772.419</b>	<b>115.704</b>	<b>-</b>	<b>96.031</b>	<b>150.458</b>	<b>421.450</b>

Fuente: Elaboración propia con datos de la CNMC.

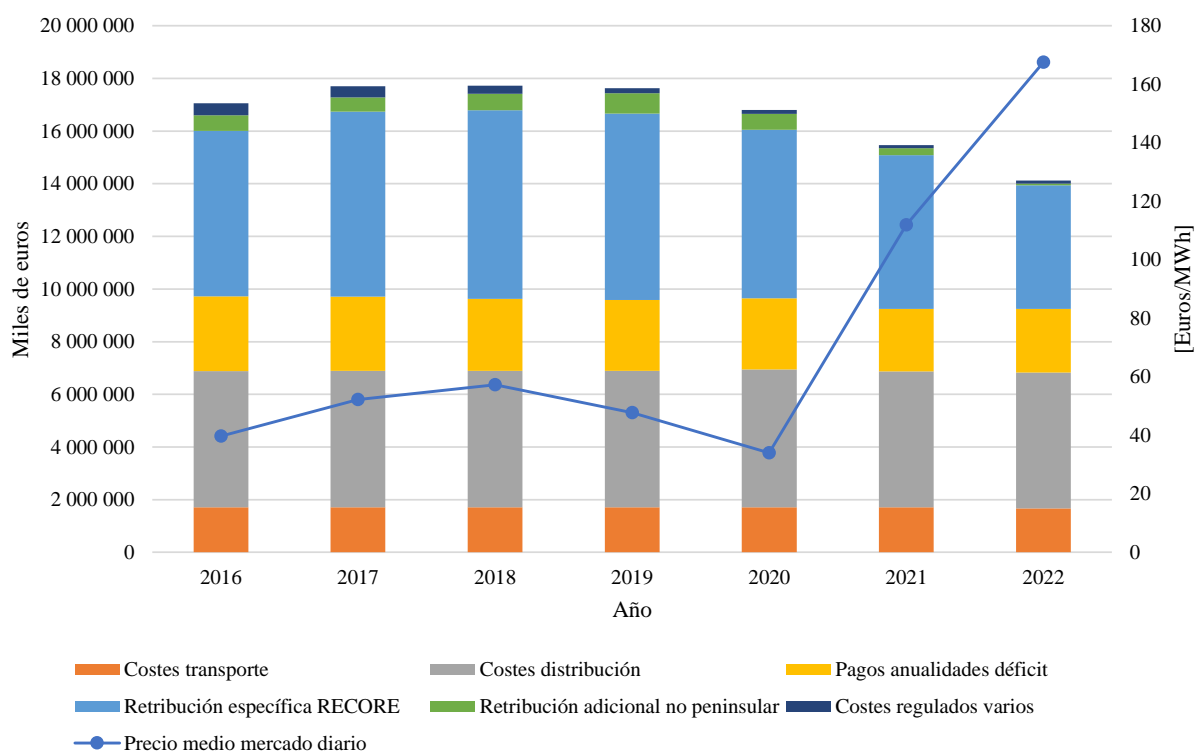


Figura 4-28. Volumen económico de las actividades reguladas del sistema eléctrico español.

Fuente: Elaboración propia con datos de la CNMC.

Los ingresos regulados están compuestos por las siguientes partidas: ingresos de peajes de acceso (que incluyen los cargos), ingresos de pagos por capacidad, ingresos de medidas fiscales, ingresos por los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, y otros ingresos varios. Estos ingresos regulados se mantienen prácticamente constantes, oscilando entre 16.128 M€ y 18.978 M€ durante los años 2016 al 2022.

En cuanto a las partidas de costes regulados se tienen: los costes de transporte, los costes de distribución, los pagos anuales del déficit del sistema eléctrico, la retribución específica RECORE, la retribución adicional no peninsular, y otros costes varios. Estos costes regulados se mantienen prácticamente constantes, oscilando entre 14.119 M€ y 17.723 M€ durante los años 2016 al 2022.



# 5 PROPUESTA DE MODIFICACIÓN EN EL MERCADO DIARIO: DOBLE MERCADO

---

El objetivo de la reforma regulatoria en la industria eléctrica alrededor del mundo es alcanzar mayor eficiencia en la provisión de servicios de generación a través de la competencia de mercado, debido a que en el pasado se tuvieron inversiones ineficientes aprobadas bajo la regulación de una franquicia monopólica, donde los incentivos en el tiempo real eran secundarios, y el sistema eléctrico estaba diseñado y enfocado para cubrir sus costes antes que dar incentivos.

Sin embargo, el diseño original de los mercados de electricidad, fue pensado para grandes centrales térmicas centralizadas, lo que hoy en día no provee señales efectivas de operación e inversión para los diversos participantes en el mercado, por los siguientes motivos:

- Las nuevas tecnologías de generación tienen elevados costes de capital pero bajos costes variables, en contraste con las antiguas tecnologías térmicas con bajos costes de capital pero elevados costes variables. Incluyendo a lo anterior la intermitencia de las fuentes renovables.
- Debido a los costes marginales cercanos a cero, la generación variable provoca una depresión en los precios de la energía y reduce la participación de los generadores existentes, produciendo una reducción de sus ingresos y su factor de capacidad. Estos impactos exacerbaban el desafío de asegurar la suficiencia de ingresos que permita a los generadores recuperar tanto sus costes fijos como variables.
- Un ingreso insuficiente puede llevar a un sistema poco fiable cuando los recursos existentes decidan abandonar el mercado, o nuevos recursos decidan no entrar a este, debido a las incertidumbres sobre la rentabilidad a largo plazo.
- Las compensaciones impuestas por los gobiernos a las tecnologías con costes marginales cero, resultan en precios de energía que pueden ser negativos, provocando que la competencia en mercados sea reemplazada por competencia en recibir subsidios. Al final, es mucho más efectivo penalizar a las emisiones de GEI que subsidiar todo lo demás.

Tomando en cuenta estas premisas, en este capítulo se establece una propuesta de modificación al mercado diario del MIBEL, con la implementación de un doble mercado.

## 5.1 Consideraciones iniciales

Los diseños de mercado son una tarea difícil, donde varios objetivos deben alcanzarse, incluyendo el uso de señales de precios a corto plazo que incentiven inversiones a largo plazo, minimizar el poder de mercado, y proveer incentivos para los suministradores de servicios no relacionados con la energía que son requeridos para el balance de la red.

La elevada penetración de la generación variable requiere incrementar los niveles de flexibilidad para gestionar la subida de la variabilidad e incertidumbre de la carga neta. No está claro si los diseños actuales de mercado entregan o no los incentivos correctos para proveer esta flexibilidad, pudiendo llevar potencialmente a tener problemas de fiabilidad o acciones costosas de salidas del mercado.

Adicionalmente, se debe tener presente que los mercados de la electricidad cuentan con diseños complejos que integran eficientemente los principios económicos con la ingeniería y la física de los sistemas de potencia, por lo que se hace fundamental conocer los conceptos de mercado eficiente, mercado competitivo, producto homogéneo y producto “electricidad”:

- Un mercado eficiente contiene toda la información en los precios, brinda igualdad de oportunidades entre los inversores y no permite que se obtengan rentabilidades extraordinarias por parte de los agentes económicos de este. Sin embargo, todo inversor buscará maximizar su beneficio individual, pero esta rentabilidad adicional sólo será obtenida en el corto plazo y no podrá mantenerse de forma

continuada en el largo plazo, porque sus resultados guiarán al resto de agentes a asignar sus recursos correctamente, indicando cuáles son las decisiones de inversión.

- El anterior mercado debe ser forzosamente competitivo, y esta situación ocurre cuando ninguno de los agentes económicos puede influir en el precio (son precio aceptantes), y se ofrece un producto homogéneo (poco diferenciable entre competidores).
- En la economía un bien o servicio se caracteriza por sus propiedades físicas, por la ubicación y el instante de tiempo en el que se encuentra disponible. Dos bienes o servicios con idénticas propiedades físicas y en un lugar determinado pero en dos fechas diferentes, dejan de ser productos homogéneos.
- El producto “electricidad” no se consume directamente, pero es consumido por un amplio rango de dispositivos que proveen servicios a consumidores industriales, comerciales, y residenciales. Existen dos tipos de requerimientos o restricciones en un sistema de potencia eléctrico. El primer requerimiento consiste en igualar la producción de energía eléctrica con la demanda para cada instante de tiempo (conocido como balance de energía), y el segundo requerimiento está relacionado con las características físicas de la red.

Por todo lo anterior, la controlabilidad del balance de energía es el mayor diferenciador entre los vendedores de electricidad, a los cuales se los puede clasificar en dos grandes grupos: generadores gestionables y generadores no gestionables. La mayoría de los generadores térmicos, geotérmicos o hidráulicos con presa pueden variar su producción controlando el monto de vapor enviado a la turbina (o el volumen de agua en el caso de la hidráulica), por lo que podemos denominarlos generación gestionable. En el caso de los generadores solares, eólicos, de olas o de agua fluyente, la máxima producción en un instante de tiempo determinado está condicionado a las condiciones climáticas, por lo que podemos denominarlos generación no gestionable. Esta generación no gestionable no puede utilizarse para incrementar su producción en respuesta a las condiciones de mercado (aunque si es posible que puedan reducirla). Adicionalmente, los generadores no gestionables pueden bajar rápidamente su producción si las condiciones climáticas cambian, por ejemplo, si pasa una nube que cubra el sol o la velocidad de viento baje de repente.

En ese sentido, se propone una solución de doble mercado, para el mercado diario del MIBEL, donde los productores que cuenten con generadores no gestionables operen en el “primer mercado”, y puedan despachar sus unidades conforme a su disponibilidad de recurso y su pago se realice al precio de su coste nivelado de la energía; y los productores que cuenten con generadores gestionables operen en el “segundo mercado”, y puedan despachar sus unidades conforme al requerimiento y su pago se realice en las mismas condiciones actuales de mercado.



Figura 5-1. Propuesta de doble mercado en el mercado diario del MIBEL.  
Fuente: Elaboración propia.

## 5.2 Metodología

Esta nueva propuesta de organización para el mercado de electricidad debe intentar cumplir los siguientes criterios que se identificaron en la literatura:

- Maximizar el beneficio social.
- El precio del mercado debe proveer señales adecuadas en el corto plazo (recuperación de costes y consumo eficiente) y en la largo plazo (inversiones eficientes).
- Accesibilidad a todos los agentes.
- Respetar las restricciones físicas del sistema y respaldar la seguridad de este.
- Promover la competencia.
- Consistencia de precios a través de la secuencia de mercados, de tal manera que las desviaciones entre el precio del mercado diario y el precio en tiempo real sean resultado solamente de factores de incertidumbre.

La propuesta de doble mercado en el mercado diario del sistema eléctrico del MIBEL se modela de la siguiente manera:

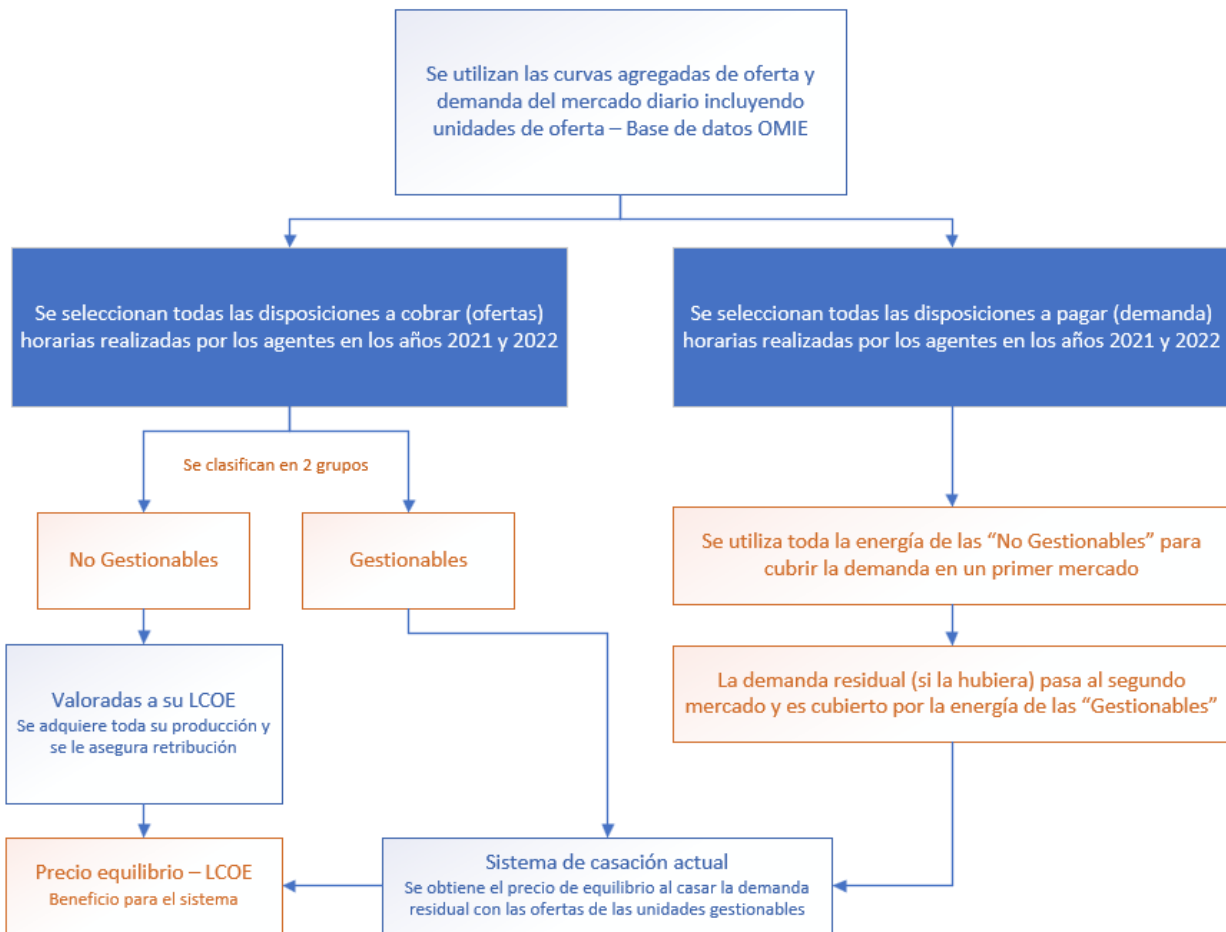


Figura 5-2. Modelización de la propuesta de doble mercado.  
Fuente: Elaboración propia.

La clasificación de las unidades de oferta enunciadas en el OMIE se realiza de la siguiente manera:

Tabla 5–1. Asignación de los dos grupos de oferta en la propuesta de doble mercado.

Gestionable	No gestionable
Ciclo Combinado	RE Mercado Eólica
RE Mercado Térmica no Renovable	RE Mercado Solar Fotovoltaica
Hidráulica Generación	Nuclear
RE Tarifa CUR (uof)	RE Mercado Hidráulica
MIEU-MIP	RE Tar. CUR Solar Fotovoltaica
RE Mercado Térmica Renovable	RE Tar. CUR Eólica
RE Mercado Solar Térmica	RE Tar. CUR Hidráulica
Hulla Antracita	
Hidráulica Bombeo Puro	
Unidad Genérica	
Carbón de Importación	
RE Tar. CUR Térmica no Renovable	
RE Tar. CUR Térmica Renovable	
RE Mercado Geotérmica	

Fuente: Elaboración propia.

Este modelo asegura que se utilice toda la producción de coste marginal o de oportunidad cero y libre de emisiones (lo que no está asegurado en el modelo actual) y, obtiene suficientes ingresos para asegurar su viabilidad. Como limitación, no premia a aquellos clientes que estén dispuestos a flexibilizar consumos (se asume que las preferencias de los consumidores son las mismas). El precio del mercado es el que se obtiene del segundo mercado “Gestionable”, de manera que el precio que se le repercute a un aumento de la demanda, coincide con el coste adicional de generarlo. El regulador del sistema obtiene un beneficio sobre el mercado “No Gestionable” por la diferencia de precios entre los dos mercados (precio de equilibrio menos LCOE), el cuál sería destinado para cubrir parte de los costes correspondientes a las actividades reguladas del sistema.

El régimen retributivo de las “No Gestionables” debe ser suficiente para cubrir todos sus costes y les debe permitir obtener una rentabilidad adecuada durante el tiempo de su vida útil. Por lo anterior, se utiliza el coste nivelado de la energía (LCOE) para calcular la retribución específica para cada una de las tecnologías que forman parte del grupo de las “No Gestionables” e intervienen en el primer mercado del modelo propuesto. Actualmente existen varios modelos de LCOE, como los utilizados en (Bruck *et al.*, 2018) y (Patel *et al.*, 2019), que se desarrollan a continuación:

$$LCOE = \frac{\sum_{i=0}^n \frac{CPE_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=0}^n \frac{E_i}{(1+r)^i}} \quad (5-1)$$

*LCOE*: es el coste nivelado de la energía. Precio de producir la energía eléctrica a valor presente.

*CPE<sub>i</sub>*: es el coste de producir la energía en el año *i* y cada parámetro está dado para su respectivo año. Considera los gastos de capital y los costes de O&M.

*E<sub>i</sub>*: es la energía eléctrica generada en el año *i*.

*r*: es la tasa de descuento. Se aplica para determinar el valor presente de un pago futuro.

*n*: es el tiempo de vida útil de la central eléctrica en años.

$$LCOE = \frac{C_{sys}(n=0) + \sum_{i=1}^n \frac{C_{O\&M}_i}{(1+r)^i} - \frac{C_{rv}}{(1+r)^n}}{\sum_{i=1}^n \frac{E_i}{(1+r)^i}} \quad (5-2)$$

$C_{sys}$ : es el coste pagado durante la instalación (inversión). Incluye la planta, terreno, SSAA.

$C_{O\&M}$ : es el coste de O&M por producir la energía en el año  $i$ .

$C_r$ : es el valor residual del activo al final de su vida útil. Cuando la tasa de depreciación no llega a cero. Coste que se puede recuperar cuando la instalación será desmantelada.

La ecuación (5-2) considera que la inversión se realiza en el momento que inicia la operación comercial de la instalación (día cero) y el sumatorio de los costes de O&M y la energía producida inicia el año 1 hasta el año de fin de la vida útil de la instalación, siendo afectados por la correspondiente tasa de descuento. Adicionalmente, se agrega un término en el numerador que resta el valor residual del activo fijo al final de su vida útil (en caso de que la tasa de depreciación no llegue a cero hasta este punto), y es afectado por la tasa de descuento en ese año.

Para asignar de manera confiable el LCOE a las “No Gestionables”, se utiliza el informe de Lazard (LAZARD, 2021) (una de las principales firmas de asesoramiento financiero y administración de activos; con presencia en 43 ciudades de 27 países distintos):

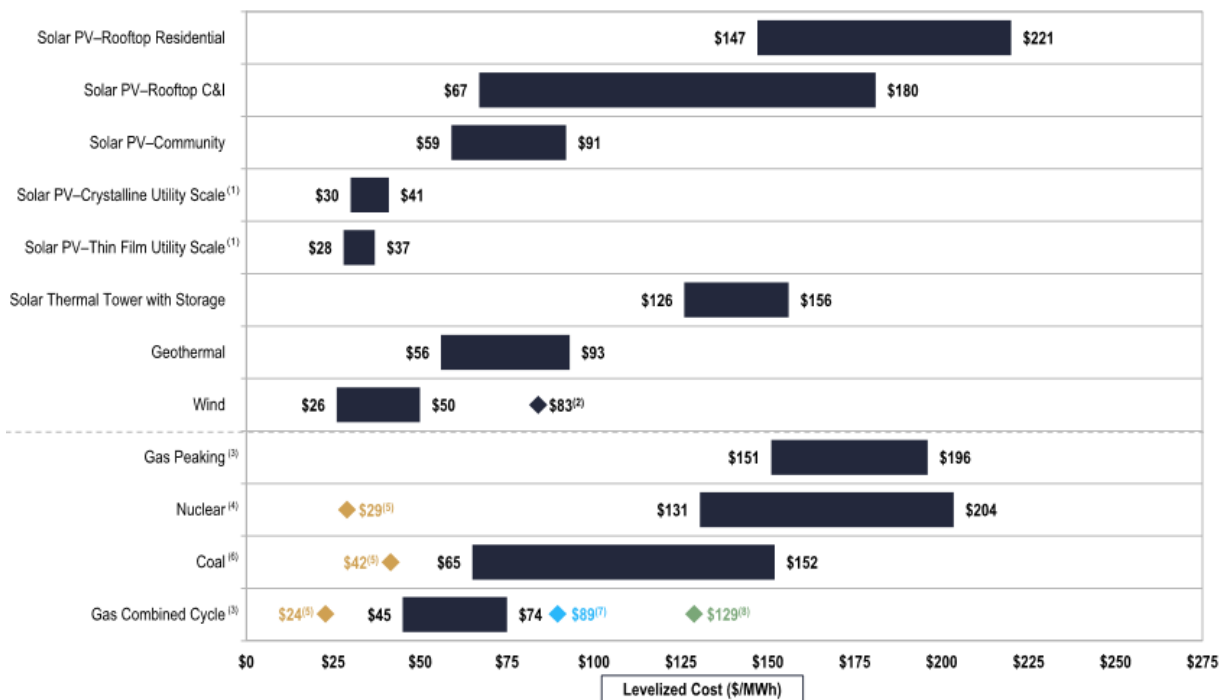


Figura 5-3. Comparación de LCOE (análisis sin subsidio).

Fuente: (LAZARD, 2021).

Lazard ha conducido este análisis comparando el LCOE de varias tecnologías de generación, tanto convencionales como renovables, bajo algunos supuestos operativos. Se ha encontrado que las tecnologías de energía renovable son complementarias a las tecnologías de generación convencional, y su uso seguirá incrementándose por varias razones, incluyendo la mitigación medioambiental, regulación sobre las emisiones de CO<sub>2</sub>, mejora económica a través del avance tecnológico y al incremento de los volúmenes de producción.

En este análisis, Lazard hace una aproximación para determinar el LCOE (USD/MWh) que proporcionaría a los inversionistas una tasa interna de retorno, después de impuestos, igual al coste asumido con recursos propios. Ciertas suposiciones (como por ejemplo la deuda requerida, el retorno de la inversión, estructura de inversión) son idénticas para todas las tecnologías, con el objetivo de aislar los efectos clave que las diferencian, como ser: costes de inversión, factores de capacidad, costes de operación, costes de los combustibles (donde es relevante), y otras métricas importantes. Estas entradas fueron originalmente desarrolladas por una empresa líder en consultoría e ingeniería para la industria de la energía, y mejoradas con el conocimiento comercial de Lazard donde era requerido. Este análisis ha sido enriquecido con entradas adicionales de varios agentes industriales y la interacción con los clientes de Lazard sobre esta temática.

A continuación, se presentan los costes nivelados de la energía utilizados en el modelo de doble mercado para cada instalación tipo de las tecnologías que forman parte del grupo de las “No Gestionables” e intervienen en

el primer mercado del modelo propuesto, que corresponden a los puntos medios de los rangos expuestos en el informe de Lazard, y con una tasa de cambio de 1,0 €/USD:

Tabla 5-2. Asignación de LCOE para las “No Gestionables”.

No gestionable	LCOE [€/MWh]
RE Mercado Eólica	37,5
RE Mercado Solar Fotovoltaica	34,5
Nuclear	29,0
RE Mercado Hidráulica	10,0
RE Tar. CUR Solar Fotovoltaica	34,5
RE Tar. CUR Eólica	37,5
RE Tar. CUR Hidráulica	10,0

Fuente: Elaboración propia con datos de LAZARD.

Los productores con generadores no gestionables operan en el “primer mercado”, y despachan sus unidades conforme a su disponibilidad de recurso. La oferta de estas se realiza al precio de su LCOE:

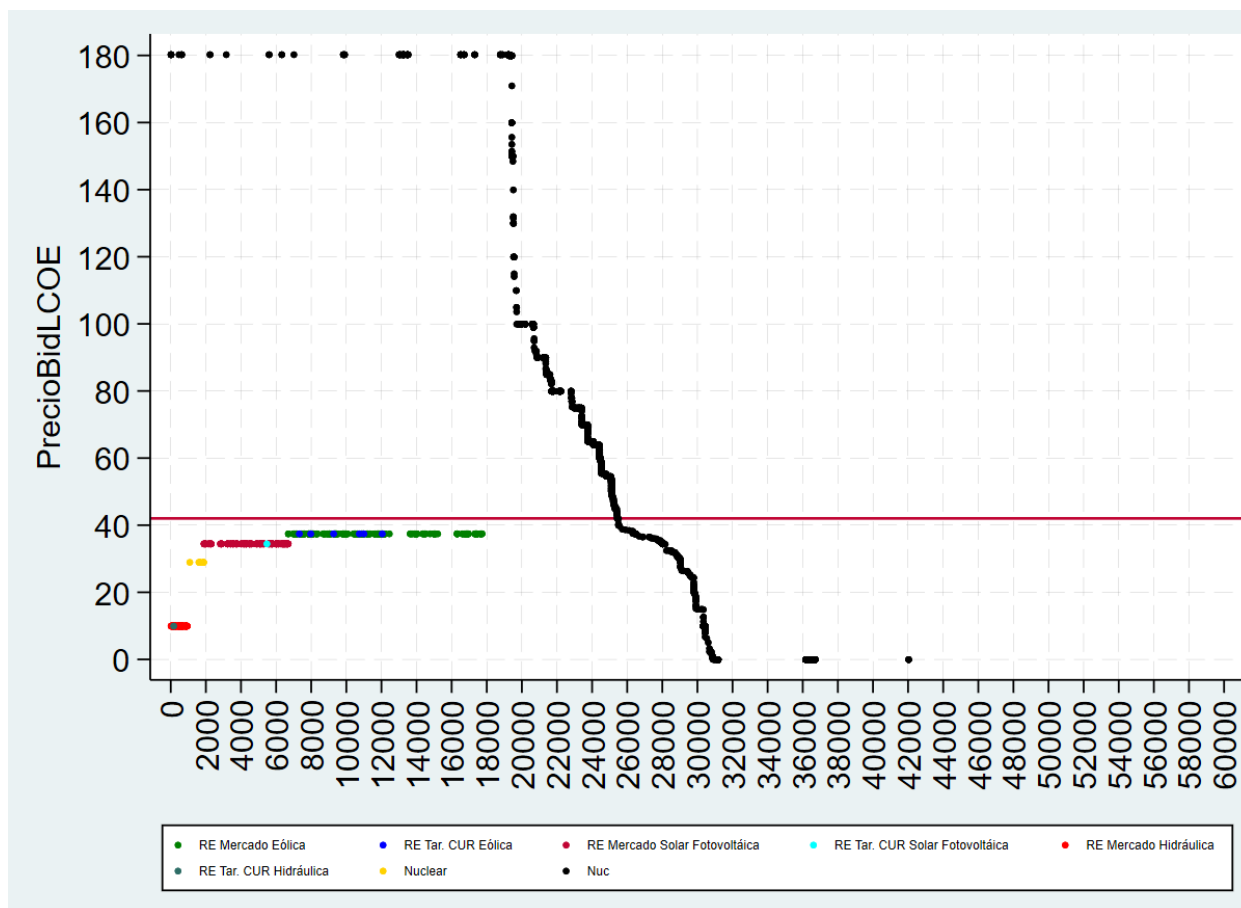


Figura 5-4. Demanda cubierta en el primer mercado.

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos del OMIE.

Se resta de la demanda la energía que producen los generadores no gestionables, y los productores que cuentan con generadores gestionables operan en el “segundo mercado”, despachando sus unidades conforme al requerimiento de la demanda residual y ofertando en las mismas condiciones actuales de mercado:

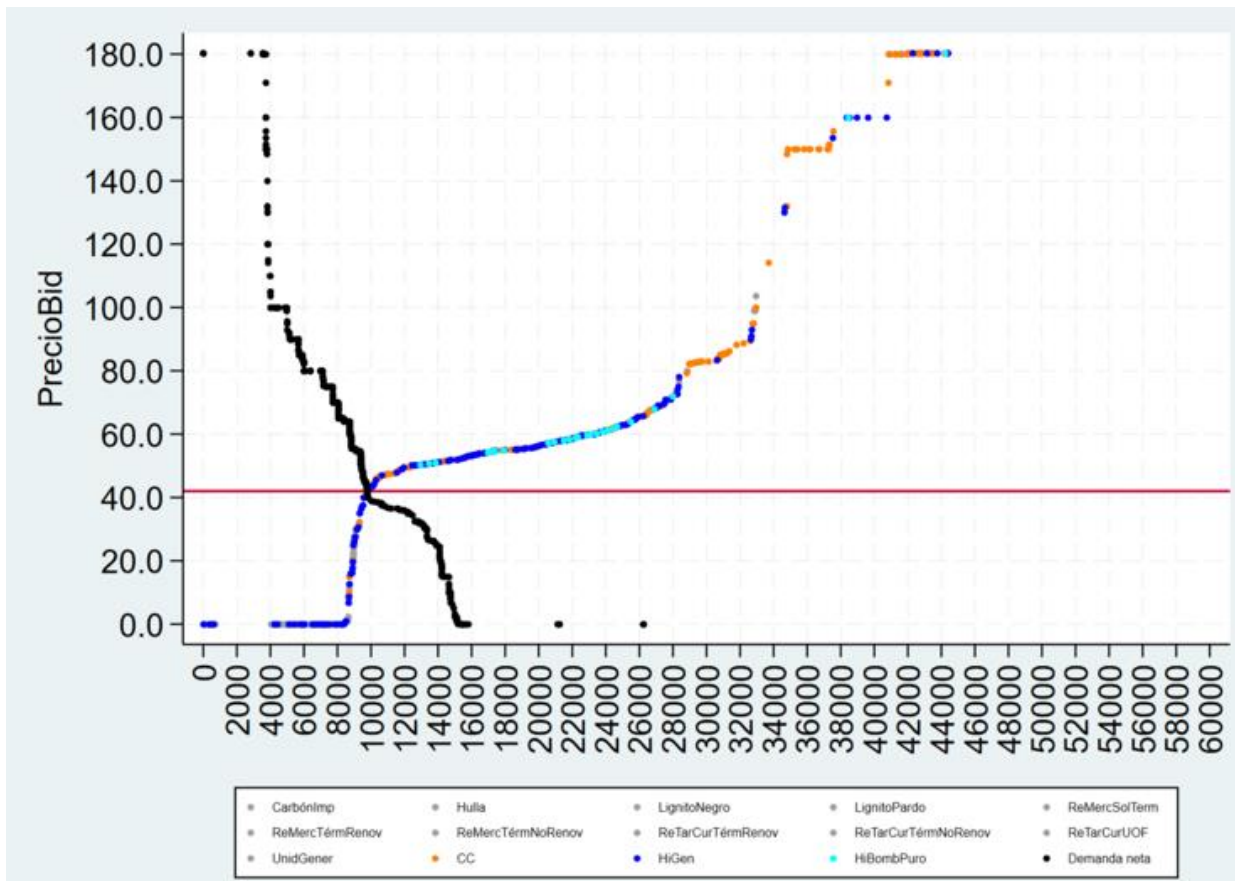


Figura 5-5. Demanda cubierta en el segundo mercado.

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos del OMIE.

La demanda residual se casa con las ofertas de las unidades gestionables valoradas según sus disposiciones a cobrar declaradas, obteniéndose el precio de equilibrio. El regulador obtendrá un beneficio que se calcula como la diferencia entre el precio del mercado y el que se abona a las no gestionables (LCOE), este beneficio servirá para reducir los costes regulados del sistema.

Para evaluar los resultados de la propuesta de modificación del mercado diario del MIBEL, con la implementación de un doble mercado, utilizamos los conceptos básicos de la economía del bienestar<sup>19</sup>:

Excedente total de un mercado: es la suma del excedente del consumidor y el excedente del productor.

Excedente del consumidor: es la diferencia entre la disposición a pagar por un bien o servicio y el precio que realmente se paga por este.

$$EC(Q) = \int_0^{Q_0} (P(Q) - P_0) dQ \quad (5-3)$$

<sup>19</sup><https://es.khanacademy.org/economics-finance-domain/microeconomics/consumer-producer-surplus/consumer-producer-surplus-tut/a/lesson-overview-consumer-and-producer-surplus>

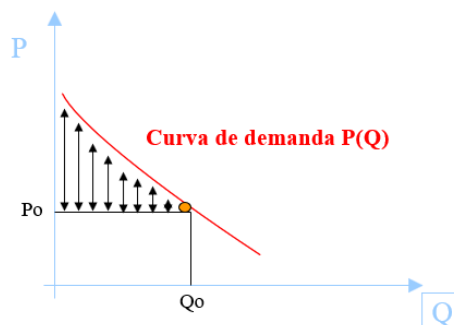


Figura 5-6. Curva de demanda. Beneficio del consumidor.

Fuente: Seminario Cátedra Economía de la Energía y del Medio Ambiente (US).

Excedente del productor: es la diferencia entre el precio al que se ha vendido el bien o servicio y la disposición a cobrar por este.

$$EP(Q) = \int_0^{Q_0} (P_0 - CM(Q))dQ \quad (5-4)$$

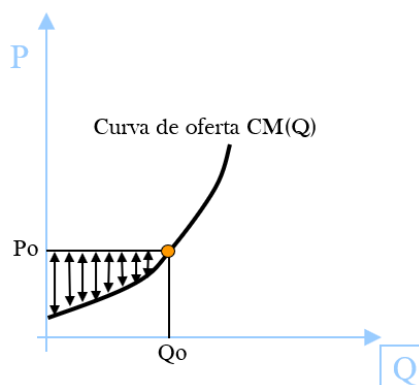


Figura 5-7. Curva de oferta. Beneficio del productor.

Fuente: Seminario Cátedra Economía de la Energía y del Medio Ambiente (US).

El bienestar total se maximiza cuando los productores y los consumidores intercambian un bien o servicio al precio y a la cuantía de equilibrio. Este punto de equilibrio es el más eficiente porque la combinación alcanzada es la que permite obtener el excedente total máximo.

En esta situación tanto productores como consumidores consideran que obtuvieron un buen resultado por el intercambio realizado en el mercado. Los primeros recibieron un precio mayor al que estaban dispuestos a aceptar, y los segundos obtuvieron un precio menor al que estaban dispuestos a pagar.

### 5.3 Resultados

En las figuras a continuación, se presentan los resultados del procesamiento de datos de los ficheros públicos obtenidos del Operador del Mercado – OMIE, correspondientes a la variación entre el precio diario (promedio horario) y la cantidad de energía eléctrica diaria (promedio horario) de lo ocurrido realmente y lo que ocurriría con la aplicación del doble mercado en los años 2021 y 2022:



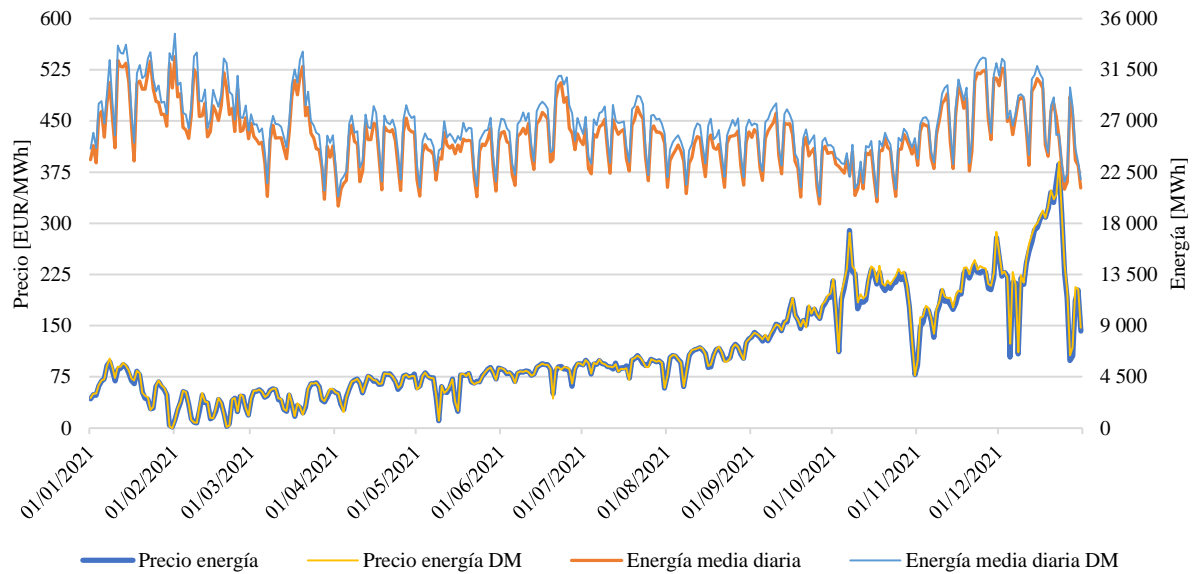


Figura 5-8. Precio y cantidad de energía eléctrica. Real año 2021 y aplicación del DM.  
Fuente: Elaboración propia.

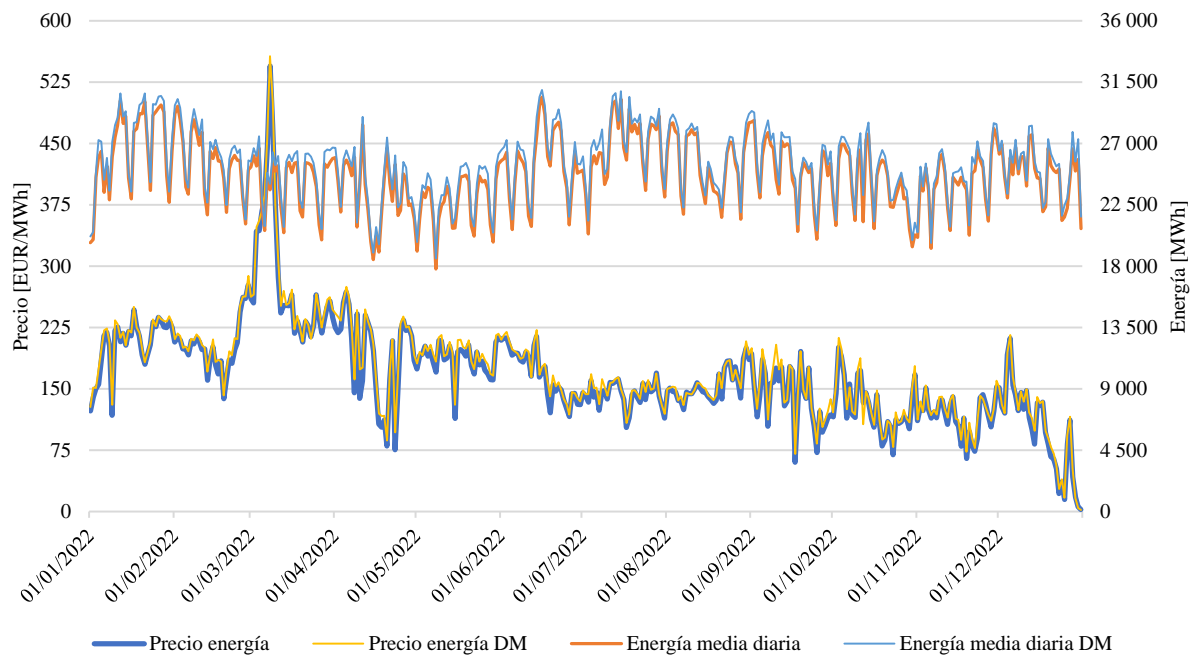


Figura 5-9. Precio y cantidad de energía eléctrica. Real año 2022 y aplicación del DM.  
Fuente: Elaboración propia.

Se puede observar que el precio de la energía eléctrica con la aplicación del doble mercado se mantiene prácticamente igual a lo ocurrido en los años 2021 y 2022. La cantidad de energía eléctrica generada en los años 2021 y 2022 aumenta ligeramente porque algunos agentes del grupo de “No Gestionables” especulaban con precios altos, y con la aplicación del modelo de doble mercado ingresan en el primer mercado con su LCOE respectivo.

Se realiza una comparativa entre la proporción de la generación eléctrica producida por el grupo de “No Gestionables” y el grupo de “Gestionables” en el mercado diario del MIBEL, con resolución diaria para los años 2021 y 2022:

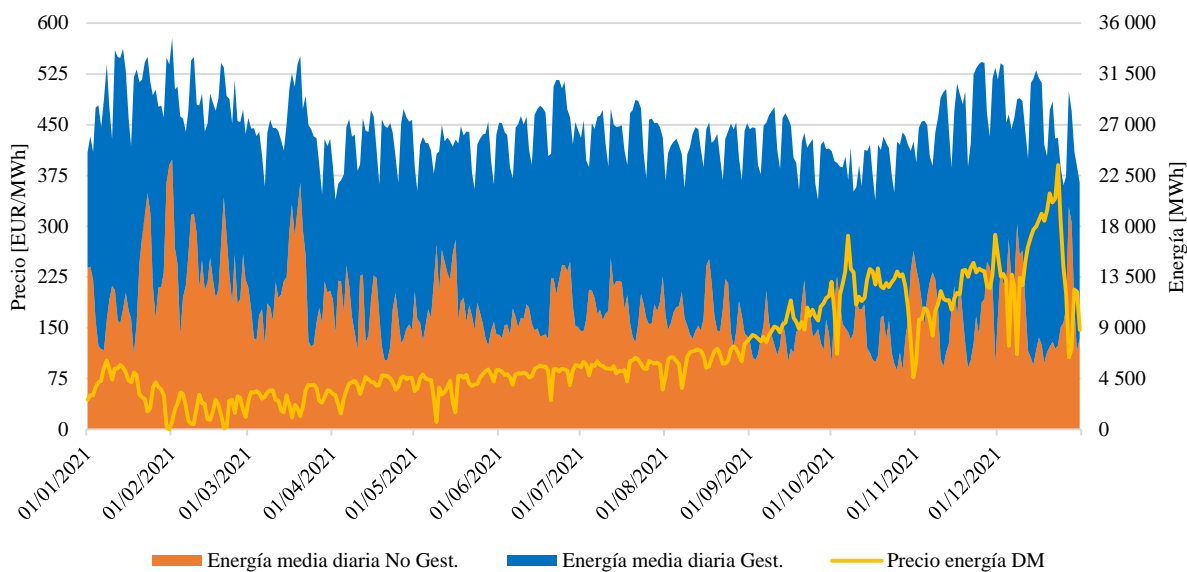


Figura 5-10. Energía generada diferenciando Gestionables de No Gestionables. Año 2021.  
Fuente: Elaboración propia.

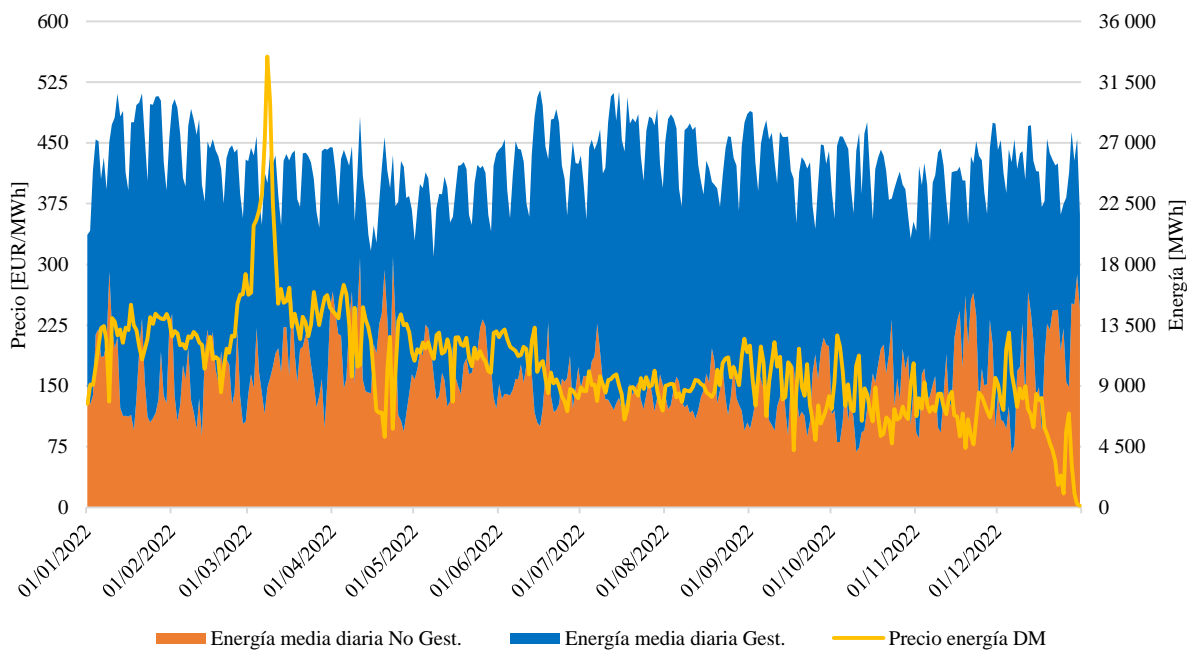


Figura 5-11. Energía generada diferenciando Gestionables de No Gestionables. Año 2022.  
Fuente: Elaboración propia.

Los resultados de la energía eléctrica generada en el mercado diario del MIBEL con la propuesta de doble mercado desglosando por grupo de “Gestionables” y grupo de “No Gestionables” son los siguientes para el año 2021:

Tabla 5–3. Resultados energía generada en el MIBEL con propuesta de DM [MWh]. Año 2021.

<b>Tecnología</b>	<b>Real 2021</b>	<b>No gestionable</b>	<b>Gestionable</b>	<b>Variación [%]</b>
RE Mercado Eólica	56.166.380,0	58.754.196,0		4,61
RE Mercado Solar Fotovoltaica	17.256.548,0	20.462.976,0		18,58
Nuclear	8.161.849,0	9.079.704,0		11,25
RE Mercado Hidráulica	5.236.973,0	5.894.293,0		12,55
RE Tar. CUR Solar Fotovoltaica	598.765,7	598.765,7		0,00
RE Tar. CUR Eólica	580.776,0	580.776,0		0,00
RE Tar. CUR Hidráulica	7.862,5	7.862,5		0,00
Ciclo Combinado	29.493.022,0		30.108.134,0	2,09
RE Mercado Térmica no Renovable	28.889.768,0		28.594.926,0	-1,02
Hidráulica Generación	24.739.374,0		24.915.584,0	0,71
RE Tarifa CUR (uof)	21.750.012,0		21.636.094,0	-0,52
MIEU-MIP	13.507.782,0		13.417.329,0	-0,67
RE Mercado Térmica Renovable	6.937.987,5		6.932.437,0	-0,08
RE Mercado Solar Térmica	5.031.146,0		5.030.772,5	-0,01
Hulla Antracita	2.417.185,0		2.459.526,0	1,75
Hidráulica Bombeo Puro	2.079.076,8		2.172.232,3	4,48
Unidad Genérica	1.660.454,0		1.655.812,5	-0,28
Carbón de Importación	809.961,1		875.425,8	8,08
RE Tar. CUR Térmica no Renovable	14.786,3		14.513,1	-1,85
RE Tar. CUR Térmica Renovable	12.059,5		12.059,5	0,00
RE Mercado Geotérmica	134,4		134,4	0,00
<b>Total</b>	<b>225.351.902,8</b>	<b>95.378.573,2</b>	<b>137.824.980,1</b>	<b>3,48</b>

Fuente: Elaboración propia.

Se puede observar que la cantidad de energía eléctrica generada aumenta ligeramente para los agentes del grupo de “No Gestionables”, porque algunos de estos especulan con precios altos, y con la aplicación del modelo de doble mercado ingresan dentro del primer mercado con su LCOE respectivo. La energía eléctrica generada total del MIBEL en el año 2021 aumenta de 225.351.902,8 MWh a 233.203.553,3 MWh con la aplicación del doble mercado.

En cuanto a las emisiones de CO<sub>2</sub> en el MIBEL, se utiliza la intensidad de emisiones [tCO<sub>2</sub>eq/MWh] promedio del año 2021, que son las siguientes:

- Generación total sistema español: 0,1185 [tCO<sub>2</sub>eq/MWh].
- Generación carbón sistema español: 0,9804 [tCO<sub>2</sub>eq/MWh].
- Generación ciclo combinado sistema español: 0,3700 [tCO<sub>2</sub>eq/MWh].
- Generación cogeneración sistema español: 0,3712 [tCO<sub>2</sub>eq/MWh].
- Generación residuos no renovables sistema español: 0,3545 [tCO<sub>2</sub>eq/MWh].

Para el agente térmica no renovable que figura en los ficheros mensuales con curvas agregadas de oferta y demanda del mercado diario incluyendo unidades de oferta del OMIE, se utiliza la intensidad de emisiones de la cogeneración.

Tabla 5-4. Resultados de las emisiones en el MIBEL con la propuesta de DM [tCO<sub>2</sub>]. Año 2021.

<b>Tecnología</b>	<b>Real 2021</b>	<b>No gestionable</b>	<b>Gestionable</b>	<b>Variación [%]</b>
RE Mercado Eólica	0,0	0,0		
RE Mercado Solar Fotovoltaica	0,0	0,0		
Nuclear	0,0	0,0		
RE Mercado Hidráulica	0,0	0,0		
RE Tar. CUR Solar Fotovoltaica	0,0	0,0		
RE Tar. CUR Eólica	0,0	0,0		
RE Tar. CUR Hidráulica	0,0	0,0		
Ciclo Combinado	10.912.418,14		11.140.009,58	2,09
RE Mercado Térmica no Renovable	10.723.881,88		10.614.436,53	-1,02
Hidráulica Generación	0,0		0,0	
RE Tarifa CUR (uof)	0,0		0,0	
MIEU-MIP	0,0		0,0	
RE Mercado Térmica Renovable	0,0		0,0	
RE Mercado Solar Térmica	0,0		0,0	
Hulla Antracita	2.369.808,17		2.411.319,29	1,75
Hidráulica Bombeo Puro	0,0		0,0	
Unidad Genérica	0,0		0,0	
Carbón de Importación	794.085,86		858.267,45	8,08
RE Tar. CUR Térmica no Renovable	5.488,67		5.387,26	-1,85
RE Tar. CUR Térmica Renovable	0,0		0,0	
RE Mercado Geotérmica	0,0		0,0	
<b>Total</b>	<b>24.805.682,73</b>		<b>25.029.420,12</b>	<b>0,90</b>

Fuente: Elaboración propia.

Adicionalmente, los resultados de la energía eléctrica generada en el mercado diario del MIBEL con la propuesta de doble mercado desglosando por grupo de “Gestionables” y grupo de “No Gestionables” son los siguientes para el año 2022:

Tabla 5–5. Resultados energía generada en el MIBEL con propuesta de DM [MWh]. Año 2022.

<b>Tecnología</b>	<b>Real 2022</b>	<b>No gestionable</b>	<b>Gestionable</b>	<b>Variación [%]</b>
RE Mercado Eólica	49.772.396,0	50.123.188,0		0,70
RE Mercado Solar Fotovoltaica	20.750.728,0	22.769.956,0		9,73
Nuclear	4.752.772,0	5.596.204,5		17,75
RE Mercado Hidráulica	4.177.208,8	4.905.903,5		17,44
RE Tar. CUR Solar Fotovoltaica	635.046,1	635.046,1		0,00
RE Tar. CUR Eólica	252.924,0	252.924,0		0,00
RE Tar. CUR Hidráulica	12.073,3	12.073,3		0,00
Ciclo Combinado	60.341.264,0		60.934.360,0	0,98
RE Mercado Térmica no Renovable	20.905.068,0		20.843.620,0	-0,29
Hidráulica Generación	12.611.270,0		13.180.445,0	4,51
RE Tarifa CUR (uof)	18.295.218,0		18.192.434,0	-0,56
MIEU-MIP	4.416.698,0		4.399.918,0	-0,38
RE Mercado Térmica Renovable	6.423.099,0		6.422.087,0	-0,02
RE Mercado Solar Térmica	4.744.470,5		4.744.293,5	0,00
Hulla Antracita	2.904.027,0		2.915.715,8	0,40
Hidráulica Bombeo Puro	2.300.874,8		2.472.007,5	7,44
Unidad Genérica	2.210.557,3		2.208.211,8	-0,11
Carbón de Importación	2.257.256,0		2.280.026,8	1,01
RE Tar. CUR Térmica no Renovable	16.010,4		15.861,8	-0,93
RE Tar. CUR Térmica Renovable	55.686,5		55.673,2	-0,02
RE Mercado Geotérmica	170,4		170,4	0,00
Import. de agentes externos	1.450,0		1.450,0	0,00
Almacenamiento Venta	75,0		75,0	0,00
<b>Total</b>	<b>217.836.343,1</b>	<b>84.295.295,4</b>	<b>138.666.349,8</b>	<b>2,35</b>

Fuente: Elaboración propia.

Se puede observar que la cantidad de energía eléctrica generada aumenta ligeramente para los agentes del grupo de “No Gestionables”, porque algunos de estos especulan con precios altos, y con la aplicación del modelo de doble mercado ingresan dentro del primer mercado con su LCOE respectivo. La energía eléctrica generada total del MIBEL en el año 2022 aumenta de 217.836.343,1 MWh a 222.961.645,2 MWh con la aplicación del doble mercado.

En cuanto a las emisiones de CO<sub>2</sub> en el MIBEL, se utiliza la intensidad de emisiones [tCO<sub>2</sub>eq/MWh] promedio del año 2022, que son las siguientes:

- Generación total sistema español: 0,1396 [tCO<sub>2</sub>eq/MWh].
- Generación carbón sistema español: 0,9663 [tCO<sub>2</sub>eq/MWh].
- Generación ciclo combinado sistema español: 0,3700 [tCO<sub>2</sub>eq/MWh].
- Generación cogeneración sistema español: 0,3746 [tCO<sub>2</sub>eq/MWh].
- Generación residuos no renovables sistema español: 0,3027 [tCO<sub>2</sub>eq/MWh].

Para el agente térmica no renovable, al igual que para el caso del año 2021, se utiliza la intensidad de emisiones de la cogeneración.

Tabla 5-6. Resultados de las emisiones en el MIBEL con la propuesta de DM [tCO<sub>2</sub>]. Año 2022.

<b>Tecnología</b>	<b>Real 2022</b>	<b>No gestionable</b>	<b>Gestionable</b>	<b>Variación [%]</b>
RE Mercado Eólica	0,0	0,0		
RE Mercado Solar Fotovoltaica	0,0	0,0		
Nuclear	0,0	0,0		
RE Mercado Hidráulica	0,0	0,0		
RE Tar. CUR Solar Fotovoltaica	0,0	0,0		
RE Tar. CUR Eólica	0,0	0,0		
RE Tar. CUR Hidráulica	0,0	0,0		
Ciclo Combinado	22.326.267,69		22.545.713,21	0,98
RE Mercado Térmica no Renovable	7.831.908,11		7.808.887,13	-0,29
Hidráulica Generación	0,0		0,0	
RE Tarifa CUR (uof)	0,0		0,0	
MIEU-MIP	0,0		0,0	
RE Mercado Térmica Renovable	0,0		0,0	
RE Mercado Solar Térmica	0,0		0,0	
Hulla Antracita	2.806.263,05		2.817.558,35	0,40
Hidráulica Bombeo Puro	0,0		0,0	
Unidad Genérica	0,0		0,0	
Carbón de Importación	2.181.265,57		2.203.269,79	1,01
RE Tar. CUR Térmica no Renovable	5.998,16		5.942,49	-0,93
RE Tar. CUR Térmica Renovable	0,0		0,0	
RE Mercado Geotérmica	0,0		0,0	
Import. de agentes externos	0,0		0,0	
Almacenamiento Venta	0,0		0,0	
<b>Total</b>	<b>35.151.702,58</b>		<b>35.381.370,97</b>	<b>0,65</b>

Fuente: Elaboración propia.

Si bien hablar de excedentes es comprometido porque ni la demanda informa su real disposición a pagar, ni la oferta muestra su real disposición para vender a determinada cantidad, se calculan los excedentes del MIBEL en función de las ofertas de compra/venta declaradas al OMIE y el precio de equilibrio obtenido para cada hora del año, para los años 2021 y 2022.

Posteriormente, se calculan los excedentes de los compradores, de los vendedores y del regulador del sistema eléctrico y el precio de equilibrio para cada hora del año aplicando el modelo del doble mercado a las ofertas de compra/venta declaradas al OMIE, para los años 2021 y 2022:

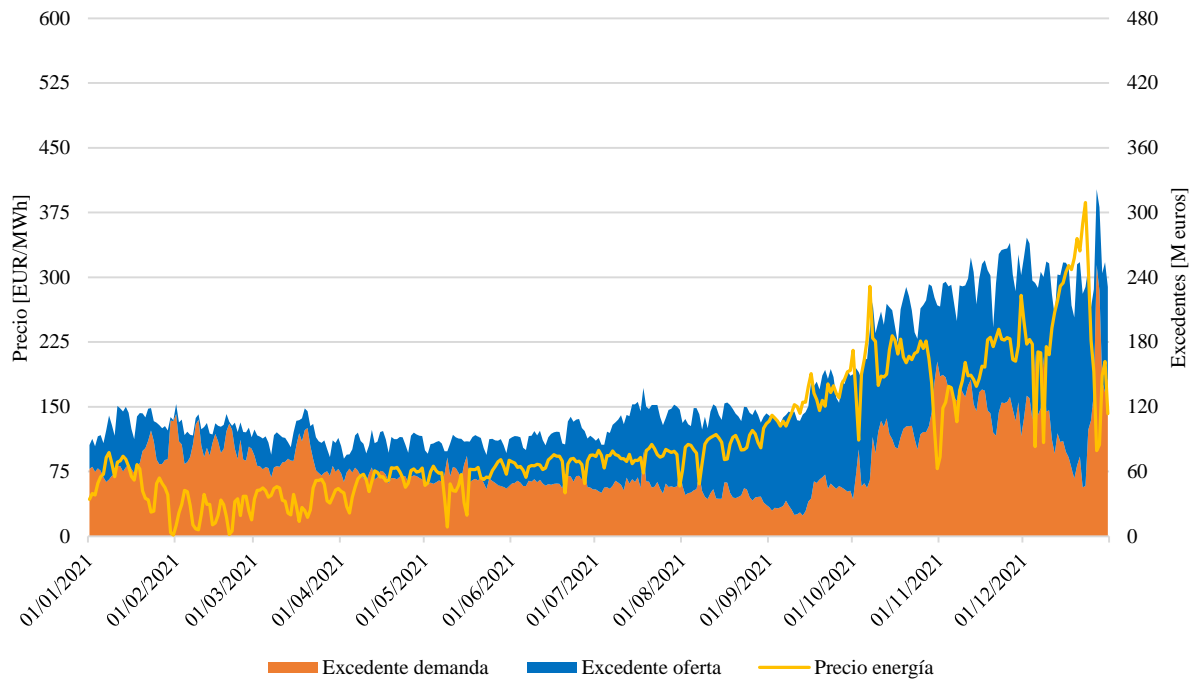


Figura 5-12. Excedentes de demanda y excedentes de oferta – MIBEL año 2021.  
Fuente: Elaboración propia.

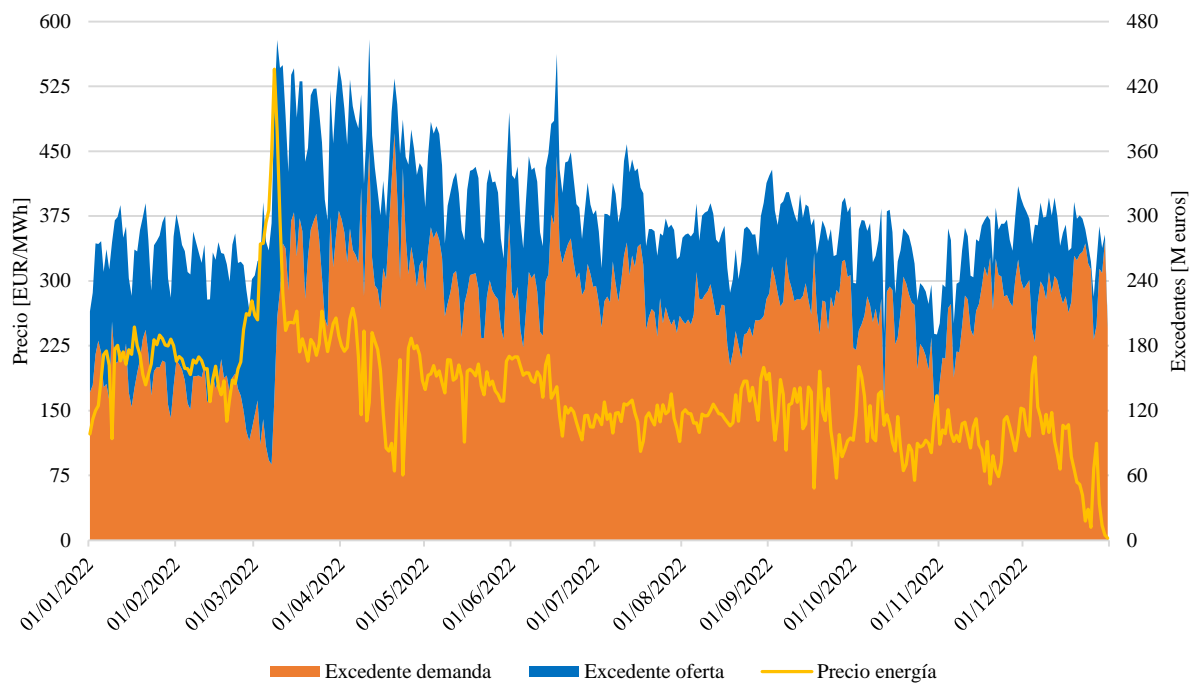


Figura 5-13. Excedentes de demanda y excedentes de oferta – MIBEL año 2022.  
Fuente: Elaboración propia.

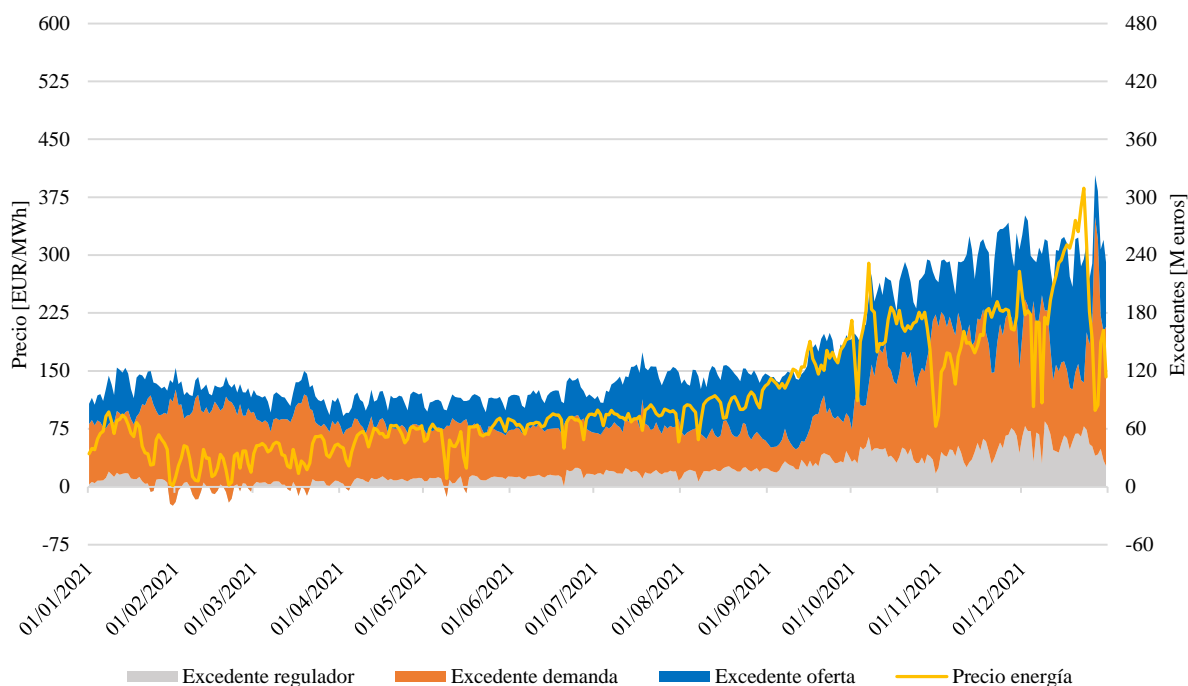


Figura 5-14. Excedentes de demanda y oferta – MIBEL año 2021 con aplicación del DM.  
Fuente: Elaboración propia.

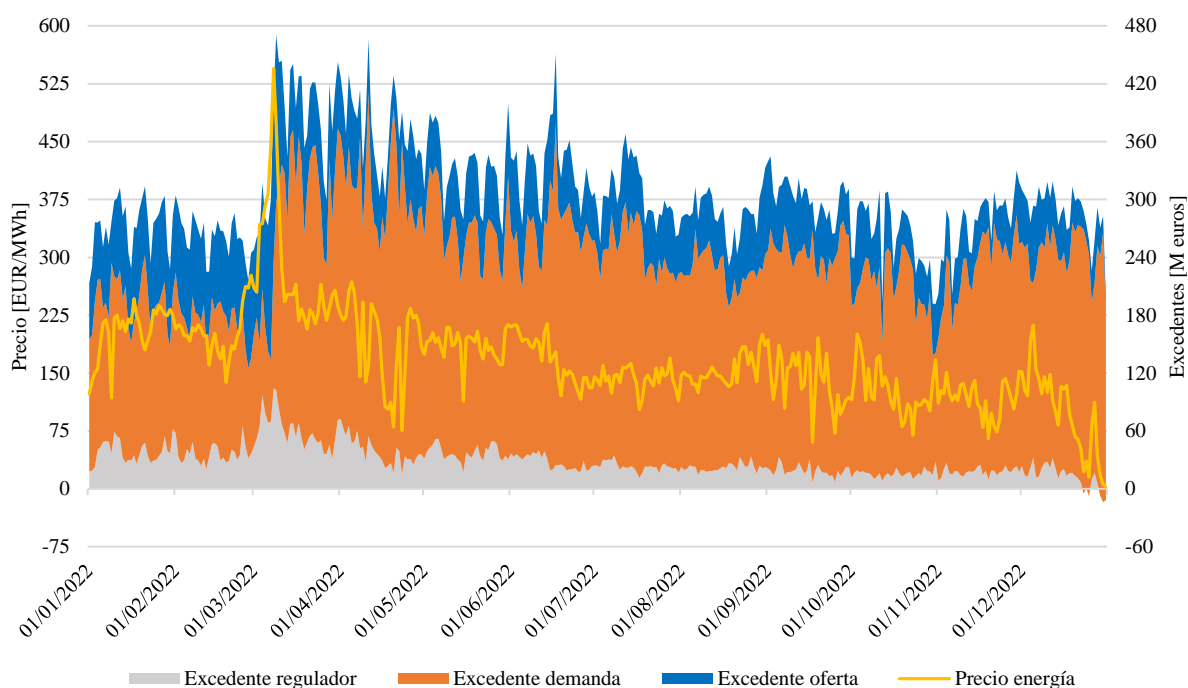


Figura 5-15. Excedentes de demanda y oferta – MIBEL año 2022 con aplicación del DM.  
Fuente: Elaboración propia.

Como se ha indicado en la metodología del presente capítulo, el regulador del sistema obtiene un beneficio sobre el mercado “No Gestionable” por la diferencia de precios entre los dos mercados (precio de equilibrio menos LCOE); cuando el precio de casación en el segundo mercado es inferior al LCOE del primer mercado, el regulador del sistema tiene excedentes negativos, sin embargo, como la mayoría de las horas el precio de equilibrio es superior al LCOE del primer mercado, en el acumulado del año, el regulador del sistema obtiene un excedente positivo de 6.249 M€ para el año 2021 y 10.633 M€ para el año 2022. A continuación se presentan dos tablas con los resultados más importantes, para los años 2021 y 2022:



Tabla 5–7. Resumen de resultados en el MIBEL con la propuesta de DM. Año 2021.

Concepto	Real 2021	Doble mercado	Variación [%]
Precio medio [€/MWh]	112,41	114,34	1,72
Energía [GWh]	225.351,90	233.674,42	3,69
Emisiones de CO <sub>2</sub> [tCO <sub>2</sub> ]	24.805.682,73	25.029.420,12	0,90
Intensidad de emisiones [tCO <sub>2</sub> /MWh]	0,1101	0,1073	-2,50
Excedente del consumidor [M€]	25.360,71	25.258,13	-0,40
Excedente del productor “No Gestionable” [M€]	23.507,24	3.274,02	-22,77
Excedente del productor “Gestionable” [M€]		14.880,33	
Excedente del regulador [M€]	0,00	6.249,08	-
Bienestar social [M€]	48.867,94	49.661,57	1,62

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5–8. Resumen de resultados en el MIBEL con la propuesta de DM. Año 2022.

Concepto	Real 2022	Doble mercado	Variación [%]
Precio medio [€/MWh]	167,54	173,31	3,44
Energía [GWh]	217.770,05	223.308,00	2,54
Emisiones de CO <sub>2</sub> [tCO <sub>2</sub> ]	35.151.702,58	35.381.370,97	0,65
Intensidad de emisiones [tCO <sub>2</sub> /MWh]	0,1614	0,1587	-1,66
Excedente del consumidor [M€]	78.782,37	78.332,73	-0,57
Excedente del productor “No Gestionable” [M€]	31.899,99	2.908,05	-29,55
Excedente del productor “Gestionable” [M€]		19.564,71	
Excedente del regulador [M€]	0,00	10.632,81	-
Bienestar social [M€]	110.682,36	111.438,30	0,68

Fuente: Elaboración propia.

En resumen, el precio de la energía eléctrica del mercado diario se mantiene prácticamente igual a lo ocurrido en los años 2021 y 2022; se expande el mercado al aumentar ligeramente la cantidad de energía eléctrica generada (porque algunos agentes del grupo de “No Gestionables” especulaban con precios altos, y con la aplicación del modelo de doble mercado ingresan dentro del primer mercado con su LCOE respectivo); la intensidad de emisiones reduce al despachar toda la energía de las renovables intermitentes en el primer mercado; se obtiene un excedente de 6.249,08 M€ en el año 2021 y 10.632,81 M€ en el año 2022 para los reguladores del sistema en el MIBEL, que será utilizado para reducir las partidas de costes de las actividades reguladas del sistema eléctrico; se discrimina dos productos diferentes en función de la controlabilidad del balance de energía como mayor diferenciador entre los vendedores de electricidad (“gestionables” y “no gestionables”); y se envían señales para invertir en ambos mercados (en el primer mercado con contratos de largo plazo que remuneren su coste nivelado de la energía, y en el segundo mercado con el despliegue de almacenamiento que permita la gestionabilidad y compita a los precios de este mercado).

Para finalizar, se calcula el porcentaje de ahorro que representa el excedente del regulador obtenido de la aplicación del doble mercado. En el año 2021 este excedente representa el 40,39% de todos los costes regulados del sistema eléctrico español y en el año 2022 representa el 75,31%.

# 6 CONCLUSIONES

---

## 6.1 Conclusiones principales

Las conclusiones principales que se pueden obtener del TFM se indican a continuación:

La reforma regulatoria en la industria eléctrica alrededor del mundo tiene como objetivo principal alcanzar mayor eficiencia en la provisión de servicios de generación a través de la competencia de mercado, debido a que en el pasado se tuvieron inversiones ineficientes aprobadas bajo la regulación de una franquicia monopólica, donde los incentivos en el tiempo real eran secundarios, y el sistema eléctrico estaba diseñado y enfocado para cubrir sus costes antes que dar incentivos.

Los mercados de electricidad actuales, que en su mayoría no han sido diseñados con la noción de que una gran porción del mix sea generación variable (diseñado originalmente para plantas despachables y grandes demandas inflexibles), están creciendo de manera menos efectiva sin realizar sus funciones esenciales: promover la competencia, remunerar la inversión, proveer una operación eficiente, optimizar el mix de producción, dar señales útiles a los consumidores, ser sostenible sin el soporte externo del gobierno, mantener un sistema eléctrico fiable y seguro mientras se obtienen beneficios medioambientales gracias a las energías renovables. Un ingreso insuficiente para los agentes participantes puede llevar a un sistema poco fiable cuando los recursos existentes decidan abandonar el mercado, o nuevos recursos decidan no entrar a este, debido a las incertidumbres sobre la rentabilidad a largo plazo.

Un mercado eficiente debe ser forzosamente competitivo, siendo la única forma donde los precios reflejan toda la información disponible, y los inversores no deben preocuparse por la valoración de sus bienes y servicios, porque estos están perfectamente valorados por el propio mercado. Esta competencia perfecta exige la necesidad de que haya un producto homogéneo y poco diferenciable.

Los mercados de la electricidad cuentan con diseños complejos que integran eficientemente los principios económicos con la ingeniería y la física de los sistemas de potencia, por lo tanto, el desafío está en manejar los fundamentos seriamente, y continuar donde ellos nos guíen: a obtener los precios correctos. Por lo tanto, el mayor error sería continuar creando nuevos productos y subsidios en un intento fallido de reemplazar incentivos de mercado por directivas centrales.

El producto “electricidad” no se consume directamente, pero es consumido por un amplio rango de dispositivos que proveen servicios a consumidores industriales, comerciales, y residenciales. Este producto cuenta con dos tipos de requerimientos o restricciones en un sistema de potencia eléctrica, el primero consiste en igualar la generación de energía eléctrica con la demanda para cada instante de tiempo (conocido como balance de energía), y el segundo relacionado con las características físicas de la red.

La controlabilidad del balance de energía es el mayor diferenciador entre los vendedores de electricidad, a los cuales se los puede clasificar en dos grandes grupos: generadores gestionables y generadores no gestionables. En ese sentido, se ha propuesto una solución de doble mercado, para el mercado diario de la electricidad del MIBEL, donde los productores que cuenten con generadores no gestionables operen en un “primer mercado”, y puedan despachar sus unidades conforme a su disponibilidad de recurso y su pago se realice al precio de su coste nivelado de la energía; y los productores que cuenten con generadores gestionables operen en un “segundo mercado”, y puedan despachar sus unidades conforme al requerimiento y su pago se realice en las mismas condiciones actuales de mercado.

Con la propuesta del doble mercado, el precio de la energía eléctrica del mercado diario se mantiene prácticamente igual a lo ocurrido en los años de estudio (2021 y 2022); se expande el mercado al aumentar ligeramente la cantidad de energía eléctrica generada; la intensidad de emisiones reduce al despachar toda la energía de las renovables intermitentes en el primer mercado; se obtiene un excedente para el regulador del sistema de 6.249,08 M€ en el año 2021 y 10.632,81 M€ en el año 2022, que sería utilizado para reducir las partidas de costes de las actividades reguladas del sistema eléctrico, significando un ahorro de 40,39% para el año 2021 y 75,31% para el año 2022 en el caso de España.

Los resultados de la implementación del doble mercado, en el mercado diario de la electricidad del MIBEL, muestran la obtención de beneficios medioambientales al asegurar la sostenibilidad económica de la producción de electricidad a través de fuentes de energías renovables intermitentes con un contrato de largo plazo que remunere su coste nivelado de la energía, y da señales para la inversión a largo plazo en el despliegue de almacenamiento que pueda competir a los precios del segundo mercado, que a su vez, permitirá mejorar la controlabilidad del balance de energía y también mejorar la operación física de la red, con lo cual se estarían rediseñando los sistemas de potencia eficientemente.

## 6.2 Futuras líneas de investigación

Los conceptos desarrollados y los resultados obtenidos en el presente TFM sugieren diferentes líneas de investigación para incrementar el alcance de los estudios propuestos:

- La mayoría de los consumidores compran la electricidad a las comercializadoras a un precio predefinido fijo, que se caracteriza por ser el coste total promedio más el beneficio administrativo de la empresa, ocasionando que la mayoría de los consumidores se encuentren aislados de la volatilidad de los precios en el mercado mayorista de la electricidad. Por lo tanto, para conseguir el objetivo de detener el cambio climático maximizando el bienestar económico global de la sociedad, se deben realizar estudios sobre el desarrollo de metodologías para la caracterización y análisis del potencial de demandas flexibles, proponiendo posibles mecanismos de mercado que permitan la entrada y participación de estos agentes nuevos y más pequeños, y puedan contribuir a la flexibilidad y fiabilidad del sistema.
- La propuesta de doble mercado en el mercado diario de la electricidad del MIBEL, entre otros beneficios, da señales para la inversión a largo plazo en el despliegue de almacenamiento que pueda competir a los precios del segundo mercado (en las mismas condiciones actuales de mercado). Por lo tanto, para optimizar la controlabilidad del balance de energía y también la operación física de la red, se deben realizar estudios sobre el potencial de almacenamiento convencional (centrales de bombeo), y la necesidad de almacenamiento distribuido (baterías), que permitan la complementariedad a la intermitencia de las fuentes de energías renovables, reduciendo la volatilidad del mercado al cambiar el uso de potencia durante el día mediante operaciones de desplazamiento de la energía en el tiempo.
- Profundizar esta propuesta de diseño de mercado de manera tal que se mantenga una coordinación en la interacción de los distintos módulos de mercado (plazo, diario, intradiario, balance, intercambios internacionales).

Los anexos contienen las bases de datos utilizadas en la elaboración del presente TFM.

## **A. Bases de datos**

### **A.1 Precios horarios del mercado diario de la electricidad de España**

Precio mercado SPOT Diario (de 2021-01-01T00:00:00+01:00 a 2021-12-31T23:00:00+01:00).

Precio mercado SPOT Diario (de 2022-01-01T00:00:00+01:00 a 2022-12-31T23:00:00+01:00).

### **A.2 Energía eléctrica total desglosada en el mercado diario de España**

Generación programada + Consumo bombeo + Cable Baleares PBF (de 2021-01-01 a 2022-12-31).

Generación programada PBF Biogás (de 2021-01-01 a 2022-12-31).

Generación programada PBF Biomasa (de 2021-01-01 a 2022-12-31).

Generación programada PBF Ciclo combinado (de 2021-01-01 a 2022-12-31).

Generación programada PBF Consumo bombeo (de 2021-01-01 a 2022-12-31).

Generación programada PBF Derivados del petróleo ó carbón (de 2021-01-01 a 2022-12-31).

Generación programada PBF Energía residual (de 2021-01-01 a 2022-12-31).

Generación programada PBF Enlace Baleares (de 2021-01-01 a 2022-12-31).

Generación programada PBF Eólica terrestre (de 2021-01-01 a 2022-12-31).

Generación programada PBF Gas Natural Cogeneración (de 2021-01-01 a 2022-12-31).

Generación programada PBF Genéricas (de 2021-01-01 a 2022-12-31).

Generación programada PBF Hidráulica UGH (de 2021-01-01 a 2022-12-31).

Generación programada PBF Hidráulica no UGH (de 2021-01-01 a 2022-12-31).

Generación programada PBF Hulla antracita (de 2021-01-01 a 2022-12-31).

Generación programada PBF Hulla sub-bituminosa (de 2021-01-01 a 2022-12-31).

Generación programada PBF Nuclear (de 2021-01-01 a 2022-12-31).

Generación programada PBF Océano y geotérmica (de 2021-01-01 a 2022-12-31).

Generación programada PBF Residuos domésticos y similares (de 2021-01-01 a 2022-12-31).

Generación programada PBF Residuos varios (de 2021-01-01 a 2022-12-31).

Generación programada PBF Solar fotovoltaica (de 2021-01-01 a 2022-12-31).

Generación programada PBF Solar térmica (de 2021-01-01 a 2022-12-31).

Generación programada PBF Subproductos minería (de 2021-01-01 a 2022-12-31).

Generación programada PBF Turbinación bombeo (de 2021-01-01 a 2022-12-31).

### **A.3 Emisiones y factor de emisión de CO<sub>2</sub> de la generación eléctrica de España**

EMISIONES Y FACTOR DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub> EQ. DE LA GENERACIÓN\_01-01-2021\_31-12-2021.

EMISIONES Y FACTOR DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub> EQ. DE LA GENERACIÓN\_01-01-2022\_31-12-2022.

ESTRUCTURA DE LA GENERACIÓN POR TECNOLOGÍAS\_01-01-2021\_31-12-2021.

ESTRUCTURA DE LA GENERACIÓN POR TECNOLOGÍAS\_01-01-2022\_31-12-2022.

### **A.4 Precios del gas en el Mercado Ibérico del Gas**

MIBGAS\_Data\_2016.xlsx

MIBGAS\_Data\_2017.xlsx

MIBGAS\_Data\_2018.xlsx

MIBGAS\_Data\_2019.xlsx

MIBGAS\_Data\_2020.xlsx

MIBGAS\_Data\_2021.xlsx

MIBGAS\_Data\_2022.xlsx

### **A.5 Precios de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>**

historico-precios-CO<sub>2</sub>-\_2016\_.csv

historico-precios-CO<sub>2</sub>-\_2017\_.csv

historico-precios-CO<sub>2</sub>-\_2018\_.csv

historico-precios-CO<sub>2</sub>-\_2019\_.csv

historico-precios-CO<sub>2</sub>-\_2020\_.csv

historico-precios-CO<sub>2</sub>-\_2021\_.csv

historico-precios-CO<sub>2</sub>-\_2022\_.csv

### **A.6 Curvas agregadas de oferta y demanda del mercado diario incluyendo unidades de oferta**

curva\_pbc\_uof\_20210101.1 - ... - curva\_pbc\_uof\_20210131.1

curva\_pbc\_uof\_20210201.1 - ... - curva\_pbc\_uof\_20210228.1

curva\_pbc\_uof\_20210301.1 - ... - curva\_pbc\_uof\_20210331.1

curva\_pbc\_uof\_20210401.1 - ... - curva\_pbc\_uof\_20210430.1

curva\_pbc\_uof\_20210501.1 - ... - curva\_pbc\_uof\_20210531.1

curva\_pbc\_uof\_20210601.1 - ... - curva\_pbc\_uof\_20210630.1

curva\_pbc\_uof\_20210701.1 - ... - curva\_pbc\_uof\_20210731.1

curva\_pbc\_uof\_20210801.1 - ... - curva\_pbc\_uof\_20210831.1

curva\_pbc\_uof\_20210901.1 - ... - curva\_pbc\_uof\_20210930.1

curva\_pbc\_uof\_20211001.1 - ... - curva\_pbc\_uof\_20211031.1

curva\_pbc\_uof\_20211101.1 - ... - curva\_pbc\_uof\_20211130.1

curva\_pbc\_uof\_20211201.1 - ... - curva\_pbc\_uof\_20211231.1

curva\_pbc\_uof\_20220101.1 - ... - curva\_pbc\_uof\_20220131.1

curva\_pbc\_uof\_20220201.1 - ... - curva\_pbc\_uof\_20220228.1

curva\_pbc\_uof\_20220301.1 - ... - curva\_pbc\_uof\_20220331.1  
curva\_pbc\_uof\_20220401.1 - ... - curva\_pbc\_uof\_20220430.1  
curva\_pbc\_uof\_20220501.1 - ... - curva\_pbc\_uof\_20220531.1  
curva\_pbc\_uof\_20220601.1 - ... - curva\_pbc\_uof\_20220630.1  
curva\_pbc\_uof\_20220701.1 - ... - curva\_pbc\_uof\_20220731.1  
curva\_pbc\_uof\_20220801.1 - ... - curva\_pbc\_uof\_20220831.1  
curva\_pbc\_uof\_20220901.1 - ... - curva\_pbc\_uof\_20220930.1  
curva\_pbc\_uof\_20221001.1 - ... - curva\_pbc\_uof\_20221031.1  
curva\_pbc\_uof\_20221101.1 - ... - curva\_pbc\_uof\_20221130.1  
curva\_pbc\_uof\_20221201.1 - ... - curva\_pbc\_uof\_20221231.1

# REFERENCIAS

- Al Naqbi, S., Tsai, I., & Mezher, T. (2019). Market design for successful implementation of UAE 2050 energy strategy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 116. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109429>
- Arcos Vargas, Á., Núñez Hernández, F., & Ballesteros Gallardo, J. A. (2021). Economic impact of the closure of the Spanish coal plants. *DYNA Ingeniería e Industria*, 96(6), 564–566. <https://doi.org/10.6036/10228>
- Arcos-Vargas, A., Nuñez, F., & Román-Collado, R. (2020). Short-term effects of PV integration on global welfare and CO2 emissions. An application to the Iberian electricity market. *Energy*, 200, 1–15. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117504>
- Arocena Garro, P., & Castro Rodríguez, F. (1998). *Principales problemas económicos derivados de la liberalización del sector eléctrico*.
- Baldick, R., Helman, U., Hobbs, B. F., & O'Neill, R. P. (2005). Design of efficient generation markets. *Proceedings of the IEEE*, 93(11), 1998–2012. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2005.857484>
- Ballesteros Gallardo, J. A., & Núñez Hernández, F. (2021). Efectos a corto plazo del cierre de las centrales de carbón en el mercado eléctrico español. *DYNA Energía y Sostenibilidad*, 1, 1–11.
- Biggar, D. R., & Reza Hesamzadeh, M. (2014). *The Economics of Electricity Markets*. IEEE Press and John Wiley & Sons Ltd.
- Bruck, M., Sandborn, P., & Goudarzi, N. (2018). A Levelized Cost of Energy (LCOE) model for wind farms that include Power Purchase Agreements (PPAs). *Renewable Energy*, 122, 131–139. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.12.100>
- Casado Galdeano, U., & Larrea Basterra, M. (2017). Determinantes del precio de la electricidad en España. *Estadística Española*, 59, 119–149.
- CNMC. (2017). *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia - Resolución por la que se aprueba la liquidación definitiva de las actividades reguladas del sector eléctrico correspondiente al ejercicio 2016*. [www.cnmc.es](http://www.cnmc.es)
- CNMC. (2018). *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia - Informe sobre la liquidación definitiva de 2017 del sector eléctrico*. [www.cnmc.es](http://www.cnmc.es)
- CNMC. (2019). *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia - Informe sobre la liquidación definitiva de 2018 del sector eléctrico*. [www.cnmc.es](http://www.cnmc.es)
- CNMC. (2020). *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia - Informe sobre la liquidación definitiva de 2019 del sector eléctrico*. [www.cnmc.es](http://www.cnmc.es)
- CNMC. (2021). *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia - Informe sobre la liquidación definitiva de 2020 del sector eléctrico*. [www.cnmc.es](http://www.cnmc.es)
- CNMC. (2022). *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia - Informe sobre la liquidación definitiva de 2021 del sector eléctrico*. [www.cnmc.es](http://www.cnmc.es)
- CNMC. (2023). *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia - Informe sobre la liquidación provisional 14/2022 del sector eléctrico. Análisis de los resultados y de los desvíos respecto de la previsión anual de los ingresos y costes del sistema eléctrico*. [www.cnmc.es](http://www.cnmc.es)
- Cochran, J., Miller, M., Milligan, M., Ela, E., Arent, D., & Bloom, A. (2013). *Market Evolution: Wholesale Electricity Market Design for 21st Century Power Systems*. <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/57477.pdf>
- Comisión Europea. (2019). *Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones - El Pacto Verde Europeo*.
- Comisión Europea. (2021). *Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité*

*Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones - Objetivo 55: cumplimiento del objetivo climático de la UE para 2030 en el camino hacia la neutralidad climática.*

- DNV, & ACER. (2021). *Study on a methodology to benchmark the performance of the EU member states in terms of: efficient price formation and easy market entry and participation for new entrants and small actors.*
- Ela, E., Milligan, M., Bloom, A., Botterud, A., Townsend, A., & Levin, T. (2014). *Evolution of Wholesale Electricity Market Design with Increasing Levels of Renewable Generation.* www.nrel.gov/publications.
- ENTSO-E. (2019). *European Network of Transmission System Operators for Electricity - Vision on Market Design and System Operation towards 2030.* https://vision2030.entsoe.eu/
- Hogan, W. W. (2019). Market Design Practices: Which Ones Are Best? *IEEE Power and Energy Magazine*, 17(1). https://doi.org/10.1109/MPE.2018.2871736
- Hogan, W. W. (2022). Electricity Market Design and Zero-Marginal Cost Generation. *Current Sustainable/Renewable Energy Reports*, 9(1), 15–26. https://doi.org/10.1007/s40518-021-00200-9
- IRENA. (2022). *International Renewable Energy Agency - RE-organising power systems for the transition.* www.irena.org
- Disposición 13645 del BOE núm. 310, Pub. L. No. 13645, Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (2013).
- Disposición 7843 del BOE núm. 115, Pub. L. No. 7843, Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista (2022). https://www.boe.es
- Key, M., & Robinson, D. (2018). The decarbonised electricity system of the future: the two market approach. *Scipedia*, 1–9.
- LAZARD. (2021). *Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis—Version 15.0.*
- Leslie, G. W., Stern, D. I., Shanker, A., & Hogan, M. T. (2020). Designing electricity markets for high penetrations of zero or low marginal cost intermittent energy sources. *Electricity Journal*, 33(9). https://doi.org/10.1016/j.tej.2020.106847
- Lozano, F., Villa, E., & Monsalve, S. (1997). El modelo Arrow-Debreu es un modelo estático. *Cuadernos de Economía*, 16(26), 21–46. https://revistas.unal.edu.co/index.php/ceconomia/article/view/12686
- MacGill, I., & Esplin, R. (2020). End-to-end electricity market design - some lessons from the Australian National Electricity Market. *Electricity Journal*, 33(9). https://doi.org/10.1016/j.tej.2020.106831
- Milligan, M., Frew, B. A., Bloom, A., Ela, E., Botterud, A., & Townsend, A. (2016). Wholesale electricity market design with increasing levels of renewable generation: Revenue sufficiency and long-term reliability. *Electricity Journal*, 29(2), 26–38. https://doi.org/10.1016/j.tej.2016.02.005
- MITECO. (2020). *Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico - Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050.*
- MITECO. (2021). *Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico - Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030.*
- OMIE. (2017). *Operador del Mercado Ibérico de Energía (Polo Español) - Informe de precios 2016.*
- OMIE. (2018). *Operador del Mercado Ibérico de Energía (Polo Español) - Informe de precios 2017.*
- OMIE. (2019). *Operador del Mercado Ibérico de Energía (Polo Español) - Informe de precios 2018.*
- OMIE. (2020). *Operador del Mercado Ibérico de Energía (Polo Español) - Evolución del mercado de electricidad: Informe anual 2019.*
- OMIE. (2021). *Operador del Mercado Ibérico de Energía (Polo Español) - Evolución del mercado de electricidad: Informe anual 2020.*
- OMIE. (2022a). *Operador del Mercado Ibérico de Energía (Polo Español) - Detalle del funcionamiento del*



*mercado intradiario.*

- OMIE. (2022b). *Operador del Mercado Ibérico de Energía (Polo Español) - Evolución del mercado de electricidad: Informe anual 2021.*
- OMIE. (2022c). *Operador del Mercado Ibérico de Energía (Polo Español) - Funcionamiento del mercado diario.*
- OMIE. (2022d). *Operador del Mercado Ibérico de Energía (Polo Español) - Reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica.*
- OMIE. (2023). *Operador del Mercado Ibérico de Energía (Polo Español) - Evolución del mercado de electricidad: Informe anual 2022.*
- Reglamento (UE) 2021/1119, Pub. L. No. 2021/1119, Legislación europea sobre el clima (2021).
- Propuesta de Reglamento, Para mejorar la configuración del mercado de la electricidad de la Unión (2023).
- Patel, M. T., Asadpour, R., Woodhouse, M., Deline, C., & Alam, M. A. (2019). LCOE\*: Re-thinking LCOE for Photovoltaic Systems. *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 1711–1713. <https://doi.org/10.1109/PVSC40753.2019.8980486>
- Peng, D., & Poudineh, R. (2019). Electricity market design under increasing renewable energy penetration: Misalignments observed in the European Union. *Utilities Policy*, 61, 1–13. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2019.100970>
- Silva-Rodriguez, L., Sanjab, A., Fumagalli, E., Virag, A., & Gibescu, M. (2022). Short term wholesale electricity market designs: A review of identified challenges and promising solutions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 160. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112228>
- Woo, C. K., Milstein, I., Tishler, A., & Zarnikau, J. (2019). A wholesale electricity market design sans missing money and price manipulation. *Energy Policy*, 134. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.110988>
- Zhou, H., Tu, Z., Talukdar, S., & Marshall, K. C. (2005). Wholesale electricity market failure and the new market design. *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 1, 503–508. <https://doi.org/10.1109/pes.2005.1489692>

# GLOSARIO

---

ACER: Agency for the Cooperation of Energy Regulators	53
aFFR: automatic Frequency Restoration Reserve	51
AVB: Almacenamiento Virtual de Balance	53
CCE: Contratos de Compraventa de Electricidad	64
CMVM: Comisión del Mercado de Valores Mobiliarios	43
CNMC: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia	65
CNMV: Comisión Nacional del Mercado de Valores	43
DER: Distributed Energy Resources	12
DNV: Det Norske Veritas	13
DSO: Distribution System Operator	16
DSS: Demand Subscription Service	22
EAU: Emiratos Árabes Unidos	23
ENTSO-E: European Association for the Cooperation of TSOs for Electricity	21
EPC: Engineering, Procurement and Construction	23
FCAS: Frequency Control Ancillary Services	13
FSL: Firm Service Level	23
GCT: Gate Closure Timing	16
GEI: Gases de Efecto Invernadero	32
IPCC: Intergovernmental Panel on Climate Change	2
IPP: Independent Power Producers	23
ISO: Independent System Operator	18
JCR: Journal Citation Report	8
LCOE: Levelised Cost of Electricity	24
mFFR: manual Frequency Restoration Reserve	51
MIBGAS: Mercado Ibérico del Gas	54
MITECO: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico	65
NDC: Nationally Determined Contributions	6
NEM: National Electricity Market	13
NEMO: Nominated Electricity Market Operators	44
NRA: National Regulatory Authorities	13
O&M: Operación y Mantenimiento	71
OMIE: Operador del Mercado Ibérico de Energía (Polo España)	44
OMIP: Operador del Mercado Ibérico de Energía (Polo Portugal)	43
ONG: Organización No Gubernamental	23

---

OTC: Over The Counter	43
PDBC: Programa Diario Base de Casación	45
PDBF: Programa Diario Base de Funcionamiento	45
PDVP: Programa Diario Viable Provisional	45
PHF: Programa Horario Final	50
PHFC: Programa Horario Final del Continuo	50
PIBCI: Programa Intradivario Base de Casación Incremental	50
PICBCI: Programa Intradivario del Continuo Base de Casación Incremental	50
PNIEC: Plan Nacional Integrado de Energía y Clima	2
PPA: Power Purchase Agreement	23
PPP: Public Private Partnership	23
PVB: Punto Virtual de Balance	53
PVPC: Precio Voluntario al Pequeño Consumidor	65
RECORE: Fuentes de energía Renovable, Cogeneración y Residuos	65
REE: Red Eléctrica de España	51
RES: Renewable Energy Source	10
RR: Replacement Reserve	51
RRTT: Restricciones Técnicas	52
RTO: Regional Transmission Organization	18
SENDECO2: Sistema Europeo de Negociación de CO2	55
TFM: Trabajo Fin de Máster	4
TSO: Transmission System Operator	16
TVB: Tanque Virtual de Balance	53
UE: Unión Europea	2
VRES: Variable Renewable Energy Source	9
VTP: Virtual Trading Point	53