

**Doble Grado en Administración y Dirección de Empresas y
Derecho**

**Trabajo de Fin de Grado de Administración y Dirección de
Empresas**

Curso 2022/2023

**Concentración en el mercado eléctrico
español**

Autor: Miguel Recio Arcauz

Directoras: María José Gutiérrez y Cristina Pizarro



Bilbao, a 23 de junio de 2023

RESUMEN EJECUTIVO

El mercado eléctrico en España se ha caracterizado históricamente por presentar unos altos niveles de concentración. Las ineficiencias generadas por mercados económicos en los que un grupo reducido de empresas tiene la capacidad de ejercer poder de mercado supone una preocupación no solo para las autoridades de la competencia sino también para los consumidores finales, quienes ven experimentar importantes subidas en los precios de la electricidad. A través de un análisis comparativo de los ratios de concentración, el índice de entropía y el índice de Herfindahl – Hirschman, se ofrece una visión general de los niveles de concentración en el mercado de generación en la Península Ibérica durante los últimos cinco años y se muestra una evolución hacia un mercado cada vez menos concentrado. El estudio de correlación entre los índices permite reforzar las interpretaciones realizadas y la consistencia de los resultados obtenidos. Se analiza también el índice de inestabilidad como medida dinámica que permite evaluar la variabilidad de los niveles de concentración en el mercado eléctrico.

Palabras clave: mercado eléctrico, generación, ratio de concentración, índice de entropía, índice de Herfindahl – Hirschman, índice de inestabilidad.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	- 4 -
2. MARCO TEÓRICO	- 5 -
2.1. Monopolio	- 8 -
2.2. Competencia Monopolística.....	- 10 -
2.3. Oligopolio	- 11 -
3. MERCADO ELÉCTRICO EN ESPAÑA	- 13 -
3.1. Introducción y Contexto.....	- 13 -
3.2. Funcionamiento del Mercado de Generación	- 15 -
3.3. Mercado Diario de Electricidad	- 16 -
4. METODOLOGÍA	- 20 -
4.1. Índices Estáticos.....	- 20 -
4.2. Índices Dinámicos	- 24 -
5. DATOS	- 25 -
6. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	- 31 -
6.1. Índices Estáticos.....	- 31 -
6.1.1. Análisis Comparativo	- 31 -
6.1.2. Análisis de Correlación.....	- 36 -
6.2. Índices Dinámicos	- 37 -
7. CONCLUSIONES	- 39 -
8. BIBLIOGRAFÍA	- 41 -
9. APÉNDICE: LISTADO DE CÓDIGOS	- 43 -

1. INTRODUCCIÓN

La situación del mercado eléctrico en España ha adquirido especial importancia durante los últimos años. Ante un contexto sociopolítico convulso y una situación económica incierta derivada de la reciente crisis sanitaria, tanto el tejido empresarial español como los ciudadanos de a pie se han visto forzados a revisar su situación financiera, poniendo especial hincapié en los gastos derivados del consumo eléctrico.

La necesidad de reajustar gastos y la creciente subida en los precios de la electricidad ha situado el foco mediático en las empresas generadoras del mercado eléctrico, así como el correspondiente escrutinio acerca de sus altos beneficios y el grado de cumplimiento de las disposiciones normativas que garantizan la competitividad en el mercado.

Siguiendo esta creciente importancia del mercado eléctrico y las empresas que en él operan se justifica la realización de un estudio que permita analizar en profundidad el nivel de concentración del mercado y su evolución durante los últimos años.

En esta línea, el trabajo se estructura en dos partes diferenciadas. En la primera de ellas se aporta un marco teórico acerca del funcionamiento de los mercados económicos y las ineficiencias generadas por mercados poco competitivos. La segunda se centra en un análisis empírico del mercado de generación de electricidad durante el periodo 2018-2023, siguiendo una metodología basada en la utilización de índices estáticos y dinámicos que permitan conocer el nivel de concentración del mercado y su evolución. Asimismo, se analiza también la relación entre los índices utilizados para garantizar una interpretación robusta y consistente de los resultados obtenidos.

Por último, el análisis de la concentración en el mercado eléctrico español y su evolución presenta una estrecha relación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) adoptados por la ONU en 2015, en particular con el objetivo número 7 denominado “Energía asequible y no contaminante”, ya que proporciona las herramientas necesarias para verificar si se están tomando las medidas adecuadas para garantizar el acceso universal a una energía sostenible y asequible. También está directamente relacionado con el objetivo número 9 “Industria, Innovación e Infraestructura”, en tanto que permite examinar si la actual estructura de mercado fomenta la innovación y si es necesario promover una infraestructura más eficiente y accesible para fomentar la competencia.

2. MARCO TEÓRICO

Entendiendo como fijos una serie de factores que influyen en el funcionamiento de los mercados, como pueden ser el desarrollo tecnológico, el marco legal e institucional o el fin lucrativo de las empresas, es posible simplificar el estudio en torno a tres ejes principales: (i) la estructura de mercado, (ii) la conducta de las empresas que en él intervienen y; (iii) los resultados obtenidos (Escribano, 2001).

La variable referida a la estructura de mercado repunta esencial en tanto que los resultados que se pongan de manifiesto tras la medición de los niveles de concentración determinaran algunas de las características del mercado eléctrico en España.

La estructura de mercado viene determinada fundamentalmente por el número de empresas que lo conforman, la facilidad de nuevos competidores de acceder al mercado y las estrategias seguidas por las mismas para competir entre ellas, así como las características inherentes a los propios servicios o productos ofertados. En función de las mismas se puede hacer una clasificación del tipo de mercado que nos podemos encontrar, diferenciando así entre mercados perfectamente competitivos, en los que ni vendedores ni compradores tienen capacidad de influir en el precio, y mercados no competitivos, en los que las empresas pueden influir en el precio. Dentro de estos últimos podemos diferenciar: (i) monopolios; (ii) oligopolios, o; (iii) mercados con competencia monopolística.

Tal y como se desprende de la Tabla 1, los mercados perfectamente competitivos presentan un nivel alto de eficiencia, mientras que esto no ocurre en aquellos mercados que presentan poder de monopolio, especialmente en los monopolios y oligopolios.

Tabla 1: Tipos de estructuras de mercado.

Tipo de mercado		Estructura		Conducta		Resultados	
	Número de empresas	Condición de entrada	Tipo de producto	Estrategia de precios	Estrategia de producción	Beneficios	Eficiencia
Competencia perfecta	Muy grande	Fácil	Homogéneo	Ninguna	Independiente	Normales	Buena
Competencia monopolística	Grande	Fácil	Diferenciado	Interdepend. no reconocida	Interdepend. no reconocida	Normales	Moderada
Oligopolio	Pequeño	Barrera	Homogéneo o diferenciado	Interdepend. reconocida	Interdepend. reconocida	Excesivos	Ineficiencia
Monopolio	Una	Barrera	Diferenciado	Independiente	Independiente	Excesivos	Ineficiencia

Fuente: Escribano (2001).

Una medida habitual para medir el poder de monopolio es la que se conoce como «Índice de Lerner», que es el exceso del precio sobre el coste marginal en porcentaje del precio, que en términos matemáticos se calcula de acuerdo con la ecuación [1].

$$L = (p - cm) / p = -1 / Ed \quad [1]$$

p representa el precio de venta.

cm representa el coste marginal.

Ed representa la elasticidad-precio de la demanda de la empresa.

El Índice de Lerner tiene un valor comprendido entre cero y uno, cuanto mayor sea dicho valor, mayor poder de monopolio tendrá y menos se parecerá a un mercado perfectamente competitivo. Además, se podrá calcular también teniendo en cuenta la elasticidad-precio

de la demanda de la empresa. Cuanto menor sea esta, más poder de monopolio tendrá la empresa. En cualquier caso, la presencia de un elevado poder de monopolio no implica necesariamente mayores beneficios, ya que estos dependerán del coste medio en relación con el precio.

Entendiendo, por tanto, que el poder de monopolio de una empresa depende de su elasticidad de la demanda, conviene atender a los factores que afectan a la misma. Pindyck y Rubinfeld (2013) señalan los siguientes:

- i. Elasticidad de la demanda del mercado: Al existir varias empresas, la demanda de mercado ya no es coincidente con la demanda de la empresa (como ocurría en el monopolio), sino que esta última será, al menos, tan elástica como la primera.
- ii. Número de empresas que hay en el mercado: Ante un mayor número de empresas, especialmente en el caso de que tengan una cuota de mercado significativa, menor será el poder de monopolio de cada una de ellas, disminuyendo sus ventas en mayor medida al aumentar los precios. Por ello, una característica importante a analizar en los mercados de competencia monopolística es la existencia de barreras de entrada que disuadan a potenciales competidores de entrar en el mercado.
- iii. Interacción entre las empresas: Además del número de empresas que existen en el mercado, resulta esencial para determinar el poder de monopolio la manera en la que estas empresas interactúan. Si existe una fuerte competitividad en precios, estos descenderán hasta casi niveles que igualen su ingreso marginal de la última unidad vendida, pareciéndose así a mercados perfectamente competitivos. No obstante, si las empresas no compiten ferozmente o incluso coluden y pactan niveles de precio (no permitido por las leyes antimonopolio), gozarán de un importante poder de monopolio.

A continuación, se analizarán algunos de los inconvenientes que presentan estos mercados mediante un análisis comparativo con los mercados de competencia perfecta.

2.1. Monopolio

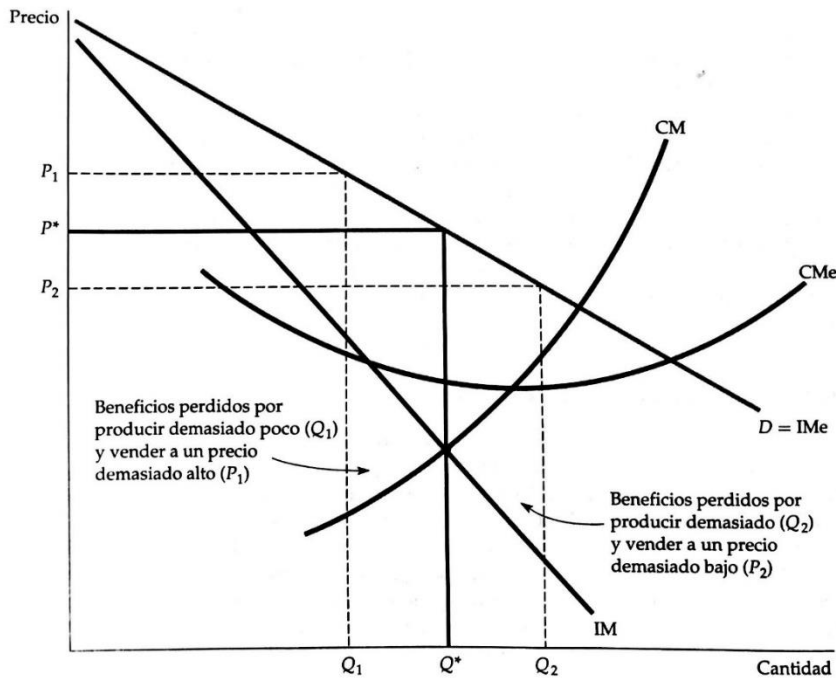
Los mercados monopolísticos son aquellos en los que existe un solo comprador o vendedor (monopsonio), y, por tanto, tienen capacidad de influir en el precio de los bienes o servicios ofertados, circunstancia que podrá generar ineficiencias en beneficio de la empresa monopolística.

A diferencia de lo que ocurre en competencia perfecta, la curva de demanda de la empresa es decreciente con el precio y no horizontal, ya que la empresa monopolística es la única ofertante de dicho bien o servicio, por lo que para incrementar sus ventas deberá reducir el precio. De esta manera, mientras que en competencia perfecta el ingreso marginal de una empresa es igual al precio, en el monopolio el ingreso marginal no es constante, sino que depende de la elasticidad-precio de la demanda.

Aunque todas las empresas maximizan beneficios cuando el ingreso marginal es igual al coste marginal, en un mercado monopolístico el precio que se fija no es coincidente con el coste marginal de la última unidad vendida, sino que es superior. La diferencia entre el precio que fija el monopolista y el coste marginal depende de la elasticidad-precio de la demanda, disminuyendo el margen cuanto mayor sea la elasticidad, pareciéndose más al precio de un mercado perfectamente competitivo. Este margen del monopolista es el que evidencia la capacidad de maximizar beneficios cobrando por encima del coste marginal, y que se conoce como poder de monopolio (Pindyck & Rubinfeld, 2013).

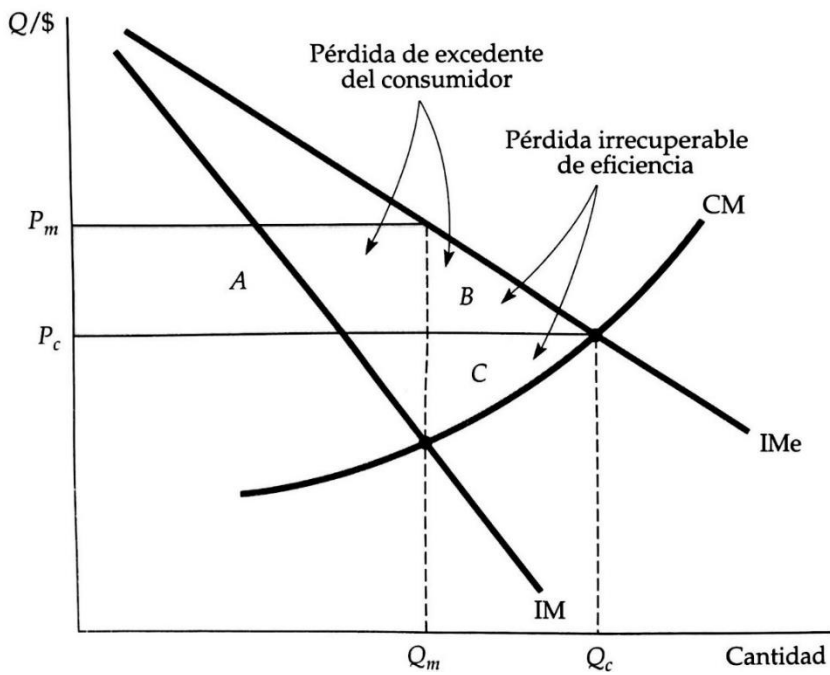
En la Figura 1 se observa el punto de maximización de beneficios y los beneficios perdidos en caso de producir menos unidades a un mayor precio o más unidades a un menor precio. Por su parte, en la Figura 2 se muestra la pérdida de eficiencia que genera el poder de monopolio en comparación con la fijación del precio en competencia perfecta, que se mide a través de los excedentes del productor y del consumidor. Como el precio es más alto en el monopolio que en un mercado perfectamente competitivo, los consumidores pierden $A + B$ y el productor gana $A - C$, por lo que la pérdida irre recuperable de eficiencia se observa en la superficie correspondiente a $B + C$.

Figura 1: Maximización de beneficios en un mercado monopolístico.



Fuente: Pindyck & Rubinfeld (2013).

Figura 2: Pérdida irrecuperable de eficiencia producida por el monopolio.



Fuente: Pindyck & Rubinfeld (2013).

En todo caso, de ambos gráficos se puede extraer la conclusión de que el funcionamiento del mercado en régimen de monopolio (excluyendo los mercados intervenidos o aquellos en los que existen monopolios naturales¹) beneficia a las empresas monopolísticas en comparación con la situación de competencia perfecta, ya que se producen menos bienes y a un precio mayor, beneficiándose las empresas en detrimento de los consumidores.

2.2. Competencia Monopolística

El monopolio puro es poco habitual en la práctica, siendo mucho más frecuentes aquellos mercados en los que compiten muchas empresas entre sí. Un mercado de competencia monopolística es aquel en el que unas pocas empresas tienen poder de mercado, pudiendo influir en la determinación de los precios². A diferencia de los monopolios puros, en estos mercados existen muchas empresas y no está limitada la entrada a nuevos competidores, ofreciendo productos o servicios diferenciados que son fácilmente sustituibles unos por otros.

De esta manera, las empresas en competencia monopolística se enfrentan a curvas de demanda decrecientes, produciendo en el largo plazo a un precio coincidente con el coste medio (mayor que el coste marginal), de manera que la empresa tiene poder de mercado pero no obtiene beneficios. El nivel de producción será menos eficiente que el de un mercado perfectamente competitivo, donde el precio es coincidente con el coste marginal de la última unidad vendida, pero la ineficiencia no es tan grande como la que se genera en un monopolio no regulado. Por lo tanto, se puede decir que la competencia monopolística se caracteriza por situarse en un punto intermedio entre la competencia perfecta y el monopolio.

Algunas consecuencias negativas del poder de monopolio ya las hemos comentado antes, especialmente en lo relativo a las ineficiencias que generan en detrimento de los consumidores, produciendo menos unidades a precios más elevados. No obstante, los

¹ Un monopolio natural hace referencia a aquella empresa que puede realizar toda la producción del mercado con un coste menor que si hubiera varias empresas, siendo esta la estructura más eficiente del mercado dadas las circunstancias concretas.

² Además de otras características, como puede ser la oferta de productos o servicios que tienen, al menos, cierto grado de diferenciación entre sí.

comportamientos monopolísticos por parte de las empresas pueden generar otras ineficiencias sociales, como es la denominada «búsqueda de rentas económicas» (Pindyck & Rubinfeld, 2013).

Esta búsqueda de rentas económicas hace referencia a los esfuerzos que realizan las empresas con poder de monopolio para mantener su situación privilegiada en el mercado, utilizando recursos que podrían estar utilizándose para alcanzar una mayor eficiencia en sus procesos productivos o mejorar la calidad de los productos o servicios ofertados. Por tanto, la lucha por incrementar las barreras de entrada a nuevos competidores o los esfuerzos de presión a entidades gubernamentales para que flexibilicen la lucha contra los monopolios son algunos de los esfuerzos económicos que realizan estas empresas, pero que no generan ningún beneficio socialmente productivo, ya que solo buscan mantener o ganar poder de monopolio.

2.3. Oligopolio

En los mercados oligopolísticos, por el contrario, los productos pueden o no estar diferenciados. Lo determinante es que solo unas pocas empresas son las responsables de toda o gran parte de la producción total. La interacción entre estas empresas a la hora de fijar el nivel de precios y producción es la que determina las claves de la estructura económica de cada oligopolio, repuntando como esencial, por lo tanto, las decisiones estratégicas de las empresas.

Debido a la interacción entre empresas, las empresas competidoras deberán encontrar el equilibrio teniendo en cuenta lo que hacen el resto de competidores, concepto conocido como «equilibrio de Nash». Este equilibrio en los mercados oligopolísticos determinará el nivel de precio y producción óptimo para cada empresa.

No obstante, son posibles varios escenarios:

- i. Situación en la que la decisión del nivel producción se toma de manera simultánea por todas las empresas competidoras en el mercado.

Este escenario es conocido como el «modelo de Cournot» y presupone que las empresas tienen el mismo nivel tecnológico y producen un bien homogéneo, de tal manera que cada una considera fijo el nivel de producción de sus competidoras.

- ii. Situación en la que una empresa es la que fija en primer lugar su nivel de producción, y el resto de empresas le acontecen.

Este escenario es conocido como «modelo de Stackelberg» y se conoce como «empresa líder» a la que fija el nivel de producción en primer lugar, y «empresas seguidoras», al resto.

Cabe destacar que las empresas oligopolistas no solo compiten fijando el nivel de producción, sino que también pueden hacerlo basando la competencia en el nivel de precios, cuyas características variarán en función de si los productos y servicios que se ofertan son homogéneos o diferenciados.

3. MERCADO ELÉCTRICO EN ESPAÑA

En esta sección se presentan las características principales del mercado eléctrico en España, prestando especial atención a la estructura de las empresas generadoras y la dinámica de fijación del precio en el mercado diario de electricidad.

3.1. Introducción y Contexto

El mercado eléctrico engloba diferentes actividades relacionadas con el suministro de energía eléctrica, desde su generación en las centrales generadoras hasta su consumo por parte de empresas y particulares. Este proceso lo podemos desgranar en tres actividades principales, que son: (i) la generación de energía, (ii) su transporte y; (iii) su distribución. En este trabajo nos centramos únicamente en el mercado de generación, mercado mayorista en el que los agentes productores de electricidad la venden, esencialmente, a distribuidores y comercializadores.

Antes de entrar en profundidad en el análisis de la estructura del mercado de generación y los niveles de concentración de las distintas empresas que en él operan, conviene contextualizar el estado actual del mercado de generación español y aclarar algunos conceptos preliminares.

La actual estructura del mercado eléctrico español es fruto de la estructura de concentraciones y privatizaciones vigentes hasta el inicio del proceso de liberalización del sector en el año 1997³. Hasta ese momento, el sistema estaba fuertemente regulado por el Gobierno, que remuneraba la totalidad de los costes incurridos por un pequeño número de compañías eléctricas privadas, que formaban un mercado oligopolístico con altos niveles de concentración.

Este antecedente histórico es relevante, no solo porque nos va a permitir interpretar con mayor conocimiento los niveles de concentración del sector y su evolución, sino por la

³ La liberalización del sector eléctrico viene impuesta por obligación de la normativa comunitaria, que tenía dos objetivos: (i) separar las actividades en competencia (generación y comercialización) de las actividades reguladas (transporte y distribución) y; (ii) impulsar un entorno de competencia garantizando el libre acceso a las redes de transporte y distribución.

propia estructura de las empresas que actualmente operan en el mercado. De esta manera, se puede observar cómo empresas que han operado en el sector eléctrico en España con anterioridad a la liberalización tienen una mayor verticalidad, en tanto que intervienen a lo largo de toda la cadena de valor del mercado (generación, distribución y comercialización)⁴, mientras que aquellas empresas que se han incorporado en un momento posterior a la liberalización no muestran una fuerte presencia en la actividad de distribución⁵ (Agosti, Padilla, & Requejo, 2007).

El conocimiento acerca de la estructura de las empresas que operan en el mercado eléctrico tiene gran importancia, ya que, al analizar el funcionamiento y la fijación de precios de los mercados de generación, es relevante determinar si las empresas tienen una posición de compradora o vendedora neta. Esto potencia los incentivos de las empresas con una posición vendedora neta de aumentar el precio marginal del mercado de generación, o el de reducirlo en caso de tener una posición de comprador neto⁶.

Más allá de los diferentes actividades y mercados que engloba el mercado eléctrico y de la alta verticalidad de las empresas que operan en el mismo, resulta importante conocer las distintas formas en las que las empresas producen la energía eléctrica en el mercado de generación, ya que no es lo mismo generar electricidad a través de una energía nuclear que a través de una presa hidráulica⁷. Al conjunto de tecnologías de generación que tiene cada empresa y el sistema en general se le conoce como «mix de generación».

Las diferentes tecnologías utilizadas para la generación de energía se caracterizan por tener unos costes variables y una flexibilidad distintas, dando forma al estilo tradicional de la oferta y demanda en el mercado de generación. Por ello, las tecnologías con unos costes de operación y funcionamiento más elevados únicamente se activarán cuando las necesidades de la demanda sean muy elevadas, y no sea posible satisfacerla con la electricidad generada por el resto de tecnologías, con unos costes más bajos, pero con una

⁴ Véase el caso de Iberdrola o Endesa.

⁵ Véase el caso de Gas Natural.

⁶ En tanto que la verticalidad es una característica importante de la mayoría de operadoras en el mercado eléctrico, estas tendrán una posición de compradora neta si compran más energía (para su posterior distribución y comercialización) de la que venden en el mercado de generación.

⁷ No obstante, una vez vertida a la red, la electricidad es un bien homogéneo, independientemente de su forma de generación.

flexibilidad menor, ya que operarán de una manera más regular a lo largo del año⁸. En el caso de las energías renovables, como la energía hidráulica o energía eólica, tienen un coste de operación muy bajo y una gran flexibilidad, pero dependen de factores externos que permitan la efectiva generación de electricidad, en este caso, del agua o del viento. Por último, conviene destacar lo que se conoce como «ciclos combinados», centrales eléctricas en las que la energía térmica del combustible se transforma en electricidad mediante la utilización de dos ciclos termodinámicos, tecnología que combina una turbina de gas y una turbina de vapor de condensación.

Una vez más, la utilización del tipo de tecnología en la generación de energía por parte de las empresas operadoras tiene relación con los antecedentes históricos del mercado eléctrico en España. Aquellas empresas que participaban en el mercado con anterioridad a la liberalización se caracterizan por tener un mix de generación más diversificado que aquellas que se introdujeron en un momento posterior, cuyo régimen ordinario se caracteriza por la utilización casi exclusiva de los ciclos combinados.

3.2. Funcionamiento del Mercado de Generación

El mercado de generación es un mercado mayorista en el que los productores de electricidad la venden a distribuidores, comercializadoras y, en menor medida, a consumidores directos. La venta de electricidad puede llevarse a través de dos vías: (i) a través de contratos bilaterales entre productores y distribuidores o comercializadores y; (ii) a través del mercado organizado o pool, donde se realizan de manera centralizada la mayor parte de los intercambios de electricidad. Dejando de lado los intercambios realizados de manera privada a través de contratos bilaterales, centramos el estudio en el mercado organizado, debido a su mayor relevancia.

A pesar de que utilizemos el término «mercado organizado», el mercado de electricidad español está compuesto por una secuencia de mercados en los que oferta y demanda intercambian energías y reservas para distintos plazos. Dentro de estos mercados, se distingue el mercado spot o el mercado de futuros. Dentro del spot, a su vez, se

⁸ Los ejemplos paradigmáticos de energía con reducidos costes variables, pero con poca flexibilidad son los de las centrales nucleares. Mientras que las centrales de fuel-gas son las tecnologías más flexibles, pero a la vez más caras.

encuentran: (i) el mercado diario, que tiene como objeto llevar a cabo las transacciones de energía eléctrica para cada hora del día siguiente; (ii) el mercado intradiario de subastas, que permite a los agentes comprar y vender energía hasta cuatro horas antes del momento real del intercambio de energía y; (iii) el mercado intradiario continuo, donde se lleva a cabo la negociación continua de energía⁹.

De todas estas formas de negociación de la energía eléctrica y los distintos mercados que componen el mercado eléctrico en España, nuestro análisis se centra exclusivamente en el mercado diario, ya que es el que representa un mayor volumen de energía intercambiada y es el mercado con mayor influencia en el precio de generación¹⁰.

3.3. Mercado Diario de Electricidad

El mercado diario de electricidad español está acoplado a los mercados eléctricos de Francia y Portugal, bajo una regulación común y gestionados por el Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE), entidad que trata de garantizar las condiciones de transparencia, objetividad e independencia en el intercambio energético¹¹.

En el mercado diario se negocia la energía intercambiada para cada una de las 24 horas del día siguiente. Por un lado, los agentes productores de energía (generadores o comercializadores que actúen como importadores) realizan ofertas de venta de energía, mientras que los compradores (comercializadores que revendan en el mercado minorista o consumidores finales) realizan ofertas de compra de energía.

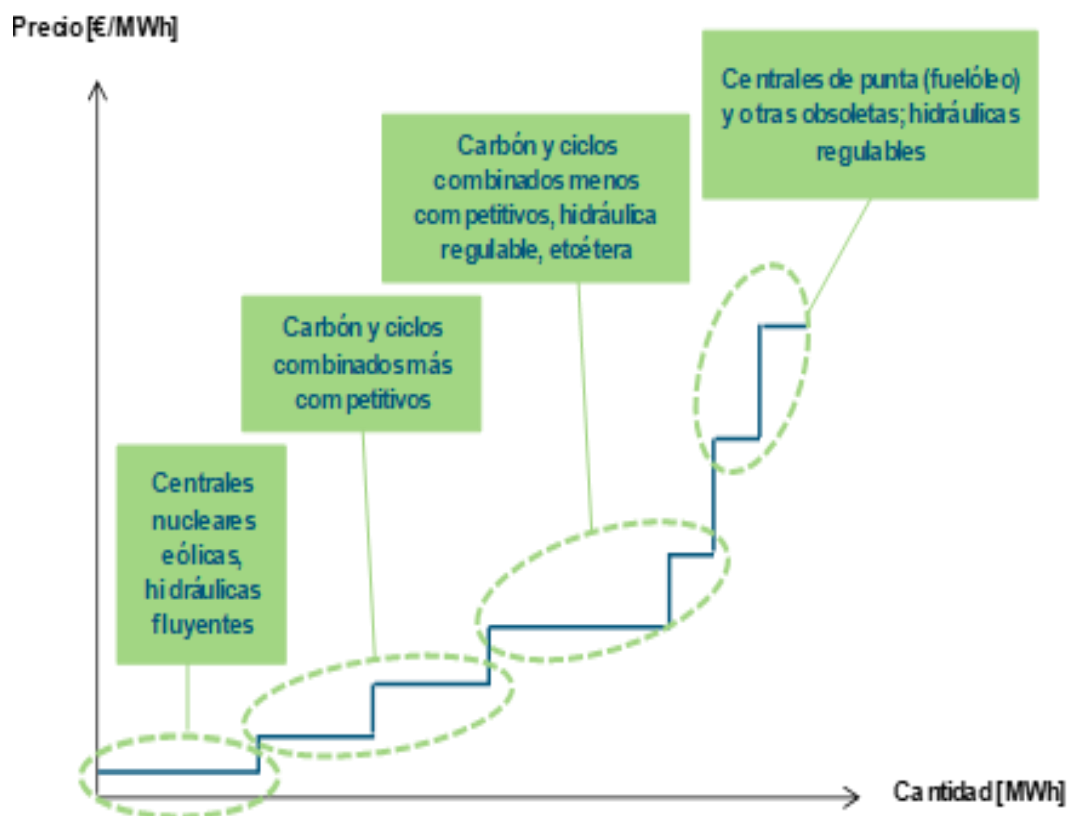
⁹ Los mercados intradiarios sirven para que los agentes del mercado eléctrico puedan ajustar sus necesidades de energía real respecto de lo negociado con anterioridad en el mercado diario, acomodando así las discrepancias entre la demanda real y la prevista.

¹⁰ En el año 2020, el mercado diario representó el 74% de la demanda de energía eléctrica peninsular, en contraposición con el 14% representador por los mercados intradiarios y el 28% de los contratos bilaterales, que en su mayoría representan operaciones intragrupo (CNMC, 2021).

¹¹ El mercado eléctrico español y portugués se unieron en el año 2007, participando de manera conjunta tanto las unidades de producción y consumo españolas como portuguesas, formando el denominado mercado de energía ibérico (MIBEL), y bajo la supervisión del OMIE y del OMIP (Operador del Mercado Ibérico – Polo Portugués). Este mercado se dice que está acoplado también al mercado francés porque existen mecanismos de interconexión y coordinación entre ambos que permiten la compraventa de electricidad entre ellos.

De esta manera, para cada una de las horas del día siguiente se generan las correspondientes curvas de oferta y de demanda. La curva de oferta es el resultado de la suma de las cantidades de energía ofrecidas por los productores ordenadas de manera ascendente según su precio. Esta curva se representa de forma gráfica a través de diferentes escalones, que corresponden a ofertas de energía de centrales que utilizan la misma tecnología, y que reflejan sus costes de oportunidad¹², tal y como se refleja en la Figura 3.

Figura 3: Curva de oferta en el mercado eléctrico.



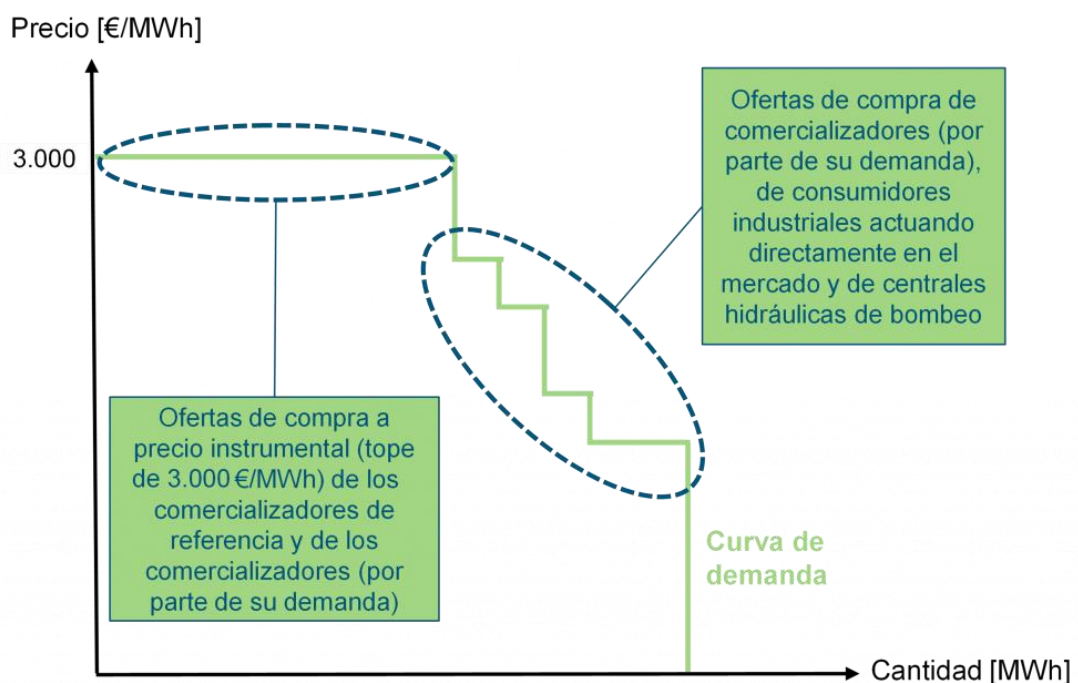
Fuente: *Energía y Sociedad* (2023).

Los costes de oportunidad que refleja cada tecnología no son lo mismo que los costes variables que presentan dichas tecnologías.

¹² Véase como cada tecnología de generación tiene diferentes costes de producción, en tanto que afectan factores como el precio del combustible utilizado, el coste de la inversión, o el mantenimiento, entre otros.

Por su parte, la demanda de energía también presenta diferenciación de tramos en función de los compradores que intervienen en este mercado mayorista, tal y como se observa en la Figura 4. En la parte más elevada de la demanda se encuentran las ofertas de compra que se sitúan al máximo precio permitido. Como veremos a continuación, a pesar de que este no sea el precio que efectivamente paguen, esta técnica se utiliza para garantizar el abastecimiento que demandan. Por otro lado, hay otros consumidores que tienen una mayor sensibilidad al precio y que solo estarán dispuestos a comprar ciertas unidades de energía a un precio determinado.

Figura 4: Curva de demanda en el mercado eléctrico.



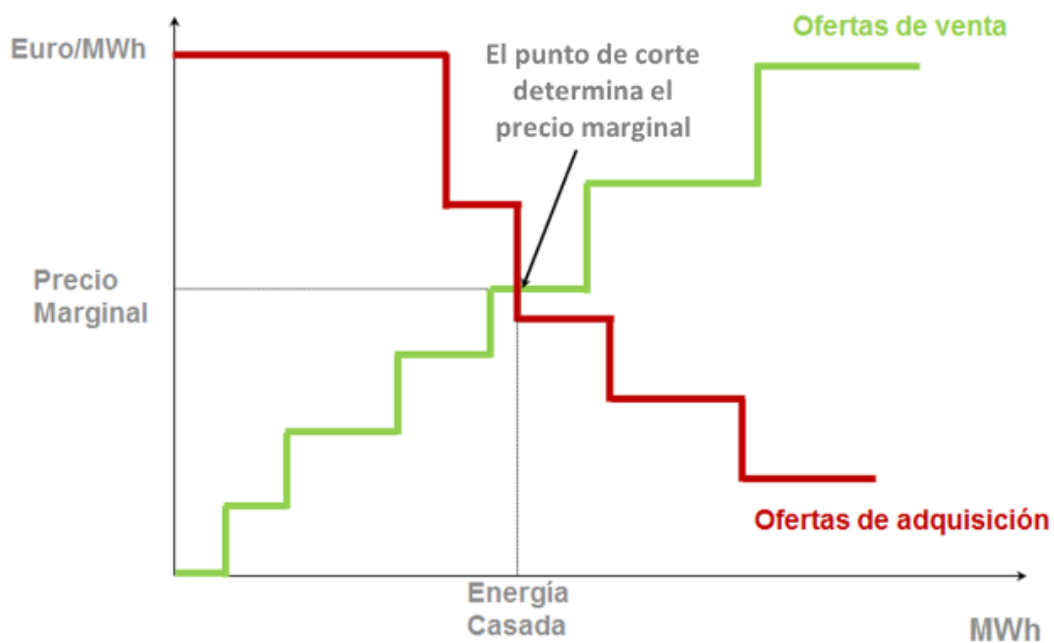
Fuente: Energía y Sociedad (2023).

Una vez hemos determinado la curva de oferta y la curva de demanda para cada hora de las próximas 24 horas, conviene estudiar cómo se determina el punto de equilibrio, y con ello la determinación del precio de venta de las unidades de energía.

En este caso, la determinación del precio para cada hora se obtiene de la intersección de la correspondiente curva de oferta y demanda. Este precio es el que determina la cantidad de energía intercambiada, casando las correspondientes ofertas de compra y venta de

energía. Esto conlleva que aquellas ofertas de compra de energía que se sitúen por encima del precio de equilibrio no se encuentren casadas y, por tanto, no se produzca el intercambio de energía correspondiente. Como vemos en la Figura 5, todas las unidades de energía intercambiadas se casan en el precio de equilibrio, encontrándonos ante un mercado marginalista en el que toda la energía intercambiada para esa determinada hora se transacciona al mismo precio, que determina el coste marginal de la producción de electricidad y que se conoce como Precio de la Electricidad en el Mercado Diario (PEMD)¹³.

Figura 5: Determinación del precio de equilibrio en el mercado eléctrico.



Fuente: CNMC (2019).

¹³ La OMIE, como entidad reguladora del mercado, es la que realiza la casación de las ofertas de venta y compra de las unidades de energía.

4. METODOLOGÍA

Hasta ahora hemos podido observar como las diferentes estructuras del mercado pueden derivar en situaciones en las que las empresas tienen una mayor o menor capacidad de elevar los precios por encima de sus costes marginales de manera rentable, es decir, situaciones en las que existe poder de mercado.

De acuerdo con la legislación comunitaria, se ha utilizado el término «poder de dominio» en lugar de «poder de mercado», entendido en los siguientes términos: «situación de poder económico de una empresa que le permite obstaculizar el mantenimiento de la competencia efectiva en el mercado relevante al poder comportarse con suficiente independencia de sus competidores, clientes, y en última instancia de los consumidores»¹⁴.

El grado de poder de mercado que poseen ciertas empresas en un mercado concreto determina el nivel de concentración del mismo, facilitando la creación de posiciones dominantes y el ejercicio abusivo de las mismas, en detrimento de los consumidores. Por ello, para analizar la estructura del mercado y sus niveles de concentración es necesario utilizar unas medidas que nos permitan medir este poder de mercado.

En esta sección se presentan los índices utilizados para medir el nivel de concentración del mercado eléctrico, así como su fórmula de cálculo y la interpretación de sus resultados. A estos efectos, diferenciamos entre (i) índices estáticos e; (ii) índices dinámicos.

4.1. Índices Estáticos

Los índices estáticos han sido tradicionalmente utilizados por las autoridades de la competencia para la medición de los niveles de concentración de las empresas en los diferentes mercados y reflejan la situación del mercado en un determinado momento, sin tener en cuenta la situación anterior del mercado. Algunos de los más empleados son (i)

¹⁴ Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas en el caso *United Brands vs Commission*.

la ratio de concentración, (ii) el índice de entropía o (iii) el índice de Herfindahl-Hirschman.

i. Ratio de concentración (CR_K)

Se trata de un índice que mide el peso relativo de las K empresas más grandes del sector, en relación con el sector en su totalidad (Twomey et al., 2005).

Las ventajas de la utilización de este índice se basan principalmente en su simplicidad de cálculo e interpretación. No obstante, presenta el impedimento de la arbitrariedad en la elección del número de grandes empresas que se tiene en cuenta para el cálculo, es decir, la elección de la K . En términos matemáticos el ratio de concentración se calcula de acuerdo con la ecuación [2].

$$CR_K = \sum_{i=1}^K S_i$$

$$0 < CR_K \leq 1 \quad [2]$$

S_i es la participación de mercado de la i -ésima empresa.

K es el número de grandes empresas considerado.

La interpretación de la ratio de concentración dependerá, por tanto, del número de grandes empresas que se haya tenido en cada caso concreto. De acuerdo con la interpretación seguida a nivel europeo (Kaminski, 2012), en el caso de que en un mercado únicamente se tenga en cuenta la empresa de mayor tamaño, la interpretación de los valores obtenidos se podría aproximar a lo recogido en la Tabla 2.

Tabla 2: Interpretación de valores del ratio de concentración para CR₁.

CR₁	Mercado
Menor de 0,2	Competitivo
Mayor de 0,4	Posible posición dominante
Mayor de 0,5	Posición dominante

Fuente: Ciarreta, Nasirov, & Silva (2016).

ii. Índice de entropía (EC)

Este índice mide el grado de entropía de la distribución estadística de las cuotas de mercado y está inversamente relacionado con la concentración, por lo que unos valores más bajos del índice implican un mayor nivel de concentración. El mínimo valor que puede tomar es cero, representando una situación de monopolio, mientras que el máximo es Ln (N).

Matemáticamente se calcula como la suma de la cuota de mercado ponderada por el logaritmo de la inversa de la cuota de mercado, tal y como se expresa en la ecuación [3].

$$E = \sum_{i=1}^n S_i \cdot \log S_i \quad [3]$$

S_i es la participación de mercado de la variable analizada.

N es el número de entidades en el mercado.

Algunos autores han sugerido que un índice de entropía superior a 3.32 debería considerarse como un indicador de un mercado no concentrado (Asgari & Monsef, 2010).

iii. Índice de Herfindahl-Hirschman (IHH)

Se trata de uno de los índices más conocidos y utilizados para el cálculo del poder de mercado, ya que mide las características estructurales del mercado y examina los niveles de competencia de las empresas que en él operan¹⁵.

Tal y como se observa en la ecuación [4], matemáticamente se puede calcular sumando los cuadrados de las cuotas de mercado de cada empresa que compite en un determinado mercado (Jun, Kim, & Chang, 2009).

$$IHH = \sum_{i=1}^n S_i^2 \quad [4]$$

S_i es la participación de mercado de la variable analizada.

N es el número de entidades en el mercado.

Utilizando los valores porcentuales de la cuota de cada entidad, el IHH podría alcanzar un valor máximo de 10.000 en caso de monopolio.

De acuerdo con la interpretación del *US Department of Justice* y *The Federal Trade Commission* (FERC, 1992, 1996, 2004), la interpretación que hay que seguir en función de los valores obtenidos a través del índice de Herfindahl-Hirschman es la que viene recogida en la Tabla 3.

Por su parte, la Comisión Europea sugiere su propia interpretación en la que niveles inferiores a 1000 muestran un mercado poco concentrado, niveles entre 1000 y 2000 un mercado moderadamente concentrado, y niveles superiores a 2000 un mercado muy concentrado. (Brezina et al., 2016).

¹⁵ Resulta interesante destacar que existe una relación directa entre el IHH, que mide la concentración del mercado, y el índice de Lerner, que mide el poder de mercado. A pesar de que generalmente existe una correlación positiva entre ambos, podría ocurrir que en un mercado concreto existiese un alto poder de mercado (un valor elevado del índice de Lerner), sin que necesariamente exista una alta concentración (un valor bajo del IHH). Esto podría darse en aquellos mercados en los que la demanda es muy inelástica.

Tabla 3: Interpretación de valores del índice de Herfindahl-Hirschman.

IHH	Mercado
Menor a 1000	Muy competitivo
Entre 1000 y 1800	Moderadamente concentrado
Mayor a 1800	Altamente concentrado

Fuente: FERC (1992, 1996, 2004).

4.2. Índices Dinámicos

Además de los índices estáticos, existen otras medidas dinámicas que han sido utilizadas en el sector eléctrico y que permiten comparar la situación del mercado en periodos de tiempo diferentes.

Entre estos índices dinámicos, nos centraremos únicamente en el índice de inestabilidad o volatilidad (I).

El índice de inestabilidad permite conocer la estabilidad de la industria, en tanto que mide la variación en las cuotas de mercado de los operadores en dos periodos de tiempo diferentes. No obstante, también permite conocer el grado de competencia, siendo muy elevado si el nivel de inestabilidad es alto, y viceversa.

Matemáticamente, se calcula según la expresión [5] y puede adoptar valores entre 0 y 1. Si el índice de inestabilidad adopta el valor máximo de 1, significa que el nivel de inestabilidad es máximo y, por tanto, también el grado de competencia, ya que muestra una alta variabilidad en la cuota de mercado de los distintos operadores. Por el contrario, si adopta el valor 0 significará que no ha habido modificaciones en las cuotas de mercado de los distintos agentes, y, por tanto, el grado de competencia no ha variado.

$$I = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n |S_{i2} - S_{i1}| \quad [5]$$

S_{i1} y S_{i2} son las cuotas de mercado de la entidad i -ésima en los periodos 1 y 2.

N es el número de entidades en el mercado.

5. DATOS

Los datos empleados en este trabajo provienen de la página web del OMIE, operador de mercado eléctrico designado para la gestión del mercado diario e intradiario de electricidad en la Península Ibérica, para el periodo 2018 – 2023 (OMIE, 2023).

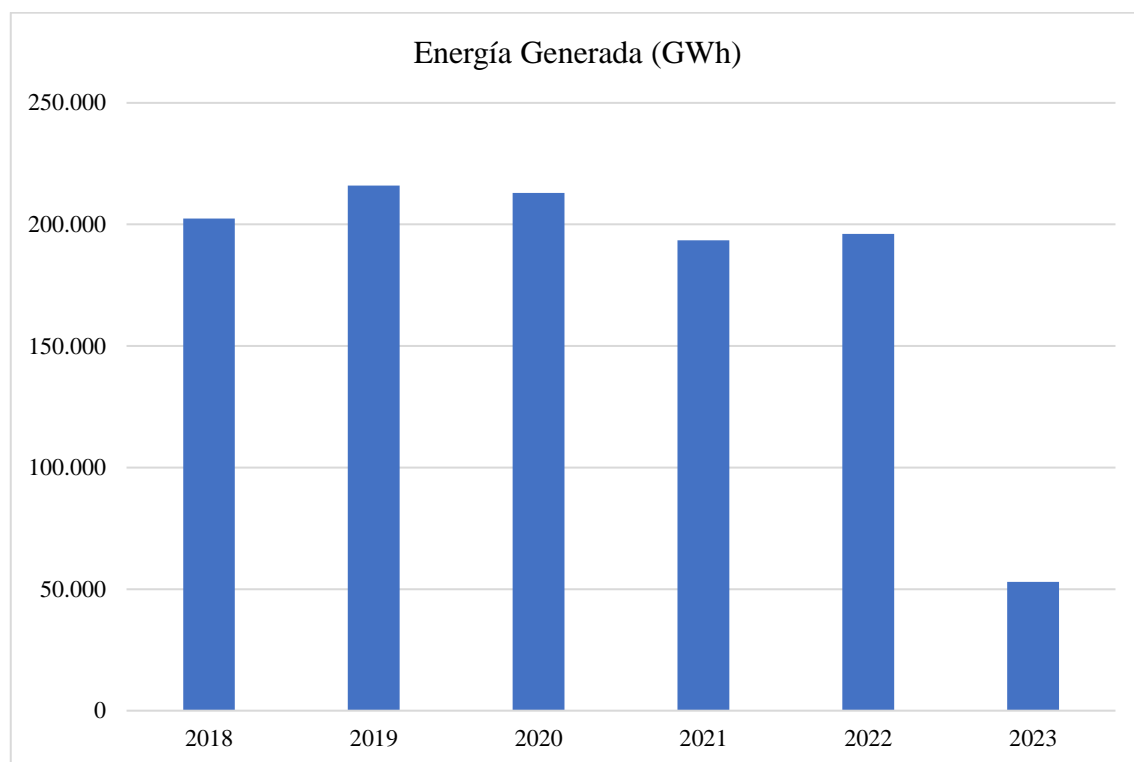
Antes de presentar los datos de las cuotas de mercado de las distintas empresas generadoras de electricidad en el mercado ibérico que nos permitan medir los niveles de concentración y su interpretación, en esta sección se presenta una panorámica general acerca de la evolución del sector de generación en el periodo de estudio.

En la Figura 6 se puede observar la cantidad de energía producida en el mercado diario en la península ibérica entre los años 2018 – 2023¹⁶. Como se puede observar, la cantidad de electricidad generada es relativamente parecida todos los años, con la excepción del año 2023, en la que solo se tiene en cuenta la energía generada durante los 5 primeros meses. En cualquier caso, se observa que los niveles más altos se sitúan en los años 2019 y 2020, alcanzando cifras superiores a los 210.000 GWh, mientras que durante los años 2021 y 2022, en los que los precios de la energía aumentaron, se experimenta una disminución,

Es importante destacar que no existe necesariamente una relación directa entre el nivel de energía generada en el mercado diario y el nivel de concentración de las empresas generadoras que en él operan, ya que la subida o bajada del nivel de electricidad generada se puede deber a diversos factores, como por ejemplo la cantidad de energía renovable intermitente disponible o los precios de otros productos energéticos (p.ej. gas natural o petróleo). Además, hay que tener en cuenta que en la Figura 6 únicamente se recoge la energía generada en el mercado diario, que no representa la totalidad de la energía generada en el mercado eléctrico, ya que podría ocurrir que la cantidad de energía intercambiada a través de contratos bilaterales o en otros mercados eléctricos hubiese aumentado.

¹⁶ La información relativa al año 2023 únicamente se refiere a los primeros cinco meses del año.

Figura 6: Cantidad de energía generada en el mercado ibérico en el periodo 2018-2023.



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de OMIE (2023).

Por otro lado, para el estudio del nivel de concentración del mercado eléctrico en España se utilizan los últimos disponibles públicamente, que se encuentran publicados en la página web del OMIE (OMIE, 2023).

Asimismo, se tiene en cuenta el mercado de generación eléctrica en el ámbito ibérico, en tanto que los mercados energéticos de España y Portugal se encuentran integrados. Por último, conviene advertir también de que se realiza el estudio únicamente sobre la generación de electricidad, es decir, centrándonos en la parte de la oferta.

Antes de proceder al cálculo de los índices de concentración y su correspondiente análisis, se estima necesario obtener una perspectiva general de la concentración del mercado eléctrico a través de una escueta observación de las cuotas de mercado de las empresas generadoras en el momento inicial y final del periodo de estudio, es decir, en el año 2018 y en el año 2023.

En la Figura 7 podemos observar una representación gráfica del número de operadores significativos en ambos periodos, así como su correspondiente cuota de mercado. Como

podemos ver, no existen grandes diferencias en la representación del mercado eléctrico entre ambos momentos temporales, caracterizándose por tener un conjunto reducido de empresas que ostentan una cuota de mercado superior al 5% sin que ninguna empresa supere, en ninguno de los dos años analizados, el umbral del 10%. Asimismo, se puede observar como la categoría de “Otros”, que incluye aquellas empresas generadoras que de manera individual no alcanzan el umbral del 2% de cuota de mercado, tiene una cuota relevante en su conjunto, representando tanto en el 2018 como en el 2023 el 18% del total.

No obstante, y una vez visto que la estructura del mercado no parece presentar cambios disruptivos respecto de su concentración, conviene analizar en mayor profundidad algunas cuestiones. En primer lugar, resulta significativo que, si bien son pocas las empresas que tienen una cuota de mercado superior al 5%, se puede apreciar como las cinco grandes empresas generadoras representan en el año 2023 una cuota de mercado agregada del 40%, mientras que en el año 2018 las cinco principales operadoras alcanzan una cuota conjunta del 46%. Esto parece dejar entrever que durante los últimos cinco años la competencia en el mercado de generación ha podido aumentar, en tanto que las principales operadoras representan una cuota de mercado significativamente menor a la de hace un lustro.

También se puede observar, y directamente relacionado con lo anterior, como el número de operadoras que tienen una cuota superior al 2% es mayor en el año 2023 que en el año 2018. Contabilizando el número de empresas representadas para cada año en la Figura 7, se puede observar como en el año 2023 se contabilizan 18 empresas generadoras con una cuota superior al 2%, mientras que en el año 2018 dicha cifra únicamente alcanzaba las 15 operadoras.

Por lo tanto, y de manera previa al análisis de los índices de concentración, un análisis descriptivo sobre la representación del mercado durante el año 2018 y 2023 parece aportar indicios acerca de una mayor competitividad en el sector eléctrico en el mercado ibérico y, por ende, un menor nivel de concentración.

categoría denominada “Otros”¹⁷. A pesar de que el cálculo de los diferentes índices se puede realizar teniendo en cuenta la categoría “Otros” como una única empresa generadora de electricidad, dicho proceder no es del todo preciso, ya que no se estaría cumpliendo rigurosamente con el fundamento y la fórmula de cálculo de los índices. Por ello, se considera necesario recalcular las cuotas de cada una de las empresas generadoras de las que se disponen datos de manera individualizada.

A través del siguiente ejemplo, se explica el fundamento y la manera en la que se procede a recalcular las cuotas:

Supongamos que la empresa A produce 10.000 GWh sobre un total de 100.000 GWh que son producidos por el conjunto de empresas generadoras en el mercado ibérico. En este caso, la cuota de mercado de la empresa A es del 10%. No obstante, imaginemos que hay un número amplio de empresas generadoras que, de manera individual, generan muy poca energía (es decir, con una cuota de mercado inferior al 0,1%), pero que, de manera conjunta (es decir, agrupadas en la categoría “Otros”), generan un total de 10.000 GWh. La producción de electricidad conjunta de esas pequeñas empresas generadoras representa una cuota de mercado del 10%, sin embargo, no podemos conocer la cuota de cada una de ellas de forma individual porque no disponemos de los datos. Por ello, no podemos considerar ese grupo de pequeñas empresas como si de una sola se tratará, ya trasladaría una imagen distorsionada del nivel de concentración en el mercado de generación. En caso de que optásemos por no tenerlas en cuenta para el cálculo de los índices, estaríamos realizando un estudio de la concentración sin que la cuota de mercado del conjunto de empresas analizadas alcanzase el 100%, por lo que, a pesar de que la variación en los resultados obtenidos fuese pequeña, no se estaría tampoco calculando correctamente los niveles de concentración. Por lo tanto, lo que corresponde es recalcular la cuota de todas las empresas generadoras.

De esta manera, el nivel de producción de 10.000 GWh de la empresa A se computaría sobre el total de 90.000 GWh generados [es decir, restando a la totalidad de producción

¹⁷ Cabe advertir que en la Figura 7 hacíamos referencia a la categoría “Otros” para referirnos a las empresas generadoras que tenían una cuota inferior al 2%. No obstante, aquí utilizamos la categoría “Otros” para referirnos a aquellas empresas generadoras que no alcanzan el umbral del 0,1% de cuota de mercado.

(100.0000 GWh) aquella cuantía de electricidad generada por empresas de las que no disponemos datos de manera individual (10.000 GWh)], alcanzando una cuota recalculada del 11,11% en contraposición con la cuota del 10% originaria.

Habiendo realizado el recálculo de las cuotas de mercado, se procede al estudio empírico de los índices y el análisis de sus resultados. Junto a los índices, se presenta también la ecuación de la tendencia y su R^2 , para valorar el ajuste lineal o polinómico de la serie. Aunque somos conscientes de la limitación del análisis de tendencia, debido a las pocas observaciones que tenemos, nos ayuda a mostrar la evolución del mercado.

6. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Utilizando los datos facilitados por el OMIE expuestos en el apartado anterior, se procede al cálculo de los índices de concentración, que permite corroborar si esa primera aproximación descriptiva acerca de la evolución de la concentración en el sector eléctrico en el mercado ibérico va en la dirección correcta.

6.1. Índices Estáticos

En esta sección se presenta, por un lado, un análisis comparativo entre los resultados obtenidos para cada uno de los índices estáticos estudiados durante el periodo 2018 – 2023, y, por otro, un análisis de correlación que permite comprobar la consistencia de los índices.

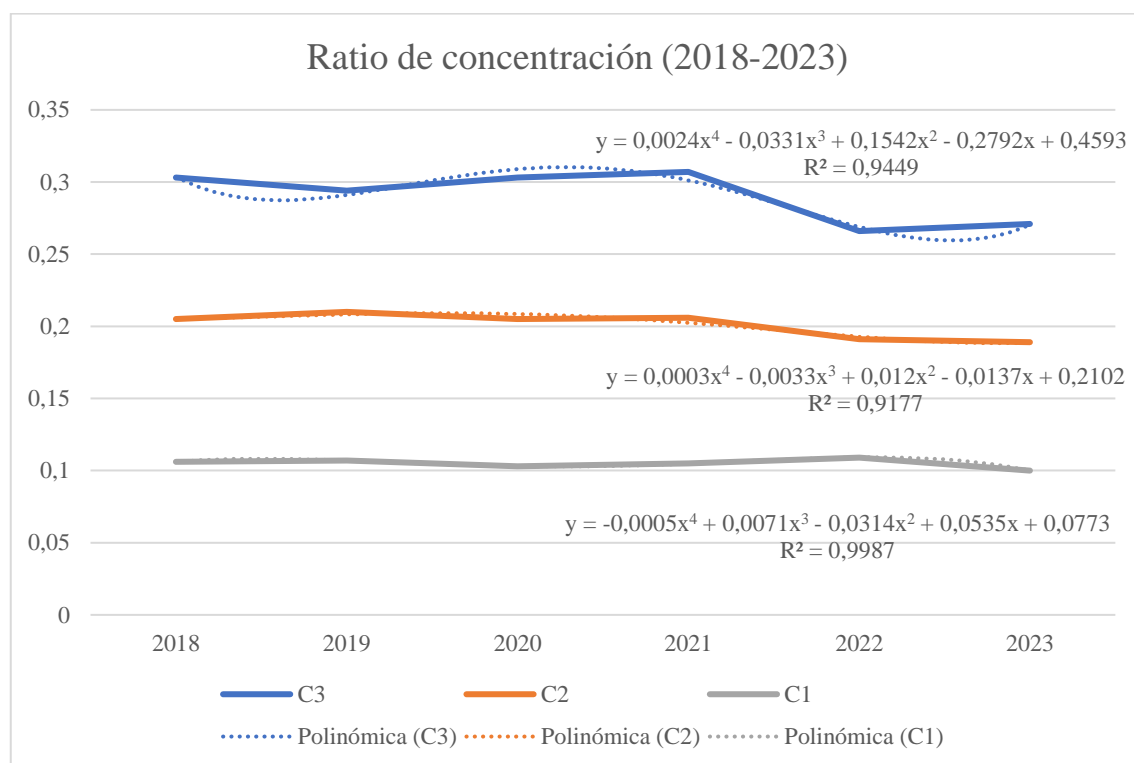
6.1.1. Análisis Comparativo

i. Ratio de concentración (CR_K).

Para el estudio del nivel de concentración mediante las ratios de concentración, se ha analizado la operadora con mayor cuota de mercado (CR_1), las dos operadoras con mayor cuota de mercado (CR_2) y las tres operadoras con mayor cuota de mercado (CR_3).

En primer lugar, tal y como podemos observar en la Figura 8 y, teniendo en cuenta la interpretación de valores para CR_1 que mostrábamos en la Tabla 2, el mercado parece no concentrado. Todos los valores de la serie se encuentran por debajo de los 0,2 puntos y en torno al 0,1. Además, se alcanza el valor máximo de 0,109 puntos en el año 2022 y el valor mínimo en el año 2023 alcanzando los 0,100 puntos.

Figura 8: Ratio de concentración CR. Periodo 2018-2023.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIE (2023).

Por otro lado, se puede observar también como CR_3 presenta una mayor variación que CR_1 y CR_2 , que presentan variaciones menos pronunciadas¹⁸. La primera de ellas presenta una importante diferencia entre el valor obtenido en el momento inicial y en el momento final, mostrando un menor nivel de concentración en el año 2023. Esta tendencia también se observa en las otras dos rectas, pero de manera menos pronunciada. Además, en el año 2021 la ratio de concentración alcanza su punto máximo para CR_1 y CR_2 , lo que denota un mayor nivel de concentración.

En cualquier caso, cabe advertir que los resultados que se pueden obtener de la ratio de concentración deben tomarse con precaución, especialmente analizando las tendencias del sector, ya que únicamente se tienen en cuenta un número muy reducido de empresas,

¹⁸ Esto parece ser previsible en tanto que los dos últimos solo tienen en cuenta a la empresa o dos empresas con mayor cuota del mercado, y por tanto, es menos probable que aporten una imagen fidedigna de la evolución de la concentración en el mercado.

por lo que podría darse el caso de divergencia entre la tendencia del sector y la evolución de la/s empresa/s de mayor cuota de mercado.

ii. Índice de entropía (EC).

En primer lugar, tal y como podemos observar en la Figura 9 y, teniendo en cuenta la interpretación del índice de entropía realizada en el punto 4 (mayor índice de entropía menor concentración), el mercado parece no estar muy concentrado, con un valor medio en el periodo estudiado de 3,198 puntos, situándose ligeramente por debajo de los 3,32 puntos que indicaban un mercado no concentrado (Asgari & Monsef, 2010). El valor máximo en la serie se observa en el año 2023, alcanzando los 3,279 puntos, y el valor mínimo en el año 2018, alcanzando los 3,125 puntos¹⁹.

Asimismo, se puede observar una tendencia hacia un menor nivel de concentración. Mientras que en el año 2018 el índice de entropía muestra un valor ligeramente superior al 3,1, este alcanza casi el 3,3, en el año 2023. No obstante, podemos ver como la evolución en los valores del índice de entropía no es constante durante todos los años de la serie, alcanzando niveles especialmente bajos en el año 2020, indicadores de una mayor concentración.

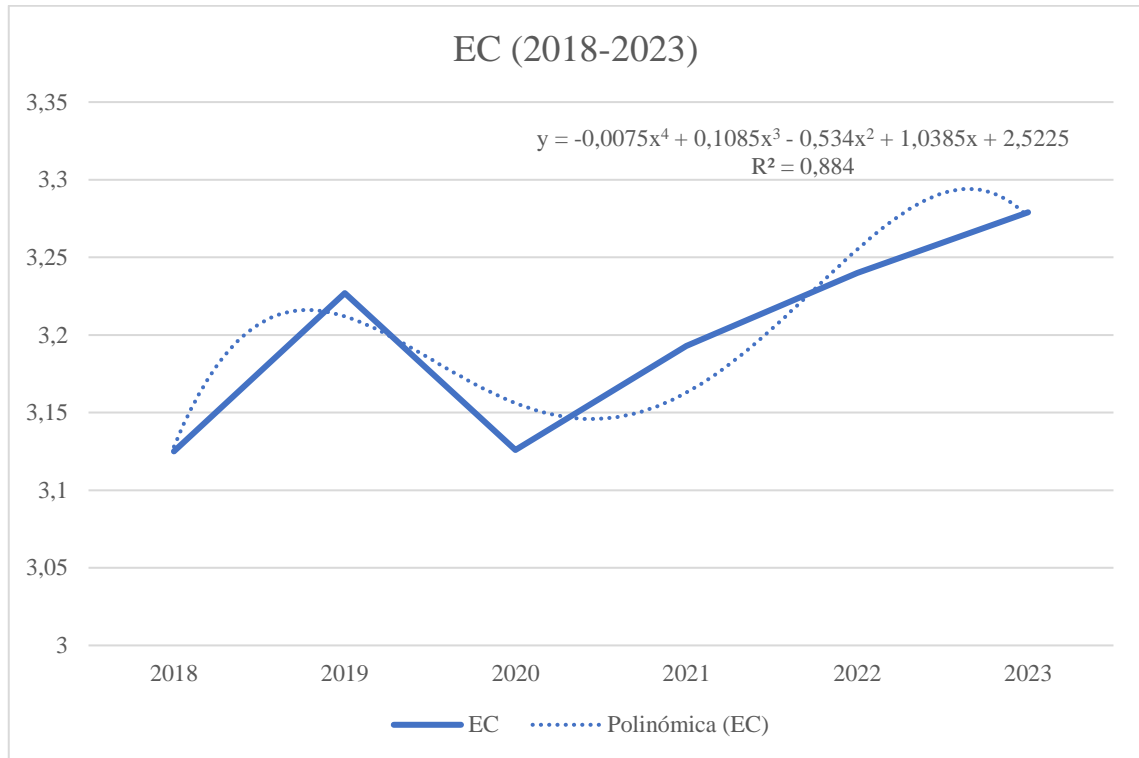
Teniendo en cuenta las circunstancias macroeconómicas y el contexto del mercado, podríamos encontrar explicación en este aumento repentino del nivel de concentración del año 2020 con la crisis del covid-19, que, posiblemente, afectó al desarrollo de las empresas generadoras en el mercado eléctrico. Es razonable pensar que el confinamiento afectó al nivel de producción de las empresas, conduciendo a las empresas más pequeñas a dejar de generar electricidad en mayor proporción que las grandes, incluso forzándolas a salir del mercado.

Asimismo, se puede ver también como a partir del año 2021 los valores del índice de entropía vuelven a crecer, si bien a un ritmo menos pronunciado que el experimentado entre los años 2018-2019, mostrando así un descenso en los niveles de concentración.

¹⁹ Conviene recordar que, al contrario de lo que ocurre con el resto de índices analizados, unos valores más altos del índice de entropía significan menos concentración.

Finalmente, se puede destacar también que el ajuste es peor al que veíamos en la ratio de concentración, ya que existe una mayor variabilidad.

Figura 9: Índice de entropía. Periodo 2018-2023.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIE (2023).

iii. Índice de Herfindahl – Hirschman (IHH).

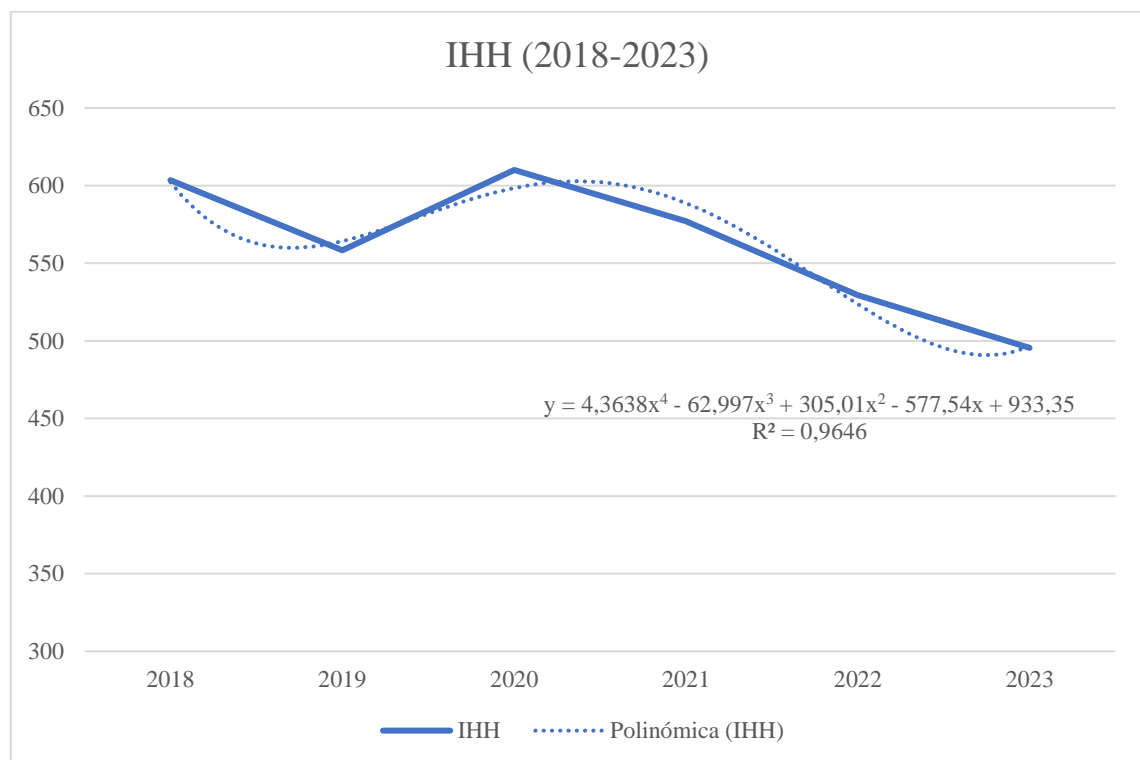
En primer lugar, tal y como podemos observar en la Figura 10 y, atendiendo a la interpretación de valores del IHH que mostrábamos en la Tabla 3, el mercado parece no concentrado, con un valor medio en el periodo estudiado de 575,65 puntos. Además, el valor máximo en la serie se observa en el año 2020, alcanzando los 610,06 puntos, y el valor mínimo, en 2023, llegando a los 495,46 puntos.

Respecto a la tendencia del nivel de concentración en el mercado eléctrico, se puede observar cómo esta es decreciente (recuérdese que mayor IHH significa mayor

concentración). Mientras que en el año 2018 el IHH señala un valor superior a los 600 puntos, este desciende a poco más de los 500 puntos en el año 2023. No obstante, aunque la representación lineal pudiese parecer estable durante cada uno de los años, podemos ver como no en todos los años se reduce el nivel de concentración, siendo especialmente destacable el valor alcanzado en el año 2020, en el ecuador del periodo temporal del estudio, en el que el IHH alcanza su valor máximo. Esta anomalía corresponde al año del covid y es consistente con lo observado en el índice de entropía.

Asimismo, se puede ver también como el descenso en los niveles de concentración durante los años posteriores es notable, pero sin alcanzar el ritmo de decrecimiento experimentado entre el año 2018-2019.

Figura 10: Índice de Herfindahl – Hirschman. Periodo 2018-2023.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIE (2023).

6.1.2. Análisis de Correlación

Por último, y tras comprobar que la interpretación de los resultados obtenidos en el cálculo de los índices estáticos parece conducirnos a una misma conclusión (la de una evolución a un mercado eléctrico de menor concentración), se estima adecuado medir la correlación entre los distintos índices, tal y como se muestra en la Tabla 4.

Tabla 4: Matriz de correlación.

Matriz de correlación					
	IHH	C3	C2	C1	EC
IHH	1	0,87896192	0,78941115	0,20143645	-0,96840393
C3	0,87896192	1	0,89277046	-0,02136508	-0,78968035
C2	0,78941115	0,89277046	1	0,24601537	-0,63277336
C1	0,20143645	-0,02136508	0,24601537	1	-0,10881002
EC	-0,96840393	-0,78968035	-0,63277336	-0,10881002	1

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIE (2023).

Como se puede observar, la correlación más alta se presenta entre el IHH y el EC, que alcanza un valor negativo de -0,96840393. Esto significa que un aumento del IHH, y por tanto, del nivel de concentración en el mercado, va acompañado de una reducción en el EC, que muestra también un menor nivel de competitividad entre las empresas generadoras.

Por otro lado, y reforzando la idea que presentábamos anteriormente relativa a los ratios de concentración, el CR₁ muestra unos niveles de correlación muy bajos con el resto de indicadores, ya que la sola utilización de la información relativa a la empresa con mayor cuota de mercado parece insuficiente para sacar conclusiones que muestren la realidad

del mercado en su conjunto. Además, y como es lógico, se puede ver como la correlación es negativa con el EC, y positiva con el IHH y CR_2 y CR_3 , ya que mayores niveles de estos últimos indicadores dejan entrever una mayor concentración, lo que iría en la misma línea que un aumento en el valor de CR_1 .

Por último, podemos observar también como el nivel de correlación entre CR_3 y el resto de indicadores es superior al de CR_2 , por la sencilla razón de que, al tener en cuenta más información o mayor número de operadoras en el mercado, las conclusiones y tendencias son más representativas.

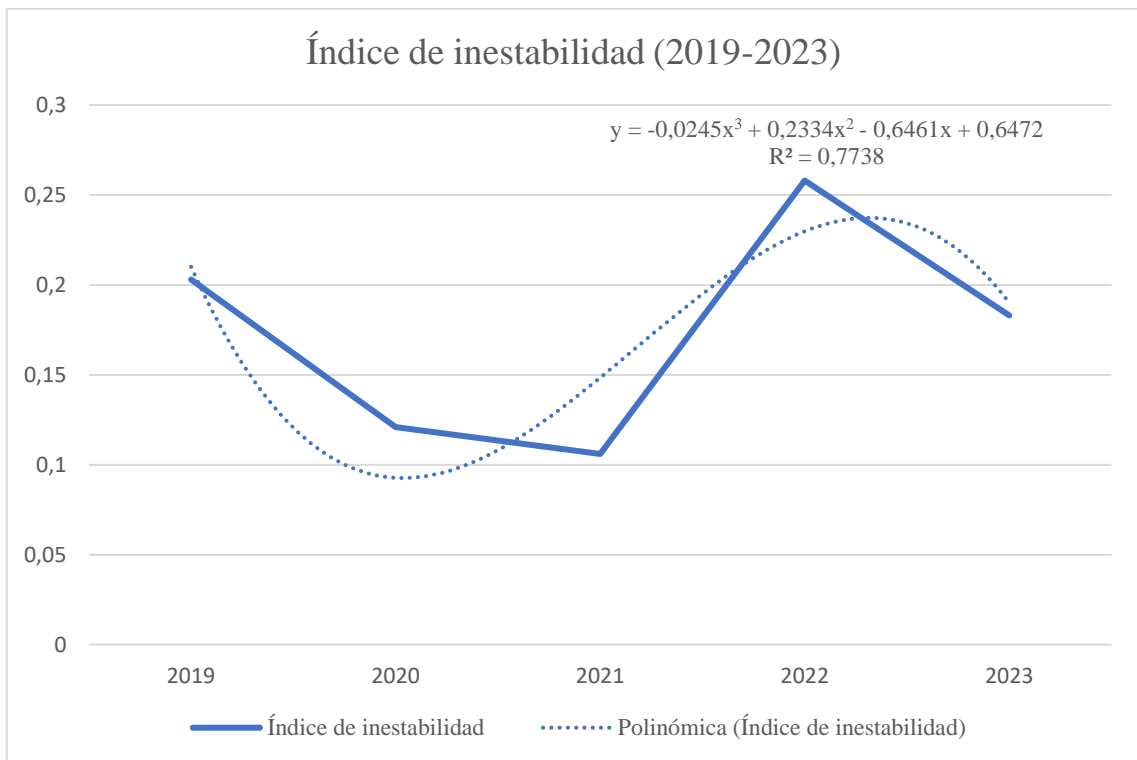
En cualquier caso, la utilización de la matriz de correlación refuerza las interpretaciones realizadas respecto de los resultados obtenidos en el cálculo de los distintos índices. Así, el hecho de que las tendencias del nivel de concentración expuestas de acuerdo con los resultados del IHH y EC sean similares se ve reforzada por la comprobación de que efectivamente existe una alta correlación entre ambos parámetros.

6.2. Índices Dinámicos

Tal y como podemos observar en la Figura 11, el índice de inestabilidad presenta su valor máximo en el año 2022, alcanzando los 0,258 puntos, y su valor mínimo en el año 2021, alcanzando los 0,106 puntos. Teniendo en cuenta la interpretación de los valores del índice de inestabilidad realizada en el punto 4, unos valores más elevados indican una mayor inestabilidad en el mercado, en tanto que la entrada y salida de empresas generadoras es más grande. En cualquier caso, el mercado parece presentar un nivel moderado de inestabilidad, en tanto que dista notablemente de encontrarse en el punto de inestabilidad máxima que correspondería a valores de 1 punto.

Respecto de la tendencia, la representación gráfica del índice no deja entrever una tendencia alcista o descendente clara, sino que muestra una notable tendencia fluctuante. Y es que conviene recordar que, de acuerdo con la metodología de cálculo del índice, podría ocurrir que en un año concreto existiese un número muy reducido de entrada y salida de operadoras a nivel cuantitativo, pero que a nivel cuantitativo las pocas empresas que saliesen o entrasen el mercado tuviesen una cuota de mercado elevado, y con ello, el índice de inestabilidad adquiriese valores más elevados.

Figura 11: Índice de inestabilidad



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIE (2023).

7. CONCLUSIONES

El objeto de este estudio ha sido el análisis del nivel de concentración del mercado eléctrico en España, que se encuentra integrado con el mercado eléctrico portugués, y su evolución durante el periodo 2018 – 2023.

Tras analizar, en un primer momento, las consecuencias negativas desde un punto de vista microeconómico que conlleva la existencia de un mercado económico poco competitivo, en el que se producen ineficiencias en detrimento de los consumidores; posteriormente se ha ofrecido una explicación del funcionamiento del mercado diario de generación y las dinámicas que caracterizan su funcionamiento.

Una vez presentadas las bases del mercado eléctrico, se han estudiado los últimos datos disponibles para medir el nivel de concentración de las empresas generadoras, así como su tendencia, mediante la utilización de índices estáticos y dinámicos. A través de esta primera categoría, en la que se han analizado la ratio de concentración, el índice de entropía y el índice de Herfindahl-Hirschman, se ha podido observar una tendencia hacia un mercado eléctrico más competitivo, en el que cada vez son más las empresas generadoras y con cuotas de mercado menos diferenciadas. Todo ello, sin dejar de lado la disminución de competitividad experimentada en el mercado durante el año 2020.

Por otro lado, se ha estudiado también la correlación entre esos índices estáticos, reforzando la interpretación de los resultados obtenidos y mostrando una misma conclusión para cada índice analizado.

Finalmente, a través del análisis del índice de inestabilidad se ha podido medir la inestabilidad del mercado mediante el número de entradas y salidas de empresas generadoras durante cada uno de los años del periodo de estudio. A pesar de que este índice no ofrecía unas conclusiones claras, se ha podido llegar a la conclusión de que el mercado eléctrico en España no parece muy inestable.

Con todo ello, el avance del mercado eléctrico español hacia niveles de menor concentración no garantiza su competitividad. Será indispensable neutralizar el poder de mercado de las grandes empresas para fomentar el desarrollo de infraestructuras sostenibles y garantizar el acceso universal a una energía asequible para todos, en línea con los objetivos de la Agenda 2030.

De cara al futuro, el trabajo podría complementarse con el estudio empírico de otros índices de concentración que permitan reforzar la interpretación de los resultados obtenidos, así como con el análisis del sector de la comercialización, también liberalizado y que ha experimentado diversas reformas desde la desaparición de la Tarifa de Último Recurso en el año 2013.

8. BIBLIOGRAFÍA

- Agosti, L., Padilla, A., & Requejo, A. (2007). El mercado de generación eléctrica en España: Estructura, funcionamiento y resultados. *Ecónomía Industrial*(364), 21-37.
- Asgari, M., & Monsef, H. (2010). Market power analysis for the Iranian electricity market. *Energy Policy*, 38(10), 5582-5599. doi:<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.04.056>
- Baker, J., & Bresnahan, T. (1992). Empirical methods of identifying and measuring market power. *Antitrust Law J.*, 61(1), 3-16.
- Brezina, I., Pekár, J., Čičková, Z., & Reiff, M. (2016). Herfindahl–Hirschman index level of concentration values modification and analysis of their change. *Cent Eur J Oper Res*, 24, 49-72. doi:<https://doi.org/10.1007/s10100-014-0350-y>
- Ciarreta, A., Nasirov, S., & Silva, C. (2016). The development of market power in the Spanish power generation sector: Perspectives after market liberalization. *Energy Policy*, 96, 700-710. doi:<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.06.029>
- CNMC. (2019). *De mercados mayoristas y sanciones por infracciones*.
- CNMC. (2021). *Informe de supervisión del mercado peninsular mayorista al contado de electricidad. Año 2020*.
- Energía y Sociedad. (2023). *Manual de la energía*.
- Escribano, Á. (2001). El funcionamiento de los mercados y el comercio electrónico: Principios básicos para el análisis. *Revista de Economía Industrial*, 4(340), 13-30.
- FERC. (1992). *Horizontal Merger Guidelines*. Washington, DC.: US Department of Justice And The Federal Trade Commission.
- FERC. (1996). *Inquiry Concerning the Commission's Merger Policy Under the Federal Power Act*. Washington, D.C.: Policy Statement. FERC Stats. and Regs.
- FERC. (2004). *Order on Rehearing and Modifying Interim Generation Market Power Analysis and Mitigation Policy*. Washington, D.C.: Policy. Docket.

- Jun, E., Kim, W., & Chang, S. (2009). The analysis of security cost for different energy sources. *Appl. Energy*, 86(10), 1894-1901. doi:<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2008.11.028>.
- Kaminski, J. (2012). The development of market power in the Polish power generation sector: a 10-year perspective. *Energy Policy*, 42, 136-147. doi:<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.11.057>
- Lis-Gutiérrez, J.-P. (2013). Medidas de concentración y estabilidad de mercado. Una aplicación para Excel. *SSRN Electronic Journal*. doi:<https://doi.org/10.2139/ssrn.2279769>
- OMIE. (siete de junio de 2023). <https://www.omie.es>.
- Pindyck, R., & Rubinfeld, D. (2013). *Microeconomía*. Madrid: PEARSON EDUCACIÓN, S.A.
- Twomey, P., Green, R., Neuhoff, K., & Newbery, D. (2005). *A Review of the Monitoring of Market Power: The Possible Roles of TSOs in Monitoring for Market Power Issues in Congested Transmission Systems*. University of Cambridge, Faculty of Economics.

9. APÉNDICE: LISTADO DE CÓDIGOS

I. Códigos de empresas generadoras en el año 2023

Código	Agente titular
EGLRE	AXPO IBERIA, S.L.
EDPSE	SU ELETRICIDADE, S.A.
IBGEG	IBERDROLA ENERGÍA ESPAÑA S..A.
EGEDG	ACCIONA GREEN ENERGY DEVELOPMENTS (ACT. COMERCI
ENDEG	ENDESA GENERACIÓN, S.A.
NEXUG	NEXUS ENERGÍA (ACT. COMERCIALIZACIÓN RE)
EDPGG	EDP GEM PORTUGAL S.A.
HCANG	EDP ESPAÑA, S.A.Ú. (GENERACIÓN)
EDPEP	EDP-ENERGÍAS DE PORTUGAL
REPSG	REPSOL SERVICIOS RENOVABLES, S.A.
WMARG	WIND TO MARKET (ACT.: COMERCIALIZACIÓN RE)
IGNIG	IGNIS ENERGIA S.L.
CENTG	ENERGYA VM GENERACIÓN (ACT. COMER. RE)
ENDCR	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SL (ACT: COM RE)
GNRAE	GNERA ENERGIA Y TECNOLOGIA

EBLCG	ENGIE ESPAÑA,S.L.U
GNCOG	GAS NATURAL COMERCIALIZADORA
MOVHG	MOVHERA - HIDROELÉTRICAS DO NORTE SA
OTROS	OTROS (Cuotas < 2%)

II. Códigos de empresas generadoras en el año 2018.

Código	Agente titular
EDPEP	EDP-ENERGÍAS DE PORTUGAL
EDPSE	EDP SERVIÇO UNIVERSAL
ENDEG	ENDESA GENERACIÓN, S.A.
EGLRE	AXPO IBERIA, S.L.
EGEDG	ACCIONA GREEN ENERGY DEVELOPMENTS (ACT. COMERCI
GNSDG	NATURGY ENERGY GROUP
IBGCO	IBERDROLA GENERACIÓN ESPAÑA S.A.
IBGEG	IBERDROLA GENERACIÓN ESPAÑA S.A.
CENTG	ENERGYA VM GENERACIÓN (ACT. COMER. RE)
WMARG	WIND TO MARKET (ACT.: COMERCIALIZACIÓN RE)
RENTG	REN TRADING S.A.

HCANG	EDP ESPAÑA, S.A.U. (GENERACIÓN)
ENATG	EDP COMERCIALIZADORA
NEXUG	NEXUS ENERGÍA (ACT. COMERCIALIZACIÓN RE)
VIEEG	VIESGO ENERGIA, S.L.
OTROS	OTROS (Cuotas < 2%)