



Universidad de Valladolid

**Facultad de Ciencias Económicas
y Empresariales**

Trabajo de Fin de Grado

**Grado en Administración y Dirección
de Empresas**

**Oligopolio y concentración del
sector eléctrico en la economía
española**

Presentado por:

Sofía Fonseca Ruiz

Tutelado por:

Óscar Carpintero Redondo

Valladolid, 17 de diciembre de 2021

RESUMEN

La electricidad es un elemento básico de sociedad actual. Sin embargo, este bien de prácticamente primera necesidad, está sometido a fuertes fluctuaciones de precio que repercute tanto en los hogares como en las empresas. Por ello, para comprender el precio final al que adquieren los consumidores dicho bien, es fundamental entender el funcionamiento de su mercado, y los agentes implicados en el mismo. Agentes que forman un oligopolio compuesto por cinco empresas integradas verticalmente que ejercen un poder de mercado gracias a que poseen la mayor parte de la capacidad instalada, por lo que son los máximos productores de energía en España, además de controlar la totalidad de la distribución y gran parte de la comercialización eléctrica.

Esta integración vertical les permite dominar tanto el mercado mayorista como el minorista de energía eléctrica, condicionando así el precio *spot* a su favor, lo que genera en sus cuentas unos beneficios sobredimensionados, que, amparados por la regulación de los poderes públicos, pagan en última instancia los consumidores.

Palabras clave: Energía eléctrica, oligopolio, poder de mercado

Código JEL: Q4, L13, L41.

ABSTRACT

A basic element of modern society is electricity. Households, as well as businesses, are affected by the fluctuations in the price of this essential good. As a result, to comprehend the final price at which consumers buy this good, it is crucial to understand how its market functions, as well as the agents involved in it. Five vertically integrated companies forming an oligopoly with considerable market power because they own the majority of the installed capacity, as well as controlling most of the electrical distribution systems. Due to their vertical integration, they are able to maintain an oligopoly on both the wholesale and retail electricity markets. This enables them to influence the spot price for their benefit. This generates excessive profits, which are protected by public power regulation laws, and are therefore paid by the final consumers.

Keywords: Electric energy, oligopoly, market power

JEL CODE: Q4, L13, L41.

ÍNDICE GENERAL

1. INTRODUCCIÓN	6
2. EVOLUCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO	8
2.1. Evolución del marco regulador del sector energético español 1970-2021 8	
2.1.1. Planes Energéticos Nacionales: 1975, 1978 y 1983.....	9
2.1.2. Marco legal estable 1988-1997.....	11
2.1.3. Liberalización del sector: Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico (LSE).....	13
2.1.4. Reforma del sector eléctrico 2013: Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.....	16
3. CAMBIOS Y CONSOLIDACIÓN DEL OLIGOPOLIO ELÉCTRICO	17
3.1. Caracterización del oligopolio.....	17
3.2. Actores principales	19
4. MERCADO ELÉCTRICO Y PODER DE MERCADO	28
4.1. Mercado eléctrico español	28
4.1.1. Mercado mayorista	29
4.2. Poder de mercado.....	35
5. CONCLUSIONES	40
6. BIBLIOGRAFÍA.....	41

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Jerarquía de las necesidades humanas.	6
Gráfico 2. Evolución del mix eléctrico y el consumo de electricidad (GWh) en España entre 1970-2020.	9
Gráfico 3. Distribuidoras de electricidad en España para el año 2020.	24
Gráfico 4. Comercializadoras de electricidad en España para el año 2020.	26
Gráfico 5. Curvas agregadas de oferta y demanda de electricidad en el mercado diario para la Hora 1 del 24 de septiembre de 2021.	30
Gráfico 6. Componentes de la factura de la luz 2021.	34

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Capacidad Instalada (MW) por tipo de tecnología de los actores principales del oligopolio del sector eléctrico español en el año 2020.	21
Tabla 2. Producción Neta de Electricidad (GWh) por tipo de tecnología de los actores principales del oligopolio del sector eléctrico español en el año 2020.	22
Tabla 3. Resultados económicos del oligopolio en 2020: miles de euros.	27

1. INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica es un elemento clave para la evolución del ser humano y la sociedad, así como esencial para el desarrollo económico. Podría considerarse que, a día de hoy, “*la electricidad es el alma del universo*”, tal como señalaba John Weasley (1759), por su versatilidad y su uso imprescindible en la vida cotidiana.

Desde cubrir las necesidades más básicas como puede ser cocinar o contar con luz y agua caliente, hasta satisfacer las necesidades de orden superior en la pirámide de Maslow como puede ser el fomento de la creatividad o el entretenimiento mediante televisiones, teléfonos móviles, etc., tal como se puede apreciar en el Gráfico 1.

Gráfico 1. Jerarquía de las necesidades humanas.



Fuente: Elaboración propia a partir de Maslow (1943).

La electricidad está presente en casi todos los ámbitos de la vida y afecta a la sociedad tanto a nivel individual como en el ámbito empresarial. Tanto es así que ya hace casi medio siglo, en la *Declaración sobre la Utilización del Progreso Científico y Tecnológico en Interés de la Paz y en Beneficio de la Humanidad* (Resolución 3384 de la Asamblea General 72 de la Organización de Naciones Unidas, de 10 de noviembre de 1975), establece el derecho de uso de la electricidad, debiendo los Estados garantizar el disfrute de la energía eléctrica

como avance científico y técnico, a través de las medidas normativas correspondientes.

Más recientemente, la ONU aprobó en 2015 la Agenda 2030 sobre el Desarrollo Sostenible cuyo Objetivo nº 7 se dedica a “Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos”.

No obstante, y a pesar de que en la Constitución Española de 1978 no haya una referencia expresa al derecho a la energía como derecho fundamental ni tampoco en la categoría de derecho de los ciudadanos, en el capítulo III del Título I, “De los principios rectores de la política social y económica” se reconoce el derecho a la energía de forma *implícita* en el artículo 47, que postula el derecho a gozar de una vivienda digna y adecuada, o en el artículo 43.1 que establece el derecho a la protección de la salud.

Por todo ello, y por más, la energía eléctrica concierne a la sociedad de manera directa tanto individual como colectivamente. Más aún si cabe, al ser un tema de plena actualidad, con la subida generalizada de los precios siendo cada día protagonista de los titulares.

Sin embargo, esta subida generalizada de los precios, llegando estos a alcanzar máximos históricos, no es una situación anómala en la variabilidad y vorágine del mercado eléctrico, puesto que es el propio funcionamiento del mismo en donde radica el problema.

Conviene tener presente que el funcionamiento del sector eléctrico en la economía española se ha visto históricamente muy condicionado por la capacidad de control y el poder económico de un pequeño número de empresas que, en términos de teoría económica, conformarían un auténtico oligopolio. Obviamente, las consecuencias de este hecho para el funcionamiento del conjunto de la economía española han sido relevantes, pues han condicionado tanto la propia normativa y regulación del sector energético, como la evolución de otros sectores económicos y el montante de la factura eléctrica que paga el conjunto de la población.

A partir de este reconocimiento, el objetivo de este trabajo será analizar la evolución del sector ese sector eléctrico y explorar el importante componente

oligopólico que lo caracteriza históricamente. Al mismo tiempo, se tratará de mostrar cómo este poder oligopólico se hace patente en el funcionamiento del mercado eléctrico español, donde las grandes compañías eléctricas tienen una presencia destacada.

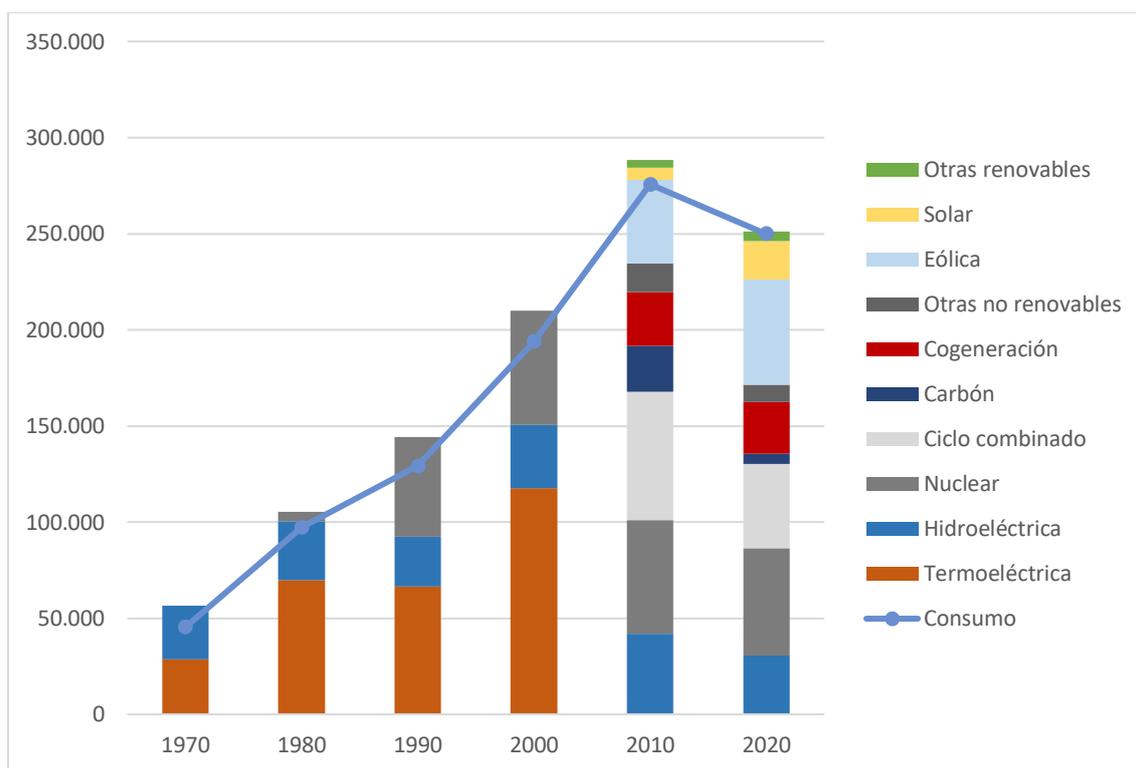
La estructura del trabajo será, por tanto, la siguiente. Tras esta introducción, el segundo epígrafe se dedicará a analizar la evolución histórica del sector eléctrico español en la etapa democrática. En el siguiente apartado, se detallarán los cambios y la consolidación que han afectado al propio oligopolio eléctrico centrándonos sobre todo en sus agentes principales: las compañías Endesa, Iberdrola, Naturgy, EDP y Repsol. Por último, en el cuarto epígrafe, nos centraremos en especificar algunas de las prácticas que sirven para que dichas empresas ejerzan su poder utilizando los mecanismos que el diseño del mercado eléctrico ha permitido desde 1997. Finalmente, terminaremos el trabajo resumiendo algunas de las principales conclusiones.

2. EVOLUCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

2.1. Evolución del marco regulador del sector energético español 1970-2021

Desde la década de 1970 hasta la actualidad, el proceso de transformación del sector eléctrico español se ha desarrollado en cuatro grandes etapas y que han ido estrechamente relacionadas con los cambios en el *mix* tecnológico de generación, en el que destaca la incorporación de las energías renovables y los ciclos combinados de gas, tal y como se puede apreciar en el Gráfico 2. Este proceso ha ido íntimamente relacionado con la adaptación del marco regulatorio y con el papel clave que ha desarrollado el capital privado. (Fano, 2002)

Gráfico 2. Evolución del mix eléctrico y el consumo de electricidad (GWh) en España entre 1970-2020.



Fuente: elaboración propia a partir de las Estadísticas Anuales de la Industria de la Energía Eléctrica del Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico; REE.

Las etapas en las que puede dividirse serían las siguientes:

- Planes Energéticos Nacionales (1975, 1978, 1983)
- Marco Legal Estable (1987)
- Liberalización del sector: Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico (LSE).
- Reforma del sector 2013: Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

2.1.1. Planes Energéticos Nacionales: 1975, 1978 y 1983.

Para entender de qué manera se pone en marcha la primera estrategia nacional en materia energética, es necesario hacer referencia al *mix* eléctrico con el que contaba España a principios de la década de los 70. *Mix* que generaba unos 56.500 GWh con una potencia instalada de 17.925 MW y que estaba formado

prácticamente en su mayoría y a partes iguales por energía hidroeléctrica (49%) y termoeléctrica (51%), como se puede apreciar en el Gráfico 2.

Esta circunstancia hacía que la economía española fuese estrechamente dependiente de materias primas, en su mayoría de procedencia extranjera, como el petróleo, entre otras. (Ministerio de Industria, 1970, 1980,1990,2000).

Dicha dependencia energética reveló sus efectos más perjudiciales cuando en 1973 se produjo el shock petrolífero¹, que hizo aumentar los precios del crudo, dejando en evidencia las profundas vulnerabilidades del sistema productivo, fiscal y financiero español, que llevaban décadas agrietando el panorama económico del país.

Es en este contexto en el que nace el primer Plan Energético Nacional (PEN-1975), que iba a definir la política energética española para el período 1975-1985.

Su principal objetivo era dar respuesta y paliar el shock petrolífero, así como la crisis económica que traía consigo. De modo que, desde el lado de la oferta, se tomaron medidas dirigidas hacia la reducción del consumo del petróleo y la sustitución por otras fuentes de energía térmica, como el carbón.

Por el lado de la demanda, se diseñó un modelo que sobreestimaba el consumo energético con el fin de justificar la expansión en la capacidad de oferta centrada en inverosímiles proyectos de construcción de centrales nucleares. Un modelo que fracasó provocando a su vez una sobrecapacidad en la oferta, que generaría desajustes y graves problemas financieros que, como se verá más adelante, acabaron costando el conjunto de los contribuyentes durante largo tiempo.

En efecto, en este contexto, las eléctricas, por aquel entonces Iberduero, Hidroeléctrica Española, Unión Eléctrica Fenosa, Compañía Sevillana de Electricidad, FECSA, ENHER, Hidrocantábrico, Viesgo, HECSA, ERZ y Endesa, habían acometido grandes inversiones en dichos proyectos alternativos al petróleo. Inversiones no justificadas que generaron un elevado endeudamiento de las empresas con altos tipos de interés real, causando desajustes financieros

¹ Crisis internacional que tuvo lugar en el año 1973 con la decisión de varios países del golfo pérsico de no exportar petróleo a países occidentales que provocó el aumento generalizado del precio del crudo.

en sus cuentas que finalmente fueron sufragadas, como ya se ha mencionado, por el conjunto de los consumidores.

Tras el primer Plan Energético fallido y gracias a la llegada de un Gobierno democrático, se instaura un segundo plan, denominado Plan Energético Nacional 1978-1987 (PEN-1978), que ajusta con más precisión, aunque no demasiada, las estimaciones de demanda a la realidad y adopta una política de precios acorde a los precios internacionales.

En todo caso, los efectos de estos planes (PEN 75 y 78) no tuvieron demasiado éxito pues se saldaron con un incremento injustificado de la capacidad de generación de 5.112 MW de potencia por medio de centrales térmicas de carbón y 4.695 MW mediante centrales nucleares. (Costa, 2016).

Tras el cambio de gobierno en 1982, y con la experiencia de la segunda crisis del petróleo en 1979, se puso en marcha el tercer plan denominado Plan Energético (PEN-83) que, con muchas contradicciones, intentó atajar los problemas de sobreoferta disminuyendo a la baja las previsiones de demanda eléctrica; reducir la dependencia del petróleo apoyando al carbón nacional, y frenando el exceso acometido de construcción de plantas nucleares iniciado años antes a través de una moratoria nuclear que legalizaría las compensaciones financieras a las eléctricas por sus injustificados proyectos previos.

Esto significó rescatar no sólo a las eléctricas, sino también a las constructoras y bancos que se habían embarcado conjuntamente en semejante fiasco (Palazuelos, 2019)².

2.1.2. Marco legal estable 1988-1997

Con el afán de estabilizar la situación económica y contar con una mayor precisión en las estimaciones a finales de la década de los 80, se da paso a la verdadera consolidación del marco regulador del sector eléctrico español, con el denominado Marco Legal Estable. Se trata de una serie de normativa

² La cantidad abonada por los consumidores en los recibos de la luz hasta 2015 alcanzó la cifra de 5.800 millones de euros, que fue muy superior al valor de los activos inutilizados y a medio construir en forma de plantas nucleares que nadie había justificado.

encabezada por el *Real Decreto 1538/198* que establece seis objetivos básicos (Red Eléctrica de España (REE), 1988):

- Constituir un marco de referencia estable del sistema de ingresos de las compañías del sector eléctrico y determinar la tarifa eléctrica en condiciones de mínimo coste.
- Fomentar la eficiencia en el sector energético a través de la incorporación de incentivos.
- Reducir la incertidumbre tanto en la gestión del suministro como la gestión inversora de las empresas del sector.
- Garantizar la recuperación de las inversiones mencionadas en el punto anterior.
- Planificar correctamente las actividades de suministro eléctrico.
- Conseguir la mayor estabilidad tarifaria posible.

El establecimiento de dicha regulación permitió afrontar los problemas financieros por los que atravesaba el sector eléctrico gracias a una fijación más coherente de los precios teniendo en cuenta los costes reales de las empresas y una previsión razonable de la demanda eléctrica, la inflación y los tipos de interés, de manera que las inversiones acometidas y los costes de explotación fueran recuperables. Y efectivamente lo fueron.

Las beneficiarias finales fueron las empresas eléctricas ya que en la década que duró este mecanismo, el precio de la electricidad se elevó un 35 por 100, la demanda creció en un porcentaje similar y los ingresos de las eléctricas aumentaron un 645 por 100 (Palazuelos 2019, p.207).

La fijación tarifaria además vino acompañada de una serie de fusiones y tomas de control empresariales, que pretendían mejorar el saneamiento financiero y evitar la quiebra de varias compañías, y *que favoreció y profundizó, hasta llegar a nuestros días, la formación del oligopolio empresarial eléctrico español.*

En este sentido, la Compañía Sevillana de Electricidad, FECSA, ENHER, ERZ y Viesgo, fueron adquiridas por la actual Endesa. Por otra parte, se produjeron las fusiones de Hidroeléctrica Española e Iberduero para formar Iberdrola, mientras

que Unión Eléctrica y Fenosa dieron lugar a Unión Fenosa. Esta última no llega a nuestros días como las otras tres mencionadas anteriormente, sino que fue adquirida por Gas Natural, actual Naturgy.

A lo largo de esta línea temporal, el *mix* eléctrico se ve sustancialmente modificado como se puede observar en el Gráfico 2, por la paulatina introducción de diferentes fuentes de energía para abastecer las plantas térmicas como el carbón y la irrupción de la energía nuclear, que gana una presencia muy importante, siendo a finales de la década de los noventa, la tercera generadora más relevante.

Sin embargo, no solo es el *mix* lo que se modifica, sino que en cuestión de casi tres décadas se produce un aumento muy significativo de la potencia instalada en el territorio nacional, de la generación eléctrica, y por supuesto, del consumo, llegando a aumentar en 84.000 GWh.

2.1.3. Liberalización del sector: Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico (LSE).

Ante el nuevo escenario que conforma el *mix* eléctrico español, con la elevada presencia de la energía hidroeléctrica y la irrupción significativa de la nuclear tras las fuertes inversiones acometidas para, supuestamente, evitar depender del petróleo, se abre paso la tercera etapa en la evolución del sector eléctrico español. Es esta fase la que va a suponer cambios más importantes, que van a condicionar su funcionamiento hasta nuestros días.

Hasta el año 1997, y gracias al Marco Legal Estable, el sistema eléctrico español estaba estructurado como un sistema regulado en el que, como se ha explicado en el apartado anterior, funcionaba mediante la fijación tarifaria por parte del gobierno que remuneraba la totalidad de los costes incurridos (principalmente, generación, transporte y distribución de la electricidad) a un conjunto de compañías eléctricas privadas.

Sin embargo, el siguiente paso en materia de regulación energética, marcado por las directrices del proyecto europeo, transforma el sistema hasta entonces aplicado, con el objetivo último de armonizar y liberalizar el mercado interior de la energía de la Unión para construir un mercado de la electricidad más

competitivo, centrado en los clientes, flexible y no discriminatorio, con precios de suministro basados en el mercado (Parlamento Europeo, 2021).

Este cambio de regulación, iniciado en 1996 con la aprobación de la *Directiva 96/92/CE* («Primer Paquete» del Mercado Interior), y materializado en España con la Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico (LSE), supone el cambio sustancial más importante hasta la fecha ya que se pasa de la fijación tarifaria que se venía aplicando hasta la fecha a fijar el precio de la electricidad a través de la creación de un mercado, en principio, de supuesta competencia. (Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, 1997)

Este hecho da paso al nacimiento del mercado eléctrico español tal y como se conoce hoy en día conformado por el mercado mayorista y minorista, como se detallará más adelante.

Con este nuevo sistema se pretendía retribuir a las diferentes centrales eléctricas, según sus costes medios, es decir, sus costes estándares de inversión, y el coste de los combustibles o fuentes primarias de energía utilizadas, y no mediante una tarifa fija. Sin embargo, el problema de esta regulación es que también determina que los precios que perciben las tecnologías hidroeléctricas y nucleares, muy superiores a sus costes medios, son costes para los consumidores (Fabra, 2017).

Además, este cambio de normativa, con la supuesta introducción de competencia en el mercado, y la desregulación, también garantizaba que no tuviera efectos desfavorables sobre la retribución de las centrales eléctricas ya existentes.

Este elemento garante se tradujo en la elaboración de un acuerdo entre el Gobierno y las grandes eléctricas integradas en UNESA, para que los ingresos de éstas no fueran menores que los esperados antes de implantar la nueva normativa. En él se establecía una figura regulatoria transitoria entre los años 1997-2010 denominada 'Costes de Transición a la Competencia' (CTC's), que calculaba los ingresos que supuestamente éstas iban a obtener y un precio de referencia fijado en 36€ MWh, que en caso de que los precios del mercado no lo alcanzaran, los CTC's los cubrirían. En contrapartida, todo precio ingresado por

las centrales existentes que excediera al precio de referencia sería deducido en favor de los consumidores.

En definitiva, los CTC's no pretendían ser más que una garantía que debería actuar en dos direcciones: a favor de las empresas o a favor de los consumidores, dependiendo del comportamiento de los precios del mercado.

Sin embargo, a pesar de que el periodo transitorio previsto de 13 años fue reducido en 3,5 años, en los que el exceso de precio de mercado por encima del precio de referencia debería haber actuado en favor de los consumidores, un análisis de la información disponible conduce a concluir que el conjunto de las centrales existentes en 1997, no sólo han recuperado sus inversiones, sino que, tal como corroboran documentos de la propia Administración, las han recuperado en demasía (Fabra, 2017). Esto, como se verá más adelante, es un claro ejemplo del ejercicio del poder de mercado por parte del oligopolio eléctrico.

En definitiva, el cambio de normativa materializada en la Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico (LSE), que nació con el objetivo de liberalizar el mercado, para producir una división vertical de actividades, y de ese modo introducir competencia³, no incrementó finalmente la competencia y sirvió para el mantenimiento de las ventajas y del poder de mercado que ya tenían previamente las compañías que operaban en el sector.

Aunque algunos autores han destacado un elemento desregulador de la nueva normativa, más que una desregulación, se trató de una regulación favorable a los intereses de las principales compañías. Como señala Jorge Fabra Utray (2021), economista y uno de los mayores expertos en el funcionamiento del mercado eléctrico español, "cuanta más liberalización, más regulación es necesaria, para garantizar la competitividad y que no se impongan los desequilibrios de fuerzas que concurren en el mercado". Regulación que, sin embargo, se tradujo en esta ocasión en la aparición de los CTC's con la introducción de esta normativa. (Fabra, 2021).

³ Competencia para las empresas ya existentes, que eran las integradas en UNESA como Endesa, Iberdrola o Gas Natural Fenosa entre otras.

2.1.4. Reforma del sector eléctrico 2013: Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

El *mix* eléctrico de España, ya nada tenía que ver con el de 1970. La irrupción de las energías renovables y la cogeneración era más que evidente, tal y como se puede apreciar en el Gráfico 2. Esta cuestión se vuelve de todo punto fundamental, ya que, si tenemos en cuenta el funcionamiento del mercado eléctrico y su dependencia de los costes en función del diferente tipo de tecnología, la dispersión en el *mix* se torna un problema.

A pesar de que la Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico (LSE) tratara de corregir esas distorsiones retributivas causadas por el propio funcionamiento del sistema y la mala praxis de la regulación transitoria de los CTC's, conllevó también la aprobación de numerosas medidas urgentes por real decreto-ley a partir del año 2010, que comenzaron a provocar una dispersión normativa.

Esto, sumado a cambios significativos como los citados a continuación, hicieron necesario un nuevo marco normativo. Unos cambios que planteaban: 1) un alto nivel de inversión en redes de transporte y distribución; 2) la elevada penetración de las tecnologías de generación eléctrica renovables; 3) un cambio en la evolución del mercado mayorista de electricidad con la aparición de nuevos agentes y el aumento de la complejidad de las ofertas; y 4) la aparición de un exceso de capacidad de centrales térmicas de ciclo combinado de gas.

Además de los ya mencionados, el verdadero catalizador del cambio de normativa, fue el erróneamente denominado "déficit de tarifa". Una artimaña que se fundamenta en que la estimación de los costes para cada segmento del sistema eléctrico es superior a los ingresos de las compañías eléctricas, lo que produjo la supuesta acumulación de desequilibrios anuales entre ingresos y costes del sistema eléctrico en el período 2003-2013, a lo que el Gobierno respondió con una serie de normas que se han calificado como 'la Reforma Eléctrica'. Esta regulación supuso básicamente resarcir ese 'déficit' mediante la emisión de deuda, cuyo pago ha recaído sobre el consumidor final, como se explicará más detalladamente en el apartado 4.1.

Lo que en realidad ha supuesto esta serie de normativa ha sido el desincentivo de las energías renovables, recortando el valor de sus costes fijos (que son aproximadamente el 90%), lo que supone en la formación del precio de mercado generar un sobre beneficio a otras tecnologías como la hidráulica o la nuclear, cuyos costes fijos son mucho menores, y aun así siguen percibiendo un precio mucho más elevado del que deberían⁴.

3. CAMBIOS Y CONSOLIDACIÓN DEL OLIGOPOLIO ELÉCTRICO

3.1. Caracterización del oligopolio

El mercado eléctrico español, conformado a partir de la LSE de 1997, tiene una serie de particularidades que se abordarán más adelante, entre las que destaca el reducido número de oferentes, que ostentan un elevado poder de mercado, frente a numerosos demandantes. Esta estructura de mercado es lo que se conoce como oligopolio.

Para comprender y desentrañar los entresijos de la concentración empresarial de dicho sector en la economía española es fundamental comprender las notas características de esta estructura de mercado.

Hasta el primer cuarto del siglo XX, y a excepción de algunas consideraciones sobre el monopolio, los mercados se estudiaban fundamentalmente desde un punto neoclásico de competencia perfecta, lo que implicaba que los distintos bienes y servicios que se intercambiaban en el mercado eran ofrecidos por numerosas empresas sin influencia sobre los potenciales oferentes ni sobre la formación de precios de los bienes o servicios ofertados (Marshall, 1890) (Marshall 1890 [2005]). Sin embargo, a partir del segundo tercio del siglo XX, esta estructura de mercado ortodoxa, se fue enseñando junto con otras estructuras de mercado consideradas de “competencia imperfecta”, que tenían un cierto carácter excepcional en el funcionamiento económico, y donde se englobaba también el oligopolio (Robinson, 1933) (Robinson 1933 [1973]). Posteriormente, el desarrollo de la perspectiva convencional de las estructuras de mercado ha sido importante y se ha encuadrado en lo que se conoce como teoría de la organización industrial (Tirole, 1990). Sin embargo, por

⁴ Volveremos brevemente sobre esta cuestión en el último apartado de este trabajo.

el lado más heterodoxo, las aportaciones marxistas y postkeynesianas que se inician con Sraffa, continúan con Kalecki, Means o Galbraith, y culminan con las contribuciones de Sylos Labini (Palazuelos 2019, pp. 24-25), ponen de relieve que el oligopolio es una estructura de mercado que aparece por la propia dinámica normal del capitalismo y que es más usual encontrarla en la realidad que la propia competencia perfecta. En este sentido, el economista Enrique Palazuelos resume bien los cinco rasgos fundamentales de cualquier oligopolio: 1) Permite establecer acuerdos sobre el nivel de precios y la forma en que se pueden repartir el mercado los participantes del oligopolio; 2) la competencia entre los participantes no se establece en términos de precio, sino en términos de diseño, diferenciación de producto, comercialización, etc., 3) se establecen barreras de entrada adicionales a las derivadas de la escala y la tecnología; 4) se crean mecanismos para fijar precios por encima de los costes (*mark-up*) amparados en esa situación ventajosa; y 5) se amplían considerablemente los márgenes de beneficio en la medida en que el *mark-up* se aleje cada vez más de los costes reales (Palazuelos 2019, pp. 24-25).

En todo caso, como se ve, la nota que caracteriza este tipo de estructuras de mercado, entre las que se encuentra el mercado eléctrico español, es el poder de influencia sobre los precios y la cantidad de los bienes o servicios ofertados. Ese ejercicio de poder se puede dar por parte de los oferentes, como es este caso, donde cabría destacar el monopolio y el oligopolio. Sin embargo, también podría producirse por parte de los demandantes, donde se engloban el monopsonio y el oligopsonio. No obstante, estos últimos no son el caso que nos atañe .

Ese poder de influencia de las empresas oferentes viene dado por su capacidad de limitar el suministro del producto o servicio, (en este caso, la generación, distribución y comercialización de electricidad), gracias a la propia premisa de esta estructura de mercado en la cual “sólo hay unas cuantas empresas que compiten entre sí y no es posible la entrada de nuevas empresas. El producto puede estar diferenciado o no” (Pindyck & Rubinfeld, 2009) . De manera que cuanto más reducido sea el número de empresas, más poder ostentan.

En esta estructura de mercado, que se encuentra a caballo entre la competencia perfecta y el monopolio, son fundamentales las decisiones que tomen las

empresas respecto a sus competidoras, ya que, al haber un número reducido de empresas, dichas decisiones van a afectar directamente a las demás. En otras palabras, se va a generar interdependencia estratégica.

La primera decisión que han de tomar las empresas implicadas es si van a competir entre ellas o por el contrario van a colaborar. En caso de las empresas del sector eléctrico español, optan por la segunda opción, lo que supondrá que éstas van a fijar el precio o la cantidad de electricidad que van a ofertar, es decir, van a coludir (Fabra N. , 2014).

Esto es así principalmente por tres motivos que se expondrán a continuación:

- En primer lugar, las cinco compañías que conforman el oligopolio y se detallarán en el siguiente apartado, están integradas verticalmente. Es decir, controlan la generación, distribución y comercialización de electricidad a través de sus filiales.
- En segundo lugar, y debido al funcionamiento del mercado *spot* (al contado), que depende estrechamente del tipo de tecnología generadora, no existe una competencia entre ellas, ya que ejercen una absoluta hegemonía sobre dichas tecnologías.
- En tercer lugar, y objeto de la colusión en sí, se produce la alteración del precio de la electricidad por las compañías oferentes, presentando ofertas en el mercado *spot* con valores desproporcionados, de manera que encarecen el precio de la electricidad, trasladando ese sobrecoste al consumidor, y generando unos beneficios en sus cuentas de resultados desproporcionados.

Esta última cuestión, va en contra de la competencia y la CNMC tiene abiertos numerosos litigios en contra de estas compañías por esta cuestión. En concreto, la CNMC les ha impuesto multas de más de 79 millones de euros solo desde 2014 (Noceda, 2019).

3.2. Actores principales

Una vez enmarcada la estructura de mercado en la que se engloba el sector eléctrico español y su carácter de oligopolio, conviene desglosar detalladamente los agentes que en él actúan, siendo cinco las grandes compañías eléctricas

poseedoras de la mayor parte de la capacidad instalada y que generan la mayoría de la energía que se produce en España, a la vez que controlan la totalidad de las redes de distribución y la mayor parte de la electricidad que se vende a los consumidores.

Estas cinco empresas dominantes, se agrupan en torno a una organización denominada Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (AEEE; anteriormente, UNESA), que representa y defiende los intereses generales y comunes de sus miembros y del sector eléctrico en su conjunto. Sus integrantes, es decir, los principales actores del oligopolio eléctrico español, son las cinco: Endesa, Iberdrola, Naturgy, EDP y Repsol (anteriormente Viesgo).

Se considera que forman un oligopolio, pues, dichas corporaciones dominan tanto los mercados eléctricos (mayorista y minorista) como los segmentos de la generación, distribución y comercialización de electricidad.

Atendiendo a las últimas cifras anuales disponibles, relativas al ejercicio 2020, en lo que a producción respecta, estas empresas generaron cerca del 70% del total de la electricidad, mientras que controlan casi el 100% de la distribución y el 90% de la comercialización. En concreto son tres las compañías que concentran los mayores porcentajes de estos segmentos: Endesa, Iberdrola y Naturgy, a los que, sumadas EDP y Repsol, el carácter oligopolístico es innegable (Palazuelos, 2019).

En primer lugar, en la Tabla 1 y la Tabla 2, que reflejan con más detalle las cifras de *capacidad instalada*, y como consecuencia la producción que generan, se observa la concentración anteriormente mencionada, puesto que si se tiene en cuenta que la capacidad instalada en el territorio nacional es de 110.286 MW en 2020, y las que dichas empresas poseen 70.538 MW, se está hablando de que ostentan un 65% aproximadamente de la capacidad instalada nacional (Red Eléctrica de España, 2020).

Tabla 1. Capacidad Instalada (MW) por tipo de tecnología de los actores principales del oligopolio del sector eléctrico español en el año 2020.

	ENDESA	IBERDROLA	NATURGY	EDP	REPSOL
Renovables	7.825	17.411	2.051	2.400	1.030
Eólica	2.423	6.292	1.691	1974*	337
Hidroeléctrica	4.793	9.715	1.951	426	693
Minihidroeléctrica		303	111	–	–
Solar	609	1.100	249	1974*	–
Biomasa	–	–	–	–	–
Nuclear	3.453	3.177	604	156	–
Ciclos combinados	5.681	5.695	7.427	1.698	1.625
Cogeneración	–	353	51	25	600
Carbón	5.506	–	530	1.250	–
TOTAL	22.465	26.635	12.614	5.529	3.295

Fuente: elaboración propia a partir de Endesa, Iberdrola, Naturgy, EDP y Repsol: Informe Anual Consolidado 2020.

La tabla 1 muestra que el liderazgo en capacidad instalada lo tiene Iberdrola con más de 26.000 MW, destacando en especial por su presencia en las energías renovables. En concreto, cuenta con centrales hidroeléctricas con una capacidad de casi 10.000 MW, mientras que en lo que energía eólica respecta, se posiciona con más de 6.000 MW. Así mismo, los ciclos combinados y la energía nuclear tienen un peso importante, representando el 21% y el 12% respectivamente de su capacidad instalada en el territorio nacional.

En el caso de Endesa, y atendiendo a la capacidad instalada con la que cuenta en el territorio nacional y a la diversidad de fuentes de generación, destaca el liderazgo que ostenta en cuanto a plantas de ciclos combinados y de carbón, con más de 5.500 MW de capacidad instalada en cada una de ellas, tal y como se puede apreciar en la Tabla 1. No obstante, la energía hidroeléctrica también tiene un peso importante, representando casi un 23% de su capacidad, así como la nuclear, con cerca del 15% (Endesa, 2020)

Por su parte, Naturgy, se diferencia de las otras dos grandes eléctricas (Endesa e Iberdrola) en el núcleo central de su actividad: la importación, distribución y

venta de gas natural. Ahondando en su *mix* eléctrico, se puede observar que cuenta con casi 13.000 MW de capacidad instalada en el territorio nacional, cifra que supone aproximadamente la mitad de la capacidad con la que cuentan las otras dos eléctricas más poderosas (Endesa e Iberdrola).

En cuanto a EDP España, su capacidad instalada en el territorio nacional es de aproximadamente 5.500 MW, lo que supone un 3,6% de la capacidad total

Finalmente, REPSOL, al adquirir los activos de Viesgo, se hizo con centrales hidráulicas y de ciclo combinado de casi 3.000MW de potencia instalada, con lo que a finales de 2020 se posicionaba con un total de 3.295 MW y 2.639 MW en desarrollo.

En segundo lugar, si atendemos a la *producción* de electricidad, reflejado en la Tabla 2, se observa que ocurre lo mismo, puesto que la generación de estas corporaciones representa alrededor del 65% de la producción total nacional, que en el ejercicio 2020 se situó en los 251.333 GWh. Una vez más, las cuotas generadoras predominantes son las de Iberdrola (23%), Endesa (22%) y Naturgy (10%), siendo EDP y Repsol más residuales, pero completando el ejercicio de poder del oligopolio en el segmento de la generación.

Tabla 2. Producción Neta de Electricidad (GWh) por tipo de tecnología de los actores principales del oligopolio del sector eléctrico español en el año 2020.

	ENDESA	IBERDROLA	NATURGY	EDP	REPSOL
Renovables	13.415	25.919	4.070	6.178	–
Eólica	5.235	11.617	3.546	5.298	–
Hidroeléctrica	7.681	13.111	3.011	880	–
Minihidroeléctrica	–	682	524	–	–
Solar	498	509	320	–	–
Biomasa	1			–	–
Nuclear	25.839	24.316	4.387	1.223	–
Ciclos combinados	11.365	7.216	12.856	4.346	–
Cogeneración	–	2.166	315	107	–
Carbón	5.650	237	958	3.129	–
TOTAL	56.269	59.854	25.917	14.983	5.940

Fuente: elaboración propia a partir de Endesa, Iberdrola, Naturgy, EDP y Repsol: Informe Anual Consolidado 2020.

Respecto a Endesa, su producción neta tiene como principal fuente generadora de electricidad la energía nuclear, con casi 26.000 GWh, lo que la convierte en la productora líder de esta tecnología, aunque seguida de cerca por Iberdrola. Con casi la mitad de producción respecto a la nuclear, se encuentran los ciclos combinados (11.365 GWh), y su tercera generadora más potente, sería la energía hidroeléctrica, con cerca de 8.000 GWh.

El *mix* eléctrico de Iberdrola dista notablemente del de otras compañías, como Endesa, En cuanto a la producción de electricidad, Iberdrola supone una quinta parte de la producción eléctrica española, con casi 60.000 GWh en el año 2020 tal y como se puede apreciar en la Tabla 2, procedentes principalmente la hidroeléctrica y la eólica. Esta primera, por el origen del nacimiento de la compañía, y la eólica, debido a que fue pionera en invertir en esta tecnología, ostentando en la actualidad una cuarta parte de la potencia eólica total en España, seguida de cerca por Acciona, EDP, Endesa y Naturgy (Palazuelos 2019, p.120). En concreto, en el año 2020, su capacidad renovable constituyó más de la mitad del total con un 65,36%, y aunque la producción de electricidad renovable fuera de aproximadamente el 43%, se trata de cifras bastante alejadas del resto de eléctricas en cuanto a renovables se refiere.

En el caso de Naturgy, la fuente producción de su *mix* eléctrico más reseñable, ya que sobresale significativamente por encima de las demás tanto en lo que respecta a capacidad instalada como en la producción de electricidad, es la del ciclo combinado, representando más del 60% por las razones comentadas anteriormente. El resto de energías tienen una representación poco significativa como se puede observar en la Tabla 2 respecto a esta magnitud, y respecto al resto de eléctricas dominantes.

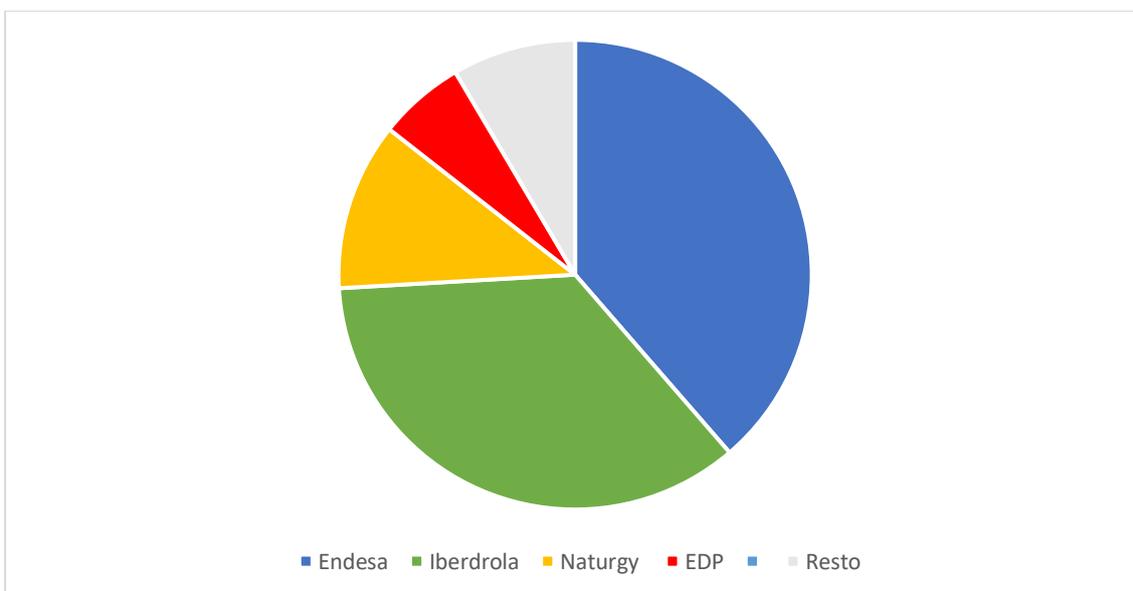
Por lo que respecta a EDP la producción neta de electricidad es de casi 15.000 GWh, lo que supone un 13% de la producción total en España A diferencia del resto de empresas analizadas, EDP, no cuenta con los datos desglosados para 2020, por lo que se han tomado los del ejercicio anterior.

Finalmente, Repsol generó casi 6.000GWh en el ejercicio 2020. Una producción inferior a la del año anterior debido al descenso de la demanda industrial y las condiciones de mercado que han propiciado un descenso en la producción de

los ciclos combinados. Cabe destacar que, por desgracia, Repsol no desglosa la producción de electricidad, así como lo hacen las demás.

En tercer lugar, en lo que atañe a la *distribución* eléctrica (gráfico 3), si bien es cierto que Red Eléctrica de España es el propietario de la red de transporte, así como el Operador del Sistema Eléctrico Español, la actividad de distribución está regulada, y a pesar de que existen entorno a trescientas distribuidoras, la realidad es que tienen ámbitos de actuación locales muy reducidos, tal y como se puede apreciar en el Gráfico 3. Esto es así ya que los actores principales del oligopolio tienen dividido el ámbito de actuación de sus redes de distribución por zonas geográficas, de manera que el 92% de la red les pertenece, ejerciendo, por tanto, posiciones monopolistas en sus respectivos territorios.

Gráfico 3. Distribuidoras de electricidad en España para el año 2020.



Fuente: elaboración propia a partir de los Informes Anuales 2020 (Endesa, Iberdrola, Naturgy, EDP) y REE 2020.

En este segmento de la distribución, Endesa cuenta con redes en veinticuatro provincias españolas de nueve Comunidades Autónomas (Andalucía, Aragón, Baleares, Canarias, Castilla y León, Cataluña, Extremadura, Galicia y Ceuta), a las que suministró solo en el año 2020 96.596 GWh. Si tenemos en cuenta que la demanda total en España en ese año fue de casi 250.000 GWh, Endesa habría cubierto casi el 39% del total de la demanda nacional.

En cuanto a Iberdrola, gracias a la integración vertical tejida, cuenta con filiales que se encargan de las redes de distribución. En el caso de España, a través de

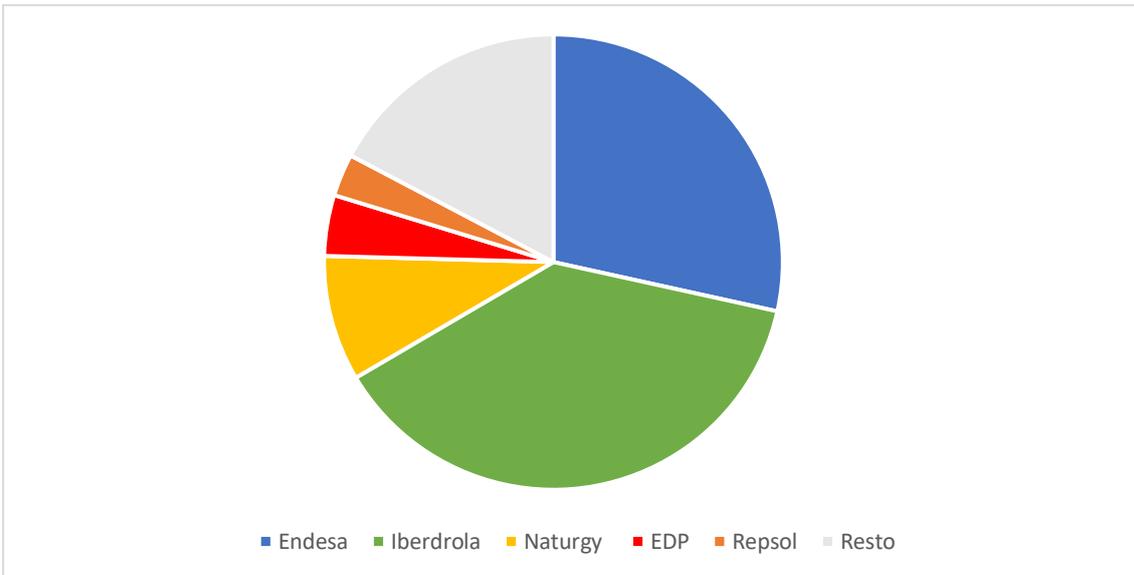
i-DE que en el último ejercicio 2020 distribuyó un total de 88.390 GWh, representando un 35% del total nacional, y siendo su territorio de actuación la mayor parte de Castilla y León, la Comunidad Valenciana, Murcia, el País Vasco, Navarra y la Rioja, así como zonas del norte de Extremadura, la Comunidad de Madrid, el sur de Cataluña y Castilla-La Mancha.

Atendiendo a su participación en el segmento de distribución, Naturgy, mediante su filial UFD, se consolida como el tercer distribuidor de electricidad más importante en el mercado español con casi 30.000 GWh suministrados en 2020. Sin embargo, en lo que destaca en especial es por ser la líder en el suministro de gas natural, contando con una cuota de mercado de casi el 70%, siendo sus principales territorios de actuación: Galicia, parte de Castilla La Mancha, Castilla y León y Madrid.

Por su parte, EDP, a través de su filial E-Redes, suministró unos 14.800 GWh, cifra que dista de Endesa, Iberdrola o Naturgy, pero que también supone una parte importante sobre el total.

Finalmente, con la *comercialización* (gráfico 4) ocurre prácticamente lo mismo, tal y como se puede observar en el Gráfico 4. Tanto si los clientes se acogen al mercado libre como al regulado, las filiales de las compañías de Endesa, Iberdrola, Naturgy acaparan más de veintiséis millones de clientes y venden más del 80% de la energía comprada por los consumidores, siendo Iberdrola la que encabeza dicha comercialización con 95 TWh, seguida de Endesa y Naturgy.

Gráfico 4. Comercializadoras de electricidad en España para el año 2020.



Fuente: elaboración propia a partir de los Informes Anuales 2020 (Endesa, Iberdrola, Naturgy, EDP, Repsol) y REE 2020.

Por lo que respecta a Endesa, la compañía suministró a los clientes del mercado eléctrico nacional, tanto en ventas en el mercado liberalizado como en el regulado un total de 71,1 TWh alcanzando una cuota del 32,4% en términos de energía (Endesa, 2020).

La presencia de Iberdrola en el segmento de la comercialización se traduce en un suministro a los clientes del mercado eléctrico nacional, tanto en ventas en el mercado liberalizado como en el regulado, de cerca de 95 TWh, lo que supone una cuota del 40,2%, y el manteniendo de la primera posición sobre el sector (Iberdrola, 2020) (Red Eléctrica de España, 2020).

Como no podía ser de otra manera, y siguiendo la tónica general del resto de eléctricas, Naturgy también está presente en el segmento de la comercialización, donde en el año 2020 suministró más de 22 TWh, lo que supuso cerca del 9% del total (Naturgy, 2020). En el caso de EDP, su filial comercializadora que suministró casi 11 TWh en el año 2020.

Finalmente, Repsol ofrece información sobre su actuación como comercializadora de gas y electricidad en el mercado minorista, contando con una cuota del 3% a finales del ejercicio 2020.

Las cifras anteriores son muestra de un control casi absoluto de las compañías del oligopolio sobre todos los segmentos del mercado eléctrico español, aspecto que, como cabría esperar, se ve reflejado en sus cuentas de resultados (tabla 3):

Tabla 3. Resultados económicos del oligopolio en 2020: miles de euros.

	ENDESA	IBERDROLA	NATURGY	EDP	REPSOL
Ingresos	17.560	33.145	15.345	12.448	485
EBITDA	3.783	10.010	3.449	3.950	2.730
Beneficio Neto	1.394	3.611	-347	801	600
Deuda Neta	6.899	35.142	13.612	12.243	3.042
Inversiones Brutas	1.846	9.246	1.279	2.037	-

Fuente: elaboración propia a partir de los Informes anuales de las compañías.

En este sentido, cabe destacar que, a la vista de los resultados económicos reflejados en la Tabla 4, Iberdrola se posiciona como una de las compañías del oligopolio más potente. Y lo mismo cabría decir de Endesa, con un resultado bruto operativo de más de 3.000 miles de euros, a pesar de la Covid-19 y tras dejar de ingresar 120 millones por la Covid-19 por la menor demanda y 50 millones por deudas incobrables, lo que generó un beneficio neto final importante de 1.394 millones de euros, lo que supone un 715% superiores a los registrados en 2019, que fueron de 171 debido a las provisiones dotadas a causa del cierre del carbón (1.105 millones) y otro negocio relacionado con la generación no peninsular (304 millones). (Resultados Endesa, 2020). Todo ello reflejo del poder económico derivado de su posición oligopolística.

Por su parte, Naturgy, a pesar de ostentar cifras de negocio alejadas de Iberdrola o Endesa como se puede observar en la tabla 3.3, y contando con unos ingresos más reducidos, obtiene cifras de más de 3.000 millones de euros en el beneficio operativo bruto (EBITDA), es decir, números similares a los de Endesa. Sin embargo, y a diferencia del beneficio neto no solo positivo, sino creciente de las dos eléctricas de referencia, Naturgy ha registrado unas pérdidas de 347 millones de euros en 2020, frente a los 1.401 millones de beneficio obtenidos en

2019 a consecuencia de la caída de la demanda de gas natural, propiciada por la pandemia y otras cuestiones de ámbito internacional como los costes de reestructuración de la compañía, la revisión de contratos a largo plazo de gas y el tipo de cambio de divisas.

En cuanto a EDP, las cifras de negocio, así como las de su *mix* eléctrico, están alejadas de las compañías dominantes, aunque su EBITDA en el último ejercicio superó al de Endesa y Naturgy. Así mismo registró unos beneficios de 801 millones de euros, cifra que sitúa a la empresa en una mejor posición respecto a Naturgy, sin embargo, se trata de una cuestión de carácter puntual debido a la situación de Naturgy tal y como se especificó en el apartado anterior.

Los resultados de Repsol, dispuestos en la Tabla 3, son de cierta manera diferentes al resto de eléctricas, ya que van más bien en consonancia con el resto del sector *oil & gas*. Por ello, muestran unas pérdidas de 3.289 millones de euros en 2020 a consecuencia del hundimiento de los hidrocarburos, No obstante, en términos ajustados, sin elementos extraordinarios, ganó 600 millones, el doble de lo previsto por los analistas para ese año.

En resumen, incluso en un año atípico como el reflejado y, a pesar de que se elige únicamente como muestra más que como indicador de la evolución, resulta evidente que la posición dominante de las empresas que forman el oligopolio eléctrico en España les permiten estar al abrigo de las malas coyunturas económicas.

4. MERCADO ELÉCTRICO Y PODER DE MERCADO

Una vez descritos los rasgos más importantes de las principales empresas que operan en el sector eléctrico, conviene analizar el funcionamiento del mercado eléctrico en España y los mecanismos a través de los cuales se ejerce el poder de mercado fruto del oligopolio formado por estas grandes empresas.

4.1. Mercado eléctrico español

La configuración del mercado eléctrico español que se establece a partir de la Ley 54/1997 y refrendada por la reforma legislativa de 2013 (Ley 24/2013), está integrada por dos sectores que son: el mercado mayorista y el mercado minorista.

Antes de ahondar en los mismos, es necesario hacer una breve distinción entre las actividades del sistema eléctrico español, puesto que algunas están parcialmente liberalizadas a consecuencia de la legislación establecida en 1997, como son la generación y la comercialización de electricidad, mientras que otras, como el transporte o la distribución, están reguladas mediante la empresa Red Eléctrica de España, que actúa como operador único del sistema. Es relevante dicha puntualización debido a que son precisamente los agentes que se verán implicados en el funcionamiento de los mercados que se expondrá a continuación.

4.1.1. Mercado mayorista

En la península ibérica, la mayor parte de electricidad se gestiona en el mercado *spot* (mercado diario e intradiario), organizado por el OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Electricidad), donde oferentes y demandantes acuden para realizar sus ofertas y concretar el precio de la electricidad para cada hora del día.

Por otra parte, y simultáneo al *spot*, que comprende el mercado diario e intradiario, existe un mercado de servicios de ajuste del sistema que gestiona Red Eléctrica de España, que se encarga de garantizar el equilibrio instantáneo entre generación y consumo.

4.1.1.1. Mercado diario

El objetivo del mercado diario es el de definir el precio y las cantidades de energía que los productores (oferentes) van a verter a la red eléctrica y los consumidores (demandantes) van a absorber de ella durante una determinada hora. Este mercado se realiza todos los días, de manera que se fija un precio de la electricidad, común para todos los participantes, para cada una de las 24 horas del día siguiente, así como qué productores van a producir y las respectivas cantidades (Fabra Utray, 2004; Fabra y Fabra Utrai, 2009; Palazuelos, 2019 (Gallego & Victoria, 2012).

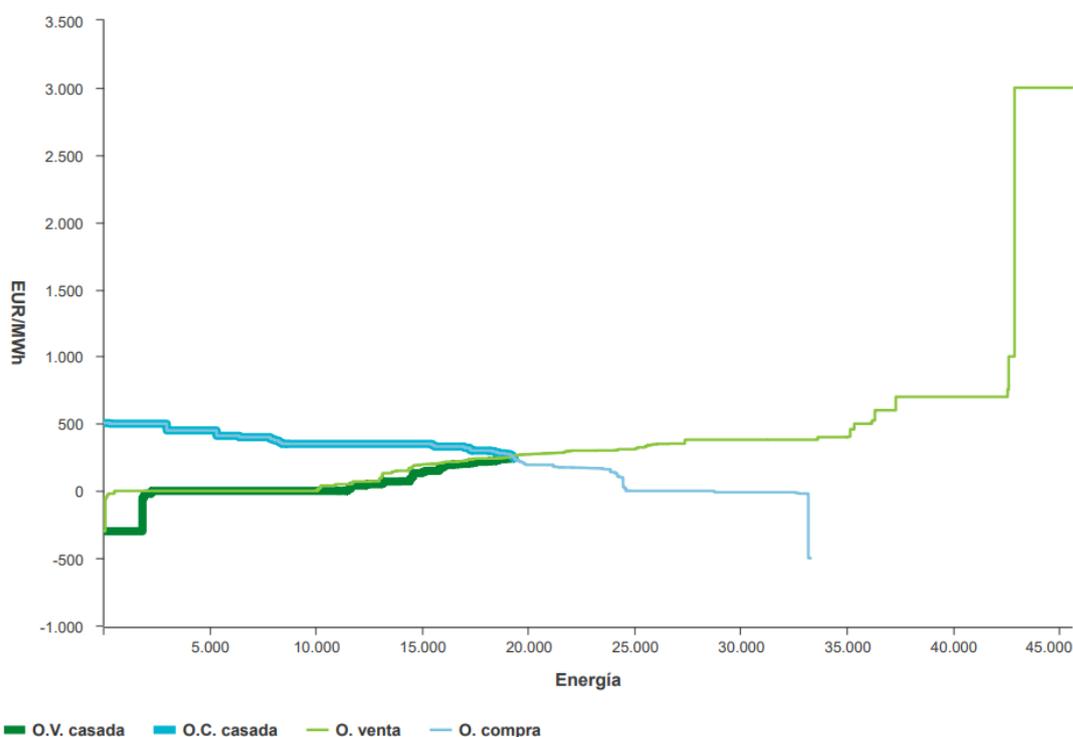
En dicho proceso, los agentes implicados son: las empresas oferentes generadoras de electricidad (Endesa, Iberdrola, Naturgy, EDP, y Repsol), mientras que la parte demandante está formada por las comercializadoras, que,

en última instancia pertenecen a las mismas compañías anteriormente mencionadas, como se ha visto en el apartado 3.

Una vez definido el objetivo del mercado y los agentes implicados en él, se va a analizar de qué manera se determina la oferta del mercado y cómo se produce el fenómeno de casación.

Por una parte, todas las unidades de generación (oferentes) realizan sus propias ofertas para cada hora, que se van a traducir en la creación de una curva creciente que relaciona tramos de potencia y precios a los que está dispuesta a producir durante esa determinada hora. Análogamente, los demandantes hacen ofertas de compra en tramos decrecientes de precio, cuya lectura es la siguiente: “estoy dispuesto a adquirir una determinada cantidad de energía a un precio dado, pero si el precio es más bajo, estoy dispuesto a adquirir aún más energía”, tal y como señalan Gallego y Victoria (2012, p. 27), en su explicación del mercado de la energía.

Gráfico 5. Curvas agregadas de oferta y demanda de electricidad en el mercado diario para la Hora 1 del 24 de septiembre de 2021.



Fuente: OMIE

El corte de estas curvas indicaría el volumen de energía que se va a intercambiar, así como el precio de casación. En concreto, los tramos de las

curvas que “han casado” (los resaltados en negrita que quedan a la izquierda del precio de casación) indican a cada unidad el nivel de potencia al que deben generar o consumir durante esa determinada hora.

El problema de este sistema radica en que los precios que presentan las empresas generadoras u oferentes al OMIE difieren considerablemente en función de la tecnología utilizada para generar dicha electricidad y existen barreras de entrada grandes que impiden la efectiva competencia.

En caso de que la electricidad sea obtenida mediante energía nuclear, eólica, solar o hidráulica fluyente, el precio al que se oferta es prácticamente cero. Esto se debe al interés de las empresas generadoras de casar su oferta en el mercado a toda costa, ya que, de no ser así, por la rigidez de su proceso productivo, o la dependencia de las condiciones naturales que impiden variar la cantidad de electricidad a lo largo de las horas, esa electricidad se desperdiciaría al no poder ser almacenada. (Fabra Utray, 2004; Fabra y Fabra, 2009).

Por otro lado, las tecnologías que sí permiten disponer de electricidad flexiblemente con independencia del momento del día, como son las centrales hidráulicas y las plantas térmicas (tanto las de carbón como las de gas natural) no serán precio-aceptantes, como sí ocurre con las mencionadas anteriormente. Generalmente son este tipo de tecnologías las que realizan las ofertas con precios más elevados, debido a la dependencia y la volatilidad de sus materias primas.

El problema de este sistema, tan criticado por la desigualdad que genera, es su carácter marginalista, y sus fallidos mecanismos de corregirla, ya que todas las ventas o compras de energía se pagan, para cada hora, al mismo precio independientemente de la tecnología utilizada, y los muy diferentes costes de generación que acarrearán.

Como resultado de ello, todas las fuentes de energía se pagan al precio de la fuente más cara, que generalmente suelen ser las que utilizan materias primas como el carbón, petróleo o gas, haciendo que se encarezca el precio de renovables que en sí son mucho más baratas como es el caso de la eólica o la hidroeléctrica. Este sobreprecio es soportado en última instancia por el consumidor de manera que se genera un sobre beneficio para las hidráulicas y

nucleares, ya mencionado anteriormente como son los 'beneficios caídos del cielo'.

4.1.1.2 Mercado intradiario y servicios de ajuste

Los mercados intradiarios son en esencia mecanismos de ajuste, orientados a que los agentes del mercado diario que han participado en la casación puedan introducir correcciones en las cantidades o precios tanto de adquisición como de producción de electricidad una vez conocidos los resultados del mercado diario.

Se realizan seis sesiones diarias en las que se pueden introducir dichas correcciones de ajuste para los intercambios que se realizarán en las tres últimas horas de ese día y en las 24 del día siguiente.

La existencia de este mecanismo se debe principalmente a tres motivos. El primero de ellos, es debido a que se puede dar la posibilidad de que algunas centrales solo hayan casado parte de la energía que pueden producir, quedando el resto de la misma desperdiciada. El segundo, es por los cambios que se pueden producir en la predicción de recursos no gestionables, como son los parques eólicos o las plantas fotovoltaicas. El tercero, es por la posible indisponibilidad de generadoras de electricidad que tras casar su oferta se vean afectadas por problemas técnicos que les hagan imposible cumplir con su compromiso de oferta (Gallego & Victoria, 2012).

Sin embargo, esas correcciones, provocadas en principio por alguna de las cuestiones comentadas con anterioridad son, en muchas ocasiones, realizadas con premeditación por las empresas oferentes. Es decir, las empresas del oligopolio. Esto es posible ya que ciertas plantas pertenecientes a dichas empresas pueden presentar ofertas que no sean técnicamente viables o autoexcluirse de ciertas ofertas horarias a la espera que después de la casación sea imprescindible su producción.

Esta manipulación de la oferta en los mercados intradiarios, supone que el operador del sistema (REE), tenga que buscar soluciones, modificando el *mix* casado en el mercado *spot*, y acudiendo normalmente a plantas de carbón, ciclo combinado, o bombeo, que también pertenecen a estas grandes compañías. Si bien es cierto que a priori ninguna empresa tiene garantizado el éxito de ser

elegida para resolver este tipo de ajustes, el hecho de que casi todas las tecnologías estén dominadas por las mismas compañías, hace que estas maniobras tengan altas probabilidades de éxito como ejercicio del poder de mercado (Fabra & Fabra, 2009).

4.1.1.3 Mercado minorista

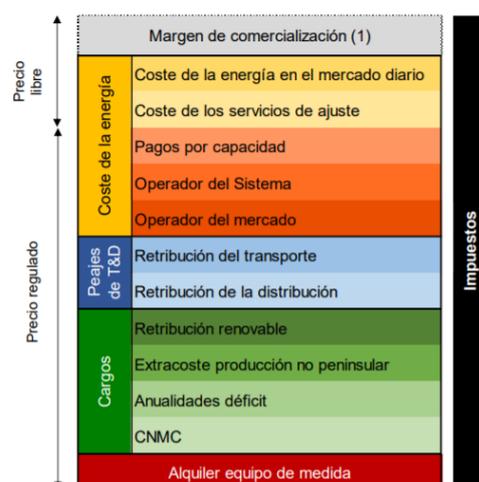
Las secciones anteriores explican cómo se forma el precio en el mercado eléctrico al que adquieren energía los consumidores del mercado mayorista (comercializadoras y consumidores directos).

Sin embargo, la mayor parte de los consumidores finales, es decir, hogares y empresas, adquieren la electricidad a través de empresas comercializadoras, que son en última instancia filiales del oligopolio eléctrico español, que, accediendo a las redes de transporte y distribución, hacen llegar dicha electricidad a los consumidores. Esta actividad puramente comercializadora es a la que se denomina *mercado minorista*. (Gallego & Victoria, 2012).

Así pues, la función de dichas empresas es adquirir la electricidad en el mercado mayorista y transferir los costes regulados al consumidor de manera que la factura para el consumidor final está compuesta por dos conceptos tal y como se puede observar en el gráfico 6:

- El componente libre o coste de la energía como tal en el mercado diario y servicios de ajuste.
- El componente regulado, que incluyen entre otros el coste de las redes de transporte y distribución, el fomento de las energías renovables, el mayor coste de producción en los sistemas no peninsulares, las anualidades para recuperar el déficit de tarifas, entre otros, lo que actualmente se denomina tarifa de acceso.

Gráfico 6. Componentes de la factura de la luz 2021.



Fuente: La nueva factura de la luz. Nociones básicas. CNMC, 2021.

Teniendo en cuenta el precio libre y el regulado, se pone de manifiesto que la competencia en el mercado minorista se limita únicamente al primer concepto (el coste de la energía), al ser los costes de acceso denominados peajes y cargos una cantidad establecida por la administración, cuyo objeto es cubrir los costes de transporte y distribución en el primer caso, y financiar otras actividades en favor, como se explicará más adelante del oligopolio.

La legislación actual del mercado minorista distingue dos tipos de clientes finales: los del mercado libre y los del mercado regulado.

Por una parte, el *mercado libre* es aquel en el que los consumidores pueden establecer contratos en los que pagar un precio fijo todos los meses del año, evitando así las fluctuaciones del mercado mayorista. Estos contratos pueden llevarse a cabo con cualquier compañía comercializadora del mercado, en el que hay cientos (288 a finales de 2020) como pueden ser Holaluz, Lucera, Podo u Otovo, además de las filiales de las empresas del oligopolio. (CNMC, 2020). Sin embargo, las comercializadores no tradicionales tienen una cuota del 15% en el mercado doméstico con cuotas individuales por empresa que no alcanzan ni el 1%, ya que la mayoría de consumidores están acogidos al *mercado regulado*. (CNMC, 2020). Este último se rige por los precios mayoristas de la electricidad, en el que los clientes que tengan una potencia contratada inferior a 10 kW y un contador, es decir, la mayoría de consumidores, pueden acogerse al llamado

Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC)⁵. La cuestión es que para acogerse a ello solo pueden hacerlo mediante una comercializadora de referencia, es decir, Iberdrola, Endesa, Naturgy, EDP y Repsol, una vez más, las compañías del oligopolio eléctrico español.

4.2. Poder de mercado

El poder de mercado que ostentan las compañías del oligopolio eléctrico español, como se viene observando a lo largo del trabajo, se ve reflejado en todos los ámbitos desde que la electricidad es generada hasta que llega al consumidor final. Por ello, siguiendo a Palazuelos (2019), nos vamos a centrar en una serie de ejemplos concretos en los que se ilustra este poder de mercado.

En primer lugar, una dimensión básica de este poder se manifiesta a través de *la falsa competencia perfecta* que existe en el mercado eléctrico. Efectivamente, un elemento fundamental para comprender el poder que ejercen las compañías oligopolistas es el inadecuado diseño del mercado eléctrico, que en ningún caso se corresponde a un modelo de competencia perfecta por las siguientes razones (Fabra & Fabra, 2009):

- 1) Oferentes y demandantes son, básicamente, las mismas empresas, por lo que las posibilidades de manipular la oferta y los precios cargando los costes sobre el consumidor son muy reales. El precio *spot* que se forma en el mercado mayorista es una simple casación técnica de cantidades y precios, ya que, la presencia de las compañías del oligopolio tanto en la oferta como en la demanda, y su hegemonía en todas las tecnologías del *mix* eléctrico, hacen posible la manipulación estructural de precios.
- 2) Hegemonía en todas las tecnologías del mix eléctrico por parte de Endesa, Iberdrola, Naturgy, EDP y Repsol, lo que les lleva a definir y ejecutar estrategias como grupos verticalmente integrados con la posibilidad de actuar en colusión con los demás grupos para actuar frente a los poderes públicos, o para crear barreras de entrada, lo que cercena la posibilidad de una verdadera la competencia en el mercado eléctrico.

⁵ Es un sistema para determinar el precio de la luz implantado por el Gobierno para todos los clientes del mercado eléctrico regulado. Se trata de una tarifa de discriminación horaria de precio variable. Es decir, tenemos tres franjas horarias y el precio del kWh de electricidad cambia para cada hora de cada día.

En definitiva, el carácter marginalista del funcionamiento del mercado eléctrico, reflejada en el apartado 4.1.1.1., establece para la electricidad generada por todas las fuentes el precio de la más cara en cada momento. Un sistema que, cuando se desarrolla en un mercado controlado por pocas empresas y en donde hay barreras de entrada, eleva necesariamente el precio en favor de las empresas que controlan la oferta y demanda mayorista.

Todo ello sumado a la falsa competencia del mercado, supone que el mecanismo de formación de precios sea especialmente ventajoso para las instalaciones nucleares e hidráulicas generando a sus compañías (las del oligopolio) unos sobrebeneficios, también conocidos como “beneficios caídos del cielo”. Por ejemplo, desde 2005, con la “liberalización” desplegada desde 1997, las centrales nucleares e hidroeléctricas, cuya inversión se produjo, en todos los casos, antes de 1997 bajo un marco regulatorio que retribuía sus costes estándares, han generado unos ingresos extra, denominados ‘beneficios caídos del cielo’ que se han situado entre 2.335 y 3.361 millones de euros anuales para las hidroeléctricas y las nucleares, respectivamente.

Es decir, en 10 años estos ‘beneficios caídos del cielo’ han alcanzado una cifra de orden de magnitud semejante a la del supuesto “déficit” de tarifa (28.000 millones de euros) que, según Jorge Fabra *“hoy representa el desequilibrio financiero que pretendidamente ha justificado el conjunto de normas de diferente rango emitidas bajo la genérica denominación de Reforma Eléctrica, sin que ninguna de estas normas haya, no solo no analizado, ni siquiera hecho mención a esta cuestión”* (Fabra, 2017).

Un segundo ejemplo de poder de mercado tiene que ver con *la evolución del precio* del mercado mayorista siempre en favor de las empresas del oligopolio eléctrico. Se dice a menudo que el mercado eléctrico es altamente volátil y que existe escasa elasticidad a la variación del precio por parte de los consumidores, al ser la electricidad un elemento básico.

Es por ello que, para justificar la primera cuestión, se asocia muchas veces la evolución del precio mayorista de la electricidad con la mayor o menor demanda eléctrica, con la aportación de las tecnologías renovables, con la contribución de las plantas de ciclo combinado o con la evolución del precio internacional del

gas. Sin embargo, todas ellas son situaciones coyunturales, tal y como señala Palazuelos (2019, pp. 291-304). Las subidas del precio continuadas y desorbitadas que copan los titulares de los periódicos, especialmente hoy en día, no son una cuestión *coyuntural* como se pretende justificar, sino que se deben, una vez más, a elementos *estructurales* que tienen que ver con el dominio del oligopolio de la oferta eléctrica y la posesión de cada una de las tecnologías, que les permite manipular la oferta sin que haya ninguna institución que regule este poder de mercado. Desde el manejo de los mercados diario e intradiario para obtener sobrebeneficios adicionales por los ajustes posteriores, hasta la gestión (paradas “técnicas”) de determinadas tecnologías que obligan a entrar en la casación a las tecnologías más caras dependiendo de las circunstancias más o menos favorables, etc. Tal y como se ha puesto de relieve, la evolución del precio en el mercado *spot* durante las dos últimas décadas de vigencia del mercado marginalista ha sido de un incremento del 4,1 por 100 anual, muy superior al aumento del IPC que no superó el 2 por 100 anual. No en vano, además, las correcciones y ajustes planteados en el sistema de casación ya mencionados incrementaron el precio por hora final del mercado mayorista entre 6 y 9 euros/MWh, lo que teniendo en cuenta los niveles de precios durante esos años, esto suponía unas desviaciones de entre el 10 y el 20 por 100 (Palazuelos 2019, pp.292-93). Obviamente, estas cantidades incrementaban de manera importante los márgenes de beneficios de las empresas del oligopolio.

Con tales premisas, el carácter marginalista del mercado, comentado con anterioridad, acaba concediendo múltiples oportunidades para que el oligopolio imponga su poder más allá de las variaciones coyunturales de la demanda, la aportación de energías renovables o del precio internacional del gas.

El tercer ejemplo que sirve para ilustrar este ejercicio de poder se produce en el mercado minorista a través del uso de los peajes y cargas.

Los peajes que forman parte de la componente regulada del precio de la electricidad, tienen por objeto cubrir los costes de transporte y distribución, incluyendo un margen de beneficio por la realización de dichas actividades, para REE en caso del transporte, y las compañías del oligopolio en caso de la distribución, al ser las propietarias mayoritarias de los tendidos de baja tensión.

El problema de ello es que no se especifica cómo se reparte dicha asignación entre costes y beneficios, provocando una sobrevaloración de los mismos.

En lo que a las cargas respecta, son un grupo de elementos regulados como la financiación de las renovables, el sobrecoste de producción de energía en los territorios no peninsulares o las anualidades del “déficit” de tarifa que se han ido incorporando con diversas justificaciones y que en realidad son subvenciones cuya financiación ha recaído en la factura de los consumidores. (Palazuelos, 2019, pp. 305-330).

En ambos casos estamos hablando de una transferencia media anual de 18 mil millones de euros (aproximadamente el 1,6% del PIB) a las empresas del sector que incorporan una parte importante del poder de mercado ejercido por el oligopolio eléctrico. No en vano, el margen de maniobra para que el resto de operadores diferentes al oligopolio pueda ejercer alguna influencia en la formación del precio mayorista y en la regulación de peajes y cargas es escaso, pues el segmento comercial está dominado en un 80%.

Por último, el cuarto ejemplo que sirve para ilustrar ese poder de mercado ejercido por las empresas del oligopolio tiene que ver con una de las partidas reseñadas en el caso anterior: el pago de las anualidades en la componente regulada por el supuesto “déficit” de tarifa. Lo que algunos autores han denominado como auténtica estafa a los consumidores (Torres, 2021).

El origen de este “galimatías” del “déficit tarifario” (Palazuelos 2019, pp. 331-337), se sitúa en una “estimación” realizada por el Ministerio de Industria para cada segmento del sistema eléctrico con el objetivo de fijar el cómputo de peajes y cargos regulados (más bien se trataba de un simple reconocimiento de los costes informados por las empresas, pero no comprobados). Al finalizar el año se cotejaría en qué medida los ingresos efectivos de las compañías coincidían o eran inferiores a los costes reconocidos.

En 2002, el Gobierno adoptó la medida de que la tarifa eléctrica no podía superar más del 2% de variación, más allá de lo que sucediera con el precio mayorista. De esta manera, en el momento en que los ingresos de las compañías no pudieran incrementarse más de un 2% implicaría el nacimiento del argumento que defendía la existencia de déficit por el lado de los ingresos de las compañías,

pues esa restricción gubernamental impediría cubrir los costes reconocidos para las actividades reguladas.

Como sugieren Fabra y Fabra (2009) y Palazuelos (2019, p. 332), esta argumentación de existencia de déficit fue asumida por el Gobierno a partir de tres supuestos erróneos defendidos por las empresas del oligopolio: 1) Identificar los “costes reconocidos” con los “costes reales” y darlos por buenos sin que existiera un cálculo objetivo para conocer los costes efectivos de cada segmento del sistema; 2) Identificar el déficit de tarifa con pérdidas reales de las compañías, cuando de ninguna manera los costes reales estaban superando los ingresos de las empresas del oligopolio (cosa que, de ser cierta habrían llevado a la quiebra de esas mismas compañías), y 3) Ignorar que la componente regulada incluía elementos que eran subvenciones y no costes para las compañías (compensación por moratoria nuclear, CTCs, reserva de capacidad, o financiación de residuos radiactivos) por lo que el oligopolio eléctrico acabó recibiendo doble cantidad por el mismo concepto.

Las empresas del oligopolio se encargaron de que todo ello viniera revestido del amparo legal correspondiente logrando dos ventajas: 1) la aprobación de una norma legal que les reconocía el derecho a ser compensadas por ese “déficit”, y 2) la autorización para que dichas compañías pudieran titulizar el importe de esa compensación, lo que implicaba actualizar los ingresos traspasando a otros agentes financieros (el sistema bancario, fundamentalmente) el derecho de cobro garantizado por el abono de la factura eléctrica. En suma, para resarcir ese ‘déficit’, se emitió deuda y su pago se endosó a la factura final pagada por los consumidores.

En términos cuantitativos, si tal y como se mencionó anteriormente, en 2013 el “déficit tarifario” alcanzaba los 28 mil millones de euros, durante los cinco años siguientes (hasta 2018) se le sumaron otros casi 14 mil millones más (a razón de una media de 2.854 millones al año), lo que revela el carácter tan jugoso de la operación. Sin embargo, como ha demostrado Jorge Fabra (2017) y mencionábamos anteriormente, ese déficit nunca estuvo provocado por los costes “reales” de la producción de la luz sino (además de por otras razones de menor envergadura) por la sobrerretribución de los beneficios caídos del cielo de las centrales nuclear e hidráulica y que se vendrían correspondiendo,

prácticamente, con el importe del supuesto “déficit”. Todo ello, justamente, como consecuencia de la mala regulación que impone el oligopolio eléctrico (López, 2021).

Estos cuatro ejemplos son una muestra representativa de las formas en que las principales empresas del sector eléctrico ejercen su poder de mercado en diferentes ámbitos, lo que cuestiona el discurso oficial sobre la supuesta competencia que domina en el funcionamiento del mercado eléctrico.

5. CONCLUSIONES

El estudio del funcionamiento del sector eléctrico español, su mercado y los agentes implicados en él permiten cumplir con el objeto de este trabajo, que no es más que el revisar y caracterización el carácter oligopólico del sector eléctrico español.

Es cierto que algunas características técnicas del producto, la electricidad, como su carácter básico para la sociedad o contingencias como la imposibilidad de su almacenamiento, la existencia de límites de capacidad en la producción y en el transporte, la volatilidad de la demanda y su baja o nula elasticidad al precio, suponen una cuestión que juega a favor del reducido número de oferentes del mercado. Sin embargo, la cuestión fundamental radica en el funcionamiento del sector eléctrico español, pues en su mercado actúan un número reducido de empresas, formadas por Iberdrola, Endesa, Naturgy, EDP y Repsol, que están integradas verticalmente, es decir, dominan todos y cada uno de los segmentos del sistema como son la generación, la distribución y la comercialización, actuando así como oferentes, y su vez demandantes. Así mismo, el contar con su presencia en todas las tecnologías del *mix*, es una cuestión que les otorgan una clara posición dominante.

El ser oferentes y demandantes a la vez, así como poseer todas las tecnologías del *mix* les confieren la total posibilidad de manipular el precio en mercado *spot*, de manera que se pague más cara la electricidad de lo que debería ser, siendo el consumidor final el que asume este sobrecoste.

Así mismo, y atendiendo a la factura final pagada por los consumidores, estos también cargan con otras partidas como peajes y cargos, que, a pesar de estar

regulados por la administración, lo que supuestamente les conferiría un carácter imprescindible y transparente, son en realidad una fuente generadora de sobrebeneficios para las eléctricas del oligopolio, como se ha comprobado con el erróneamente denominado "déficit de tarifa".

Esto último demuestra la hegemonía y perpetración de poder en el tiempo de dichas empresas, y la falta de respaldo institucional que ampare o corrija dichas irregularidades.

En definitiva, a lo largo de este trabajo se ha hecho patente la desinformación que hay respecto al sector eléctrico y la complejidad que entraña en favor, por supuesto, de las empresas del oligopolio eléctrico. Pero, sin duda, lo que se ha puesto de manifiesto, cumpliendo así con el objetivo del trabajo, es la necesidad de desentrañar los entresijos del sistema para tratar de comprender mejor y arrojar luz sobre esta cuestión tan controvertida y que afecta a la economía y a la sociedad en pleno siglo XXI y comprender qué es lo que están pagando todos los consumidores y quién está detrás de las cifras desorbitadas a las que, por desgracia, nos estamos acostumbrando en las facturas eléctricas.

6. BIBLIOGRAFÍA

- CNMC. (2020). *Informe de supervisión de los cambios de comercializador*. Disponible en: https://www.cnmc.es/sites/default/files/3652669_11.pdf [consulta: 04/09/2021]
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (2019): "Informe de supervisión del mercado de gas natural en España". Disponible en: https://www.cnmc.es/listado/sucesos_energia_mercado_gas_informes_anuales_gas/block/250 [consulta: 16/09/2021].
- Constitución Española. (1978). *Boletín Oficial del Estado*, 311, de 29 de diciembre de 1978.
- CORES. (2020): "Memoria". Disponible en: <https://www.cores.es/es/publicaciones> [consulta: 06/09/2021].
- Costa, M. T. (2016): «Evolución del Sector Eléctrico Español (1975-2015) ». *Revista de Economía ICE: Información Comercial Española*, 890, pp. 139-156.
- Endesa. (2020): "Informe de actividades". Disponible en: <https://www.endesa.com/content/dam/enel-es/home/inversores/informe2020/ia-2020.pdf> [consulta: 05/09/2021].

- Energía y Sociedad. (2016): "Energía y Sociedad". Disponible en: www.energiaysociedad.com [consulta: 04/09/2021]
- Fabra, J. (2017): "Discriminación en la regulación del Sector Eléctrico Español". Disponible en: <https://economistasfrentealacrisis.com/discriminacion-en-la-regulacion-del-sector-electrico-espanol/> [consulta: 30/09/2021]
- Fabra, J. (2021): Jorge Fabra, economista: "Faltan aún muchos beneficios caídos del cielo por quitar al precio de la energía eléctrica". (A. M. Vélez, Entrevistador) Disponible en: https://www.eldiario.es/economia/jorge-fabra-economista-faltan-beneficios-caidos-cielo-quitar-precio-energia-electrica_128_7997595.html [consulta: 01/07/2021]
- Fabra, N. (2014): «Funcionamiento y diseño de los mercados eléctricos: ¿Qué nos enseña la teoría de juegos?». *Economía Industrial*, 393, pp. 25-32.
- Fabra, N., y Fabra, J. (2009): «Un diseño de mercado para el sector eléctrico español». *Papeles de economía española*, 121, pp.141-158.
- Fano, J. M. (2002). "Historia y panorama actual del sistema eléctrico español". *Física y Sociedad*, 3545, pp. 77-87.
- Gallego, C., y Victoria, M. (2012): "Entiende el mercado eléctrico". Observatorio Crítico de la Energía. Disponible en: http://observatoriocriticodelaenergia.org/files_download/Entiende_el_mercado_electrico.pdf [consulta: 14/09/2021].
- Gobierno de España, Ministerio de Industria. (1970,1980,1990,2000): "Estadística de la Industria de Energía Eléctrica". Disponible en: https://energia.gob.es/balances/Publicaciones/ElectricasAnuales/ElectricasAnuales/1958-1969/ELECT_1969.pdf [consulta:01/07/2021].
- Iberdrola. (2020): "Información financiera anual, Iberdrola S.A. y sociedades dependientes". Disponible en: https://www.iberdrola.com/wcorp/gc/prod/es_ES/corporativos/docs/jga21_IA_CuentasAnualesConsolidadas2020.pdf [consulta:05/09/2021].
- Iberdrola. (2020): "Perspectivas 2020-2025". Disponible en: https://www.iberdrola.com/wcorp/gc/prod/es_ES/inversores/docs/Perspectivas_2020_2025_Estrategia_1.pdf [consulta: 05/09/2021]
- Inglada, E. (2012).:«Cien años de historia económica de una empresa: Iberdrola». *De Computis. Revista Española de Historia de la Contabilidad*, 16, pp.172-184.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. (2013). *Boletín Oficial del Estado*.
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. (1997). *Boletín Oficial del Estado*, 285, de 28 de noviembre de 1997.
- López, J. T. (2021): "Privilegios de las eléctricas que pagamos todos los españoles". *Ganas de escribir*. Disponible en:

<https://juantorreslopez.com/privilegios-de-las-electricas-que-pagamos-todos-los-espanoles/> [consulta: 25/09/2021].

Marshall, A. (1890): *Principios de economía*. Edición 2006, Síntesis, Madrid.

Naturgy. (2020): "Informe Anual Consolidado". Disponible en: [file:///C:/Users/fonse/Downloads/Informe%20Anual%20Consolidado%202020_ES%20\(3\).pdf](file:///C:/Users/fonse/Downloads/Informe%20Anual%20Consolidado%202020_ES%20(3).pdf) [consulta:05/09/2021].

Noceda, M. Á. (2019): "La CNMC ha impuesto a las eléctricas 54 millones en multas desde 2014". *El País*. Disponible en: https://elpais.com/economia/2019/05/15/actualidad/1557941924_003702.html [consulta:01/09/2021].

Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE). (s.f.). Disponible en: <https://www.omie.es/> [consulta:24/09/2021].

Orbis. (2021). (s.f.). Disponible en: <https://www.orbis.es> [consulta: 03/09/2021].

Organización de Naciones Unidas (ONU). (1975): "Declaración sobre la utilización del progreso científico y tecnológico en interés de la paz y en beneficio de la humanidad". Disponible en: <https://www.ohchr.org/sp/professionalinterest/pages/scientificandtechnologicalprogress.aspx> [consulta: 24/09/2021].

Palazuelos, E. (2019): *El oligopolio que domina el sector eléctrico*. Editorial Akal, Madrid.

Parlamento Europeo. (2021): "El mercado interior de la energía". Disponible en: <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/es/sheet/45/el-mercado-interior-de-la-energia> [consulta: 06/09/2021].

Pindyck, R. S., y Rubinfeld, D. (2009): *Microeconomía 7ª Edición*. Editorial Pearson Educación, Madrid.

Red Eléctrica de España (REE). (1988): "Marco Legal Estable. Economía del sector eléctrico español 1988-1997". Disponible en: <https://www.ree.es/es/publicaciones/informacion-financiera/el-marco-legal-estable> [consulta: 05/07/2021].

Red Eléctrica de España. (2020): "Informe del Sistema Eléctrico Español". Disponible en: <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/informe-del-sistema-electrico-espanol-2020> [consulta:10/07/2021].

Repsol. (2020): "Informe de Gestión Integrado". Disponible en: <https://www.repsol.com/es/accionistas-inversores/informacion-economica-financiera/informacion-anual/index.cshtml> [consulta:07/09/2021].

Robinson, J. (1933): *Economía de la competencia imperfecta*. Macmillan and Co.LTD, Londres. Edición 1973, Martínez Roca, Barcelona.

Tirole, J. (1990): *Teoría de la organización industrial*. Editorial Ariel, Barcelona.

Weasly, J. (1759): *The Desideratum: or, Electricity Made Plain and Useful. By a Lover of Mankind and of Common Sense*. Editorial OTA, Londres.