



Universidad de Valladolid
Facultad de Ciencias Económicas
y Empresariales

Trabajo de Fin de Grado
Grado en Economía

Poder de Mercado y Sector Eléctrico:
Efectos de la interconexión en la Unión
Europea

Presentado por:

Alejandro de la Fuente Cuesta

Tutelado por:

Luis Fernando Lobejón Herrero

Óscar Carpintero Redondo

Valladolid, 15 de junio de 2022

RESUMEN

El poder de mercado de determinadas empresas produce situaciones no eficientes que dan como resulta precios más altos y una menor cantidad de producción. En el ámbito de la producción eléctrica este poder también puede influir en la transición hacia una producción energética verde, ralentizándola y perpetuando la generación con combustibles fósiles. Por ello, es de interés estudiar si la creación de una mejor red de interconexión eléctrica entre países permita que este poder de mercado se reduzca y se fuerce a las empresas a generar electricidad de manera sostenible.

Para ello, se estudia el caso de dos países europeos. El caso de Irlanda, país aislado en ámbitos energéticos y el caso de Alemania, Austria y República Checa, considerados como una región interconectada. Mediante análisis de las principales empresas de ambos países se puede determinar su situación, así como la evolución, el efecto de la interconexión en el poder de mercado y el uso de renovables. Este análisis también pone en relieve las dificultades del estudio empírico del poder de mercado, así como la delimitación de las áreas de estudio y la determinación del precio en dichos mercados.

Palabras clave: Poder de mercado, Interconexión, Energía eléctrica

Códigos JEL: Q4, Q55, L13,

ABSTRACT

Power market creates situations that are not as efficient as a competitive market, which causes higher prices and less output. In the electric market, this power could affect the transition to green energy, making it slower and perpetuating a fossil energy generation system. That is the reason why it is of importance to study if the creation of a better electric grid between countries would allow this power market to reduce and force companies to use a sustainable production.

To achieve this, this paper studies two European cases. The first one, Ireland, an isolated country, and Germany, Austria and Czech Republic, which are considered as an interconnected area. The main companies are studied to analyze their situation, their evolution and how an interconnected grid can affect to their power market and the use of renewable sources. Furthermore, the main concerns about studying the power market and the way to determine market size are described. Finally, there will be an essay about price creation in the European electric market.

Key words: Market Power, Interconnection, Electric Energy

JEL Code: Q4, Q55, L13,

Contenido

1. INTRODUCCIÓN.....	4
2. TEORÍA Y MEDICIÓN DEL PODER DE MERCADO	5
2.1 Teorías económicas.....	5
2.2 Estudio y medición del poder de mercado	8
3. ESTUDIO DE CASOS EUROPEOS	15
3.1 Importancia de la interconexión y determinación del precio	15
3.2 Delimitación de mercados	19
3.3 Países interconectados: El caso de Alemania, Austria y República Checa	29
3.4 País aislado: El caso de Irlanda	41
4. CONCLUSIONES	52
ANEXO MATEMÁTICO	54
ANEXO	55
BIBLIOGRAFÍA	57

1. INTRODUCCIÓN

El consumo eléctrico se ha convertido en una de las bases del bienestar de la población. No es de extrañar que su consumo haya aumentado a escala mundial de 1.200 KWh per cápita en 1971 a 3.128 KWh en 2014 (Banco Mundial, 2014). Su disponibilidad y precio suele articularse como una de las principales preocupaciones políticas y económicas, siendo inclusive el objetivo número 7 de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (Ministerio de Derechos Sociales y Agenda 2030, 2022). En septiembre de 2021, esta es una de las principales preocupaciones de los españoles, pidiéndose por parte del 70% de la población la intervención pública para frenar la subida de los precios, tal y como recogen (Capital, 2021) y (Fernández, 2021).

Por ello, el estudio del mercado eléctrico es de gran importancia, a la par que su evolución puede determinar en gran medida el bienestar de las personas. Son varios los estados que, ante el riesgo de organización de un monopolio u oligopolio eléctrico privado o por la relevancia para el interés general, poseen empresas estatales de electricidad como Suecia, Francia o Italia. Por otro lado, el objetivo de la Unión Europea es aumentar la interconexión entre los diferentes países, con el objetivo de integrar lo máximo posible el mercado eléctrico. Una mayor integración permitiría, a priori, que se estableciese un mercado más competitivo, ocasionando que las empresas no tuviesen un elevado poder de mercado. Por otro lado, permitiría aumentar el uso de renovables, ya que estas dependen de factores externos, lo que llevaría a que se exportasen los excesos a otros países en determinadas horas del día e importasen los déficits en otras horas.

Es por ello que el objetivo de este trabajo consiste en determinar si la interconexión entre países permite reducir el poder de mercado de las empresas, así como si este poder conlleva un menor uso de la energía renovable en los países. Para ello, primeramente, se determinarán los efectos del poder de mercado desde el ámbito teórico de diversas ramas de la economía, se expondrán los diversos indicadores existentes para medir la concentración y el poder de mercado, y se utilizarán dichos soportes metodológicos para estudiar el caso de dos regiones europeas, una interconectada y otra considerada aislada. Por último, se extraerán unas conclusiones

del presente estudio que ayuden a clarificar si la interconexión mejora las condiciones del mercado eléctrico o no.

2. TEORÍA Y MEDICIÓN DEL PODER DE MERCADO

2.1 Teorías económicas

La literatura económica ha definido el poder de mercado como la capacidad de algunas empresas para determinar precios más altos a los que existirían en una situación de competencia perfecta. Este precio superior generaría beneficios extraordinarios a las empresas, haciendo que, en el largo plazo, se incorporasen nuevas empresas al mercado hasta una situación donde la empresa típica tuviese beneficio nulo. La falta de competencia y sus consecuencias en el precio hace que el excedente del consumidor¹ sea menor que en una situación de competencia perfecta, conllevando que no se consiga una asignación eficiente de los recursos (Varian, 1993).

Por su parte, la literatura marxista ha indicado que la tendencia a la concentración de capitales es inherente al capitalismo y que esta concentración será cada vez mayor. “Por una parte, cada capital individual crece, y esto significa la *concentración* del capital, pero ésta está limitada por el crecimiento de la riqueza social y por el incremento simultáneo del número de los capitalistas, que se repelen entre sí. Pero contra este “fraccionamiento” opera una fuerza de “atracción” que es la *centralización* del capital -ya sea por “anexión” (hoy, absorción) o por “fusión”-, es decir, la concentración de capitales “ya formados”, o redistribución del capital global a partir de la “expropiación del capitalista por el capitalista”, más específicamente del grande por el pequeño” (Guerrero Jiménez, 2009, pág. 38)

Además de ello, Karl Marx determinó que los costes fijos para iniciar una actividad serían crecientes a medida que el capitalismo se desarrollase en dichos países, por lo que la competencia sería cada vez menor. “La lucha de la competencia se libra mediante el abaratamiento de las mercancías. La baratura de éstas depende, *ceteris paribus* [bajo condiciones en lo demás iguales], de la productividad del trabajo, pero ésta, a su vez, de la escala de la producción. De ahí que los capitales mayores se

¹ El excedente del consumidor puede ser definido como la diferencia entre el precio que paga el consumidor y el que estaría dispuesto a pagar por un bien.

impongan a los menores. Se recordará, además, que con el desarrollo del modo capitalista de producción aumenta el volumen mínimo del capital individual que se requiere para explotar un negocio bajo las condiciones normales imperantes en el ramo.” (Marx, 1867, pág. 759).

Por último, cabe destacar que la corriente marxista no ve una contradicción entre el aumento paulatino del poder de mercado de las empresas con la expansión de estas y la posible creación, en este caso, de un mercado único de la energía. Así como explica Castro (2020), en su ensayo *¿El fin de la historia o el fin de la geografía para los marxistas?* “La diversificación de la producción a través de nuevos mercados no es el resultado contingente de la libre espontaneidad creativa de los empresarios capitalistas, sino que su búsqueda de una revalorización del capital invertido está determinada por la tendencia general del capital a la expansión geográfica y a la destrucción ecológica” (Castro, 2020, pág. 222)

Autores ortodoxos como Eggertsson et al. (2018) han concluido que los efectos del poder de mercado pueden ser observados macroeconómicamente y que esta situación incrementa la desigualdad, ya que los trabajadores reciben una menor cuota del *output*, mientras que los capitalistas reciben una parte mayor. Esta visión está respaldada por otros autores como Eeckhout, (2021), el cual determina el poder de mercado como causa explicativa del aumento de los márgenes comerciales de la mayor parte del mundo, de la bajada de la participación del salario en el PIB, del aumento de la participación de los beneficios en este, así como de la divergencia entre productividad y salario medio, entre otros. Sin embargo, existen autores como Gutiérrez & Philippon (2017), que niegan que los efectos y consecuencias de la concentración y del poder de mercado hayan sido en detrimento de la economía real.

Otra consecuencia del poder de mercado se da en el ámbito de la innovación, uno de los campos más relevantes para el presente estudio. En este sentido, trabajos como el del Fondo Monetario Internacional, (2019), encuentran efectos contrapuestos a la hora de innovar según una empresa consigue un mayor poder de mercado. En un principio, y con poco poder de mercado, la empresa buscará invertir en productos novedosos para conseguir una diferenciación de la competencia y lograr un mayor

poder. Sin embargo, cuanto mayor poder de mercado posea, menor será su necesidad para innovar.

Es por ello por lo que algunos autores han establecido una relación en forma de U invertida entre el poder de mercado (utilizando como medida los márgenes comerciales) y la innovación (utilizando por medida las patentes creadas). Debido a ello, autores como Cavalleri et al., (2019), o Gutiérrez & Philippon, (2017) sugieren un punto óptimo (no cero) de poder de mercado. Otros estudios como el de la OECD, (2018) sugieren que no es posible conocer esta relación de forma tan clara y que el aumento en la innovación se puede deber a otros motivos no directamente relacionados.

El estudio realizado por la OECD, (2018), sugiere que se debería utilizar un análisis contrafactual para determinar la incidencia del poder de mercado en el precio y la innovación. Este indicador es imposible de llevar a cabo en el ámbito del poder de mercado al no poder fragmentar un mismo mercado en dos. También puntualiza que los mayores aumentos de poder de mercado se han dado en industrias que han sufrido un alto cambio tecnológico, por lo que no es de extrañar que estas empresas tengan una mayor innovación que otras de mercados más competitivos, pero con menor participación en las altas tecnologías.

En este último ámbito es relevante el estudio de Eeckhout, (2021), el cual explica como a pesar de existir tecnologías fáciles de imitar por el conjunto de empresas, existen otras que permiten establecer una brecha tecnológica entre empresas a lo largo del tiempo. Estas tecnologías permiten a su vez establecer economías de escala y aumentar los costes iniciales para posibles competidores, perpetuando así el posible poder de determinadas empresas. Estas economías de escala creadas a partir de avances tecnológicos son de tres tipos, de oferta (dadas, por ejemplo. en los mercados ferroviarios), de demanda (con empresas como Ebay) y de aprendizaje (bienes y servicios donde la cantidad de datos necesarios son restrictivos para muchas empresas).

2.2 Estudio y medición del poder de mercado

Es habitual que el estudio del poder de mercado se centre en el estudio de indicadores sobre la concentración empresarial, sin embargo, dichos indicadores no determinan por si solos ningún grado de competencia. Puede darse el caso en el que un mercado esté altamente concentrado en unas pocas empresas, pero estas compitan tanto entre sí que se produzca una situación de competencia mayor a un mercado mucho menos concentrado. Por ello, aunque el análisis de la concentración es relevante, se deben completar los diversos estudios con otros indicadores, como los expuestos a continuación.

Para desarrollar los diversos indicadores se debe puntualizar que dentro de la teoría económica ortodoxa se puede conocer la existencia, importancia y grado de competencia imperfecta de una forma clara y concisa. Por un lado, se puede conocer estudiando las divergencias entre el precio y el coste marginal de la empresa típica, información que puede ser calculada mediante la función de producción de la empresa. Para ello, se suele utilizar el índice de Lerner, definido como (Cavalleri et al., 2019):

$$PCM_{i,t} = \frac{P_{i,t} - CMG_{i,t}}{P_{i,t}} = \frac{1}{|\varepsilon|}$$

Donde $P_{i,t}$ es el precio, $CMG_{i,t}$ es el coste marginal de la empresa i , en el momento t y ε es la elasticidad precio de la demanda. Así pues, este indicador varía entre 0 y 1. Cuanto más cerca de la unidad esté, más poder de mercado tendrá la empresa i , mientras que valores cercanos a 0 indicarán un bajo valor de poder de mercado.

Por otro lado, se conoce que, en la situación de competencia perfecta, bajo las hipótesis neoclásicas expuestas, por ejemplo, en el trabajo del Fondo Monetario Internacional, (2019), la elasticidad de la demanda a la que se enfrenta una empresa es perfectamente elástica, es decir, igual a ∞ , mientras que en el caso de un mercado monopolístico esta demanda es igual a la del mercado. Así pues, siguiendo la formulación de Varian (1993), se puede calcular el poder de mercado de cada empresa utilizando la siguiente fórmula:

$$p(Q) \left[1 + \frac{c_i}{\varepsilon} \right] = CMG_i$$

En donde $p(Q)$ es una función del precio respecto la cantidad producida, $c_i = \frac{q_i}{Q}$, es la cuota de mercado o parte de la producción de la producción total que produce la empresa i , ε es la elasticidad del mercado y CMG_i es el coste marginal de la empresa i . Esto indica que cuanto menos poder de mercado tenga una empresa, a una mayor elasticidad se tendrá que enfrentar y el precio tenderá a converger con su coste marginal. Esto es consecuencia de la condición de maximización de beneficio de la empresa típica con función de producción Cobb-Douglas. Mientras que, cuanto más se acerque a una situación de monopolio, su cuota de mercado c_i tenderá a 1.

Así pues, los indicadores teóricos del poder de mercado son sencillos de calcular en el ámbito abstracto. No obstante, cuando se intentan utilizar en una situación real, estos indicadores son imposibles de calcular y se deben utilizar tanto aproximaciones como diversos indicadores que determinen el poder de mercado en la praxis. Además de ello, suelen surgir diversos problemas, tanto en los indicadores a utilizar como en la caracterización del problema, los cuales se expondrán en este apartado.

La primera complicación que existe para estudiar el poder de mercado es la delimitación del mercado que se va a estudiar. Tal y como comenta la OECD, (2018) esta complicación se puede deber a que no se incluyen productos que sí deberían ser objeto de estudio, o debido a que se delimita de forma errónea la extensión del mercado (local, regional, nacional...). Esto resulta en que muchos indicadores, que se explicarán a continuación, quedan invalidados. Una empresa puede ser que venda más del doble de productos que cualquier otra competidora de su ciudad, pero puede estar compitiendo en un mercado internacional, donde apenas tenga poder de mercado.

Además de ello, tal y como comenta Valletti et al., (2017), algunos mercados han cambiado de escala debido a la globalización, por lo que muchos análisis anteriores han podido incluir un gran cambio de tendencia debido a ello. Por ello, en un escenario de cambio tecnológico y de apertura de los mercados, un aumento en la concentración a escala local puede no representar un decremento en la competencia, sino el hecho de que los mercados están creciendo (Direction Général du Trésor, 2018).

Uno de los indicadores más sencillos y utilizado para medir el poder de mercado es la **Ratio de Concentración (CR)**. Esta ratio expresa la cuota de mercado de las N empresas más grandes en un mercado, industria o economía (OECD, 2018). Las ratios de concentración más utilizadas son las que incluyen 4 o hasta 50 empresas. Una gran desventaja de esta ratio es que no distingue si en un mercado existen 5 empresas (tomando como referencia CR_4) o si, por el contrario, existen muchas más pequeñas. Por ello muchas veces se utiliza el CR_{50} , sin embargo, esta ratio no permite distinguir si las 4 empresas más grandes concentran la mayor parte de la cuota de mercado o no. Utilizando la formulación ofrecida por Cavalleri et al., (2019), donde $CR_{g,t}^s$ es la ratio de concentración en el sector s , de las g empresas más grandes en el momento t y $c_{i,t}^s$ es la cuota de mercado de la empresa i , del sector s , en el momento t :

$$CR_{g,t}^s = \sum_{i=1}^g c_{i,t}^s$$

Véase el caso expuesto por Gutiérrez & Philippon, 2017, donde se observó un aumento de la ratio de concentración, dando a entender que el mercado americano estaba experimentando un descenso de la competencia. Sin embargo, esto era debido a la desaparición de empresas por el aumento de la competencia china, provocando, a su vez, que las empresas líderes aumentarían la inversión y empleo estadounidense debido al miedo de salir del mercado. Así pues, mientras la ratio de concentración parecía indicar un desgaste en la competencia, ésta estaba aumentando gracias a las empresas extranjeras.

Es por ello por lo que no se suele considerar a la concentración como una doble implicación de falta competitividad, ya que su relación es ambigua. Según la teoría de la colusión, la concentración incrementa los beneficios, ya que las empresas pueden aumentar el precio con respecto a una situación de competencia pura. En el caso de la *Efficient Structure Theory* son los beneficios los que vienen primero debido a la eficiencia y luego el aumento de la cuota de mercado (Direction Général du Trésor, 2018). Además de todo ello, la intensidad de la competencia depende de otros factores estructurales del mercado (barreras de entrada, regulación vigente...) y sus efectos no son siempre notorios, como concluye la teoría *Contestable* de Heinrich & Heinrich

Amavilah, (2012), que determina que un mercado imperfecto se puede asemejar bastante a uno competitivo.

Otro indicador expuesto por la OECD, 2018 es el **índice Herfindahl-Hirschman (HHI)** el cual establece una puntuación situada de 0 hasta 10.000. Este índice permite distinguir entre mercados con 5 empresas y otros que tienen una gran cantidad de empresas más pequeñas, permitiendo así solucionar el problema presentado por los ratios de concentración como la CR_4 . Es calculado como el sumatorio del cuadrado de la cuota de mercado de cada empresa en el mercado. Utilizando la fórmula ofrecida por Cavalleri et al., (2019):

$$HHI_t^s = \sum_{i \in t} c_{i,t}^s{}^2$$

Donde $c_{i,t}^s$ es la cuota de mercado de la empresa i , perteneciente al sector s en el momento t . N_t^s es el número total de empresas del sector s en el momento t . Cuando el índice es 10.000 se está en una situación de monopolio puro, ya que la única empresa existente posee toda la cuota de mercado. Cuando existe un mercado perfectamente competitivo con empresas del mismo tamaño, el índice dará como resultado $\frac{1}{N_t^s}$, siendo este número tendencial a 0 cuantas más empresas existan en el mercado. Su principal ventaja respecto a la ratio de concentración es que tiene en cuenta tanto las cuotas de mercado como el número de empresas en la industria. La literatura empírica establece un umbral de $HHI < 1.000$ para mercados poco concentrados y de $HHI > 1.800$ para mercados altamente concentrados. Su principal problema, sin embargo, es la necesidad de disponer de datos de ventas de $N_t^s - 1$ empresas de un sector (suponiendo que se disponga de Q_t^s).

Por otro lado, el Departamento de Justicia de los Estados Unidos, (2018) ha determinado un umbral entre 1.500 y 2.500 puntos para mercados moderadamente concentrados, mientras que ha considerado a los mercados con un índice superior a 2.500 como altamente concentrados. Los mercados con menos de 1.500 son considerados poco concentrados.

Además de ello, para evitar la dependencia en cuanto al número de empresas, se suele utilizar el **índice Herfindahl-Hirschman normalizado** definido por Zurita, (2014) como:

$$HN = \frac{HHI - \frac{1}{N}}{1 - \frac{1}{N}}$$

Otro indicador relevante son los **Márgenes Comerciales** (μ), que están relacionados con la capacidad de las empresas para mantener un precio por encima del coste marginal debido al poder de mercado de estas. Este margen es definido por Cavalleri et al., 2019 como:

$$\mu_{i,t} = \frac{P_{i,t}}{CMG_{i,t}}$$

Donde $P_{i,t}$ y $CMG_{i,t}$ son el precio y el coste marginal, respectivamente, para una firma i en el año t . Se conoce que, bajo competencia perfecta, las empresas igualan el precio al coste marginal, por lo que el valor de la ratio sería igual a la unidad. Para hallar el margen comercial de una determinada industria s se utiliza la media ponderada de los márgenes comerciales de las diferentes empresas con respecto su cuota de mercado.

$$\mu_t^s = \sum_{i=1}^{N_t^s} c_{i,t}^s \times \mu_{i,t}^s$$

Uno de los problemas de este indicador, como se ha explicado anteriormente, es el de determinar el tamaño del mercado, ya que si no se tienen en cuenta las diferentes empresas se puede dar una visión distorsionada de la tipología del mercado. Otro problema, expuesto por Cavalleri et al., (2019), de este indicador es que los costes marginales no son directamente observables. Por ello, se suelen utilizar aproximaciones; si se considera rendimientos de escala constantes y que el capital es un coste fijo, los costes marginales pueden ser sustituidos por los costes medios de las empresas. Debido a ello, en el presente estudio se utilizarán como aproximación

a los precios, los ingresos de explotación y como aproximación de los costes marginales se utilizarán los costes de explotación de dichas ventas².

$$\mu_{i,t}^* = \frac{\text{Ingresos de explotación}_{i,t}}{\text{Coste de explotación}_{i,t}}$$

Los márgenes comerciales están estrechamente relacionados con el **Índice de Lerner (PCM_{i,t})**³, definido como:

$$PCM_{i,t} = 1 - \frac{1}{\mu_{i,t}} = \frac{P_{i,t} - CMG_{i,t}}{P_{i,t}}$$

Otra formulación ofrecida para este índice es la expuesta por el Fondo Monetario Internacional, (2019), definida como **índice empírico de Lerner**, donde para solventar los problemas del cálculo de los costes marginales se utilizan los ingresos de explotación ($OPER_{i,t}$) y los beneficios antes de intereses e impuestos ($EBIT_{i,t}$):

$$l_{i,t} = \frac{EBIT_{i,t}}{OPER_{i,t}}$$

Aunque teóricamente este indicador este muy relacionado con los márgenes comerciales, sus indicadores empíricos difieren. “Los márgenes comerciales se miden como el coeficiente entre la elasticidad-producto de un insumo variable de una empresa y la proporción de ese insumo dentro del ingreso total. Por el contrario, el indicador empírico de Lerner se centra en la rentabilidad operacional global, no la marginal, y, por ende, capta la diferencia entre los precios y los costos promedio, no los marginales. En consecuencia, no hay razón para esperar que los indicadores estén a priori correlacionados.”(Fondo Monetario Internacional, 2019, p. 65). Aunque en este trabajo no se ha definido el margen comercial como ahí se establece, la relación entre el margen comercial y el coste marginal está dada por definición y su relación con la elasticidad puede ser fácilmente demostrable, como se expone en el Anexo Matemático

² $\frac{P_{i,t}}{CMG_{i,t}} * \frac{q_{i,t}}{q_{i,t}} = \frac{P_{i,t} * q_{i,t}}{CMG_{i,t} * q_{i,t}} \approx \frac{\text{Ingresos de explotación}_{i,t}}{\text{Coste de explotación}_{i,t}}$

³ Proveniente de su nombre en inglés *Price-Cost Marginal*

A la hora de estudiar los mercados de forma agregada se han de diferenciar dos casos, el primero expuesto por Cavalleri et al., (2019) es el caso de la **integración parcial** donde se quiere estudiar el caso de varios países pero que cada empresa compite en su mercado nacional. Por eso, si los márgenes comerciales están computados en una industria, año y país dado en un mercado único, se deben agregar como una media ponderada.

$$I_t^{CA} = \sum_s^S W_t^p \times I_t^{WM,p}$$

Donde *CA* se refiere a los países agregados, $I_t^{WM,p}$ se refiere al indicador que se esté utilizando ($\mu_t^s, HHI_t^s, CR_{g,t}^s \dots$) calculados en un nivel estatal en el año *t* y W_t^p son los pesos de cada país. El segundo caso es el de **mercado único**, las empresas compiten en un mercado internacional, por lo que se debe calcular como si fuese un único hipotético país. En ese caso, el hecho que más dificulta el análisis es la disparidad de metodología utilizada por los diversos países, así como la falta de datos. En este trabajo se estudiará el caso de la zona interconectada como un mercado único. Sin embargo, también se mencionarán las conclusiones que se pueden obtener al realizar el análisis considerando mercados nacionales.

Cabe destacar la evolución de estos indicadores en las últimas décadas. En el caso de Estados Unidos, tal y como recoge Eeckhout, (2021) el margen comercial medio se vio incrementado de 1,21 en 1980 a 1,54 en 2019, dándose evoluciones similares en el continente europeo y asiático. Aunque los márgenes comerciales varían mucho entre sectores, el margen comercial mediano se ha mantenido inalterado durante todo el periodo, lo que indica que el mayor aumento se ha dado en las empresas que tenían ya un margen comercial holgado en comparación con el resto. Durante el periodo de 1980 a 2016 el nonagésimo percentil de los márgenes comerciales creció de 1,5 a 2,5. En ese mismo periodo, el estudio realizado por Jan de Loecker, (2020) determinó que el beneficio medio se vio incrementado del 1% de las ventas al 6%-8%. Dichos estudios también determinaron que no fueron únicamente los sectores con alta participación en la tecnología los que aumentaron estos márgenes y beneficios, sino que también los sectores tradicionales pudieron conseguir estos cambios.

3. ESTUDIO DE CASOS EUROPEOS

Antes de entrar en el estudio de los diversos países europeos, se deben explicar varios aspectos. Por un lado, las razones para estudiar los casos de zonas aisladas y zonas interconectadas y, en segundo lugar, la explicación del funcionamiento del mercado eléctrico y por qué se utiliza el sistema marginalista en la elección del precio. También se comparará con el sistema *Pay as Bid* y se tomarán en cuenta sus conclusiones para el estudio del poder de mercado.

3.1 Importancia de la interconexión y determinación del precio

Desde su creación, las mayores barreras a la interconexión entre países han venido determinadas por barreras naturales como mares o montañas, que tienden a aislar a los países (ENTSO-E, 2019). Sin embargo, las perspectivas de futuro de las interconexiones son bastante optimistas, tomándose como objetivo una interconexión mínima del 15% para el año 2030 (Comisión Europea, 2015). Esta interconexión está medida, según Abadie & Chamorro (2021), como el cociente entre la suma de las capacidades de importación y la capacidad de generación instalada de un país.

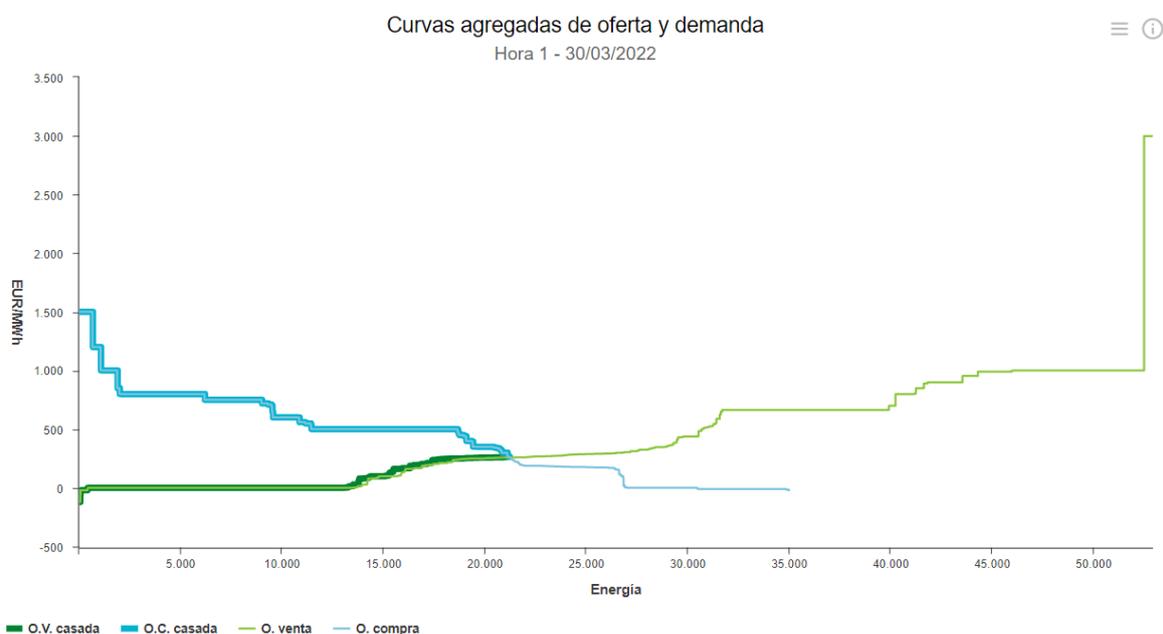
Por otro lado, una mayor interconexión no solo permitiría una mayor competencia al haber más agentes involucrados, sino que incluiría otras grandes ventajas. De una parte, permitiría que los excedentes de energías renovables en ciertas horas del día pudiesen ser utilizados por otros países, decrementando así la pérdida de energía ante la espera de nuevas tecnologías de almacenamiento como el almacenamiento térmico, químico o el hidrógeno verde. Además de ello, permitiría una mayor seguridad de provisión de las áreas interconectadas, haciendo posibles que los países puedan utilizar energía de otros ante imprevistos.

Todo ello también conllevaría que los precios de los países europeos tendiesen a unificarse, transportando energía a países que tengan un precio mayor, haciendo que este descienda y exportando energía de países con un menor precio, haciendo que este aumente (Red Eléctrica de España, 2020). Al haber una mayor unificación y al poder cubrir la mayor cantidad de horas posibles con únicamente energías renovables, se fomentaría la innovación de estas y, a su vez, se fomentaría las fuentes de energía más baratas, las cuales, según la International Renewable Energy

Agency (2020), son las energías renovables junto con las nucleares, cuando éstas últimas están amortizadas.

Antes de continuar el análisis conviene mencionar el funcionamiento del sistema de determinación de los precios de la electricidad en la Unión Europea. Para ello, se utilizará como ejemplo el mercado español, el cual es muy similar al resto de mercados europeos. En el caso del mercado español, todos los días se realiza el mercado diario de la electricidad o *pool*, donde los comercializadores acuden para adquirir la energía que necesitarán para sus clientes a partir de las previsiones de demanda realizada por la Red Eléctrica de España. Estas demandas se ordenan de mayor a menor en la denominada curva de demanda. Por el otro lado, los generadores realizan sus ofertas, las cuales se ordenan de menor a mayor, creándose así la curva de generación o de oferta eléctrica. El punto donde se cortan es el punto de casación.

Gráfico 3.1: Curvas de oferta y demanda en España, hora 1. 30/03/2022



Fuente: (OMIE, 2022)

Todas las ofertas a la izquierda del punto de casación son las aceptadas y las energías serán vendidas al precio de la última oferta aceptada, independientemente de la oferta que se hubiese hecho originalmente. Este proceso se repite para los 24 periodos del día, obteniéndose precios diferentes. (Ministerio de Industria, 2014).

Sin embargo, son varios los críticos de este sistema, que piden que se instaure un modelo, a priori, más intuitivo. Dicho modelo, denominado *Pay as Bid*, el cual se caracteriza porque a cada generador se le paga exactamente lo que pide. Sin embargo, tal y como mencionan Bower & Bunn, (2001), las estrategias de los agentes variarán entre modelos. Mientras que en el modelo marginalista los generadores buscarán hacer la menor oferta posible (igualando el precio al coste) para estar a la izquierda del precio de casación, en el modelo *Pay as Bid* buscarán ofrecer un precio idéntico al precio de casación, para obtener el máximo beneficio posible.

Tal y como indican Kang & Puller, (2008), en el sistema marginalista un generador pequeño solo necesita saber su precio de coste, mientras que en el sistema *Pay as Bid* se premia a los generadores que tienen un mejor análisis estadístico del posible precio de casación. Todo ello puede resultar en un mayor precio que el sistema marginalista, aunque estos precios tenderían a converger. Como ya se sugería hace dos décadas: "El sistema *pay as bid* conlleva precios más elevados que el sistema marginalista. Esto es debido a que los precios no son conocidos y los agentes más grandes consiguen una ventaja informativa y por ello se enfrentan a una mejor competencia" (Bower & Bunn, 2001, p. 561).

Además de ello, se pueden crear problemas de competencia y generación. Tal y como mencionan Alfred E. Kahn et al., (2001), las consecuencias inmediatas de un cambio en el sistema sería una modificación en el comportamiento de los agentes que crearía ineficiencias y debilitaría la competencia, la generación y la expansión de la capacidad de generación. En el sistema marginalista, los agentes involucrados solo se deben preocupar de mejorar su eficiencia para poder hacer las ofertas más bajas que nadie y conseguir un mayor beneficio, para ello, se deben utilizar las energías con menor coste, las cuales, como ya se ha mencionado, son las renovables.

Sin embargo, tal y como mencionan Bower & Bunn (2001), el sistema marginalista tiene también sus inconvenientes. El primero de ellos es que es muy sensible a los precios cerca del punto de casación, haciendo que sea muy volátil y dependa de las horas y precios de determinadas energías, causando que el precio de todas las energías dependa del precio de la última energía utilizada, generalmente, del gas. Como se puede observar en los *Gráfico 3.2* y *Gráfico 3.3*, el precio de la electricidad

y del gas siguen la misma tendencia, siendo tal su similitud que el coeficiente de correlación es de 0,96. Además de este inconveniente, ante la existencia de oligopolios, las empresas tenderán a adoptar ciertas tácticas. Si una empresa, o conjunto de ellas, conoce que es necesaria parte de su producción para cubrir la demanda de un mercado, podrá racionar su oferta para subir virtualmente los precios y conseguir un mayor beneficio. Por ejemplo, en el caso de España, el oligopolio eléctrico español genera en torno al 70% del total de la electricidad, el 90% de la comercialización y la totalidad de la distribución. Varias de esas empresas poseen diferentes fuentes de generación de electricidad que utilizan muchas veces a conveniencia en las subastas, permitiéndolas influir en la fijación de los precios. Precios que, no en vano, han venido sufriendo un incremento del 4,1% anual en las últimas décadas en las que, sin embargo, debido al desarrollo de la “competencia” en el mercado eléctrico, deberían de haber descendido considerablemente. (Palazuelos, 2019)

Por ello, en el territorio nacional existe la Comisión Nacional de Mercados y Competencias y las grandes variaciones de los precios están consideradas como infracciones graves: “La presentación de ofertas con valores anormales o desproporcionados con el objeto de alterar indebidamente el despacho de las unidades de generación o la casación del mercado” (BOE, 2013). Sin embargo, son varias las ocasiones en las que diversas empresas se han visto sancionadas por estas prácticas (CNMC, 2015), (CNMC, 2019a), (CNMC, 2019b)

La identificación de precios “inflados” es sencilla en el sistema marginalista, debido a que los precios están ordenados por su tecnología de generación, por lo que un precio muy elevado para una tecnología con un coste variable bajo es fácil de identificar. Sin embargo, en el sistema *Pay as Bid*, este precio es más difícil de identificar, al no estar estos ordenados por dicha tecnología, sino por las estimaciones de los diversos generadores en torno al precio de casación. Aun así, como mencionábamos anteriormente, si una empresa o conjunto de ellas posee varias tecnologías y el mercado necesita de su generación para cubrir la demanda, estas empresas pueden ofertar una u otra para manipular constantemente el precio en el sistema marginalista.

Por último, cabe destacar que en toda la Unión Europea no hay impedimentos para la importación ni exportación de energía “El Reglamento (CE) nº 714/2009 fija normas no discriminatorias para las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y establece, en particular, normas para la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones relativas a las interconexiones y las redes de transporte que afectan a los flujos de electricidad transfronterizos.” (Cerrato Rivero, 2016, p. 13)

3.2 Delimitación de mercados

Como ya se ha mencionado en el presente estudio, un factor clave para el estudio del poder de mercado es la correcta delimitación geográfica, ya que una mala especificación puede alterar los resultados e incluso señalar conclusiones contrarias. Por ello, en este apartado se expondrán diversas evidencias para justificar la elección de los países seleccionados. Debido a la pandemia y la posible alteración de resultados, así como la cantidad de datos disponibles para esos años, se ha optado por utilizar datos de años anteriores a la crisis sanitaria derivada de la COVID-19.

Se estudiarán dos áreas o mercados, una altamente interconectada, la cual se podría considerar como un mercado único y otro mercado que este aislado de los demás. En el primer caso se ha elegido el área conformada por Alemania, Austria y República Checa, en el segundo caso se ha elegido la República de Irlanda. En este apartado se darán argumentos suficientes para la elección de ambas áreas.

La primera condición necesaria pero no suficiente, según el estudio realizado por ENTSO-E (2019), es la necesidad de que haya precios más o menos homogéneos en los mercados energéticos de dos zonas geográficas. Es decir, una alta diferencia de precios indica la incapacidad de poder transferir energía entre ambos países, ya que, sino, los generadores optarían por vender su energía en los mercados con un precio superior, haciendo bajar su precio y tendiéndolos a converger.

Figura 3.1: Precios de la energía a consumidores minoristas antes de impuestos, 2018, (€/KWh)



Fuente: Elaboración propia con datos de ENTSO-E.

Como se puede observar en la Figura 3.1: hay zonas geográficas donde los precios son bastante homogéneos mientras que hay otras que difieren bastante en precio con los países más cercanos geográficamente. Este segundo caso es lo que ocurre entre Irlanda y Reino Unido. El primer país tiene un precio de 0,2006 euros el kilovatio hora, mientras que en el Reino Unido este precio es de 0,1401, es decir, una diferencia de 0,0605€, un 43,18% más caro en Irlanda que en Reino Unido.

En relación con los precios de Alemania, Austria y República Checa, se puede observar que estos son de 0,1378, 0,1265 y 0,1299 €/Kwh, respectivamente. Con respecto a estos tres países, la mayor diferencia de precios es de 0,0113 euros. Es

decir, el precio de Alemania “solo” es un 8,93% más caro que el de Austria, un 6,08% más caro que el de República Checa y entre esos dos países, el precio de República Checa es tan solo un 2,68% más caro que el de Austria. Las mayores diferencias dadas en Alemania son debidas, posiblemente, al tamaño del país, que tiene una población casi 10 veces mayor que Austria y 8 veces mayor que la de República Checa, por lo que es asumible que, aunque todos los generadores de estos dos países ofreciesen precios más bajos que los alemanes, no pudiesen satisfacer la demanda alemana.

Sin embargo, el análisis no debe centrarse únicamente en el análisis de los precios, ya que estos pueden ser parecidos a los de otra zona geográfica y no por ello haber una alta transmisión entre los países. (OCDE, 2016).

Otro indicador que se puede utilizar para determinar si un mercado está unificado o no, es un indicador al cual se ha decidido denominar “Indicador de Apertura de Mercado”, que permite estudiar los intercambios reales de energía entre los diversos países. Este indicador se define como:

$$IAM_{i,t} = \frac{Imp_{i,t} + Exp_{i,t}}{Consumo_{(i,t)}}$$

En el que el indicador para un país i en un momento t es el cociente de la de la suma del total de importaciones y exportaciones de ese país en ese momento y el consumo energético de dicho país en el momento t . Utilizando los datos ofrecidos por ENTSO-E, los principales resultados para países europeos son los siguientes:

Tabla 3.1: IAM de los principales países europeos. 2018.

ME	1,6974
LU	1,3848
LT	1,3280
LV	1,2772
SI	1,2672
HR	1,0563
EE	1,0205
CH	0,9970
MK	0,8969
BA	0,8561
DK	0,7630
SK	0,7471
AT	0,6786
AL	0,6186
CZ	0,5558
HU	0,5383
NL	0,3898
BG	0,3592
RS	0,3581
SE	0,3246
FI	0,3073
BE	0,3051
PT	0,2749
DE	0,2123
GR	0,2096
NO	0,1922
FR	0,1871
IT	0,1565
RO	0,1416
ES	0,1373
PL	0,1354
IE	0,1135
GB2	0,0817
TR	0,0189
Media	0,2486

Fuente: Elaboración propia con datos de ENTSO-E

La utilidad de dicho indicador es sobre todo comparativa, ya que establecer un límite para determinar si un mercado está interconectado o no sería arbitrario y carente de validez, tal y como sucede con las condiciones de Elzinga-Hogarty para mercados

interconectados (OCDE, 2016). Por ello, es de interés conocer los datos ofrecidos con el resto de Europa. En el caso de Irlanda su flujo de importaciones y exportaciones refleja únicamente un 11,35% del consumo total del país, mucho menor a la media de todos los países recogidos, 24,86%.

Por otro lado, Austria, República Checa y Alemania ofrecen unos datos de 67,86%, 55,58% y 21,23%. Como ha ocurrido anteriormente, el valor atípico es el alemán y no es de extrañar debido a la extensión de su territorio. La energía es difícilmente transportable, por lo que llevarla al interior de este país puede ser inviable técnicamente. Por otro lado, el gran consumo alemán respecto al resto de países (597,6 TWh respecto 67,5 y 81,8 de Austria y República Checa) hace que los generadores no tengan suficiente capacidad instalada para generar tal cantidad de energía (22.022 MW Austria, 20.845 MW República Checa y 238.519 MW Alemania).

Sin embargo, también es de interés conocer si estos flujos de energía se dan entre los países seleccionados para el estudio. Para ello se ha elaborado una tabla de doble entrada desagregada por países, en la cual cada casilla representa el IAM de cada par de países con el consumo del país situado en la fila correspondiente.

Tabla 3.2 IAM desagregado de los principales países europeos, 2018, %

	AL	AT	BA	BE	BG	CH	CZ	DE	DK	EE	ES	FI	FR	GB2	GR	HR	HU	IE	IT	LT	LU	LV	ME	MK	NL	NO	PL	PT	RO	RS	SE	SI	SK	TR	-		
AL															27,5								21,0							13,4							
AT						9,5	15,3	28,6									6,1		2,0													6,3					
BA																55,2							18,6							11,8							
BE													15,2									0,5			14,8												
BG															6,2									6,8			9,7	6,9						6,3%			
CH	10,9							27,8					18,8						38,0																		
CZ	16,5							18,7																	6,6								13,8				
DE	3,8					3,2	2,3		1,9				2,5									1,3		4,0		1,3				0,3							
DK								30,0																		22,4				23,9							
EE												37,8										38,0													12,2		
ES													7,1														5,2								0,1		
FI										3,8															0,3				17,7						9,0		
FR				2,7		2,4		2,8			4,0			3,1						3,4		0,3															
GB2													4,8					1,1							2,3												
GR	3,8				4,1																			4,1										5,7%			
HR			38,2														19,1													10,1		38,2					
HU	10,2															8,2												3,8	3,5		16,2				11,9		
IE														11,3																							
IT	0,4					7,3							5,0		0,5																	2,1					
LT																										19,3				25,6					16,0		
LU				7,1				11,1					20,3																								
LV										44,6												66,8														16,3	
ME	44,4		69,0																																		
MK															29,7																						
NL				10,8				18,6						6,0																							
NO									5,6				0,2												3,1						10,2						
PL						2,7		4,4													1,4															0,9	
PT											27,5																										
RO								5,7																													
RS	2,5		3,8					6,0																4,9	4,9												
SE									1,3	5,8			11,0													9,8	2,5										
SI		31,2																																			
SK								32,2																													0,6
TR					0,7										1,0																						

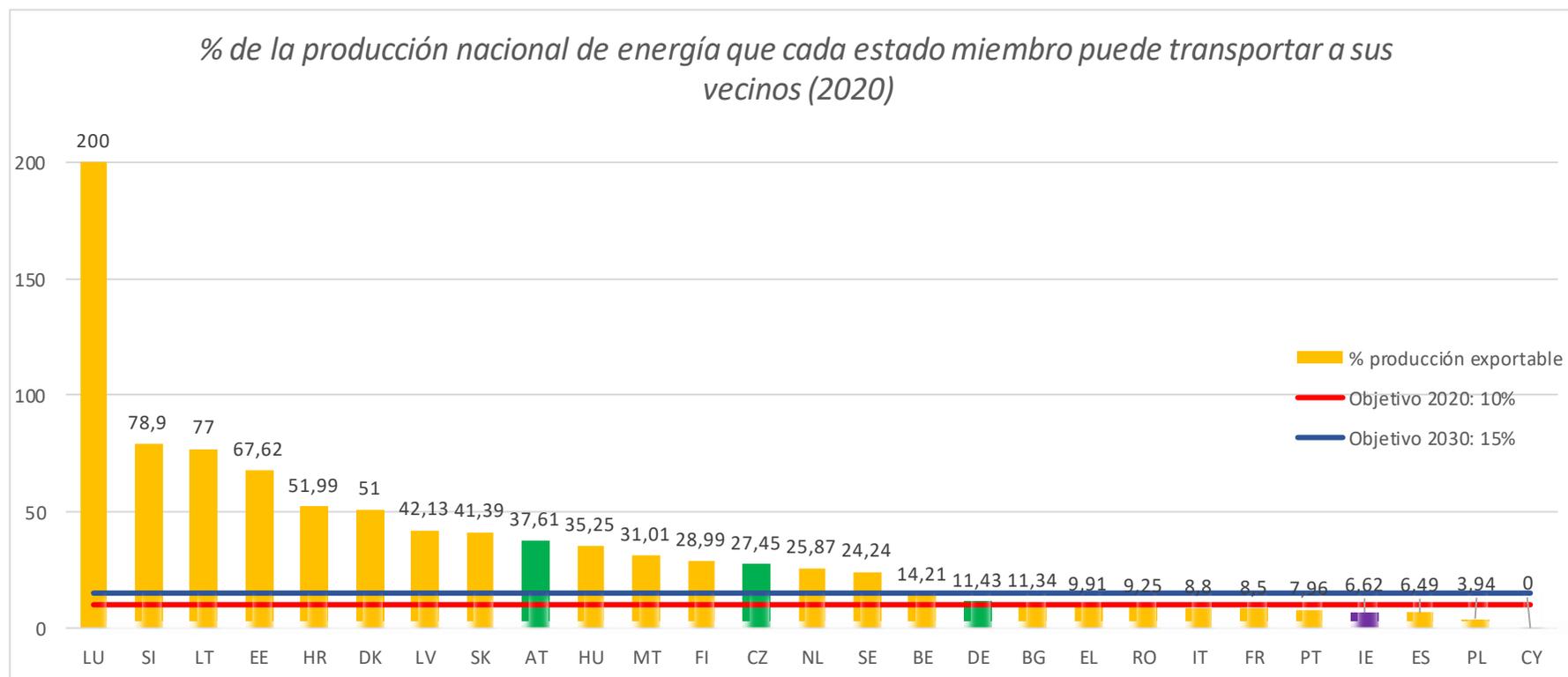
Fuente: Elaboración propia con datos de (ENTSO-E, 2022)

Nota: Los datos de consumo son los del país de cada fila.

Como se puede observar, en el caso de Irlanda, todo el flujo de importaciones y de exportaciones está relacionado con Gran Bretaña, el único país geográficamente viable para transmitir energía con ellos. Por otro lado, en el caso de Austria, República Checa y Alemania los datos son más desagregados. En el caso de Austria, son Alemania y República Checa los países con los que más intercambia energía (28,6% y 15,3%, respectivamente). En el caso de República Checa, también son tanto Alemania como Austria los países con los que más energía intercambia (18,7% y 16,5% respectivamente). En el caso de Alemania, debido a su gran consumo, el intercambio de energía solo representa un 3,8% de su consumo con Austria y un 2,3% con República Checa.

Sin embargo, tal y como menciona la OCDE (2016), los flujos de importación y exportación no son por si solos concluyentes, sino que lo que más influye es como responden las importaciones a las variaciones de los precios, así como las importaciones potenciales que puede haber. En este segundo sentido, la Unión Europea fijó unos objetivos de interconexión eléctrica del 10% para 2020 y del 15% para el 2030. (Comisión Europea, 2015). La interconexión está definida como el cociente entre la suma de capacidades de importación y la capacidad de generación instalada (Abadie & Chamorro, 2021). Así pues, en el siguiente gráfico se puede observar cómo los diferentes países europeos han desarrollado este objetivo.

Gráfico 3.4: % de la producción nacional de energía que cada estado miembro puede transportar a sus vecinos (2020)



Fuente: *Elaboración propia con datos de* (Comisión Europea, 2022)

Como se puede ver, Luxemburgo sería capaz de exportar el doble de la electricidad que produce mientras que Chipre no cuenta con ninguna interconexión con Europa. En cuanto a los casos del estudio, la República de Irlanda no ha cumplido los objetivos establecidos por la Comisión y es el cuarto país de toda la Unión que menos energía puede exportar. En relación con los tres países interconectados se observa que Austria es capaz de exportar el 37,6% de su generación, una cifra muy alta comparada con el resto de los países del entorno, la República Checa es capaz de exportar el 27,5% de su generación y Alemania únicamente el 11,4%, estando por debajo del objetivo para 2030. A pesar del bajo valor alemán, como ya se ha comentado en este estudio, se ha de tener en cuenta que la generación alemana es muy superior a la de Austria o República Checa, por lo que la capacidad para transferir alemana es suficiente comparada con el consumo de Austria y República Checa, exceptuando algunos picos de exportación con Austria (Journalism for the energy transition, 2018).

Por último, se buscó realizar un análisis econométrico para explicar las importaciones de cada país con respecto a los otros dos utilizando como variables explicativas la diferencia de precios de ambos países y el consumo del país importador.

$$Imp_{i,t}^s = \alpha_0 + \beta_1 C_{i,t} + \beta_2 (P_{i,t} - P_{s,t})$$

Donde $Imp_{i,t}^s$ son las importaciones del país i en el momento t procedente del país s , α_0 es la constante, $C_{i,t}$ es el consumo del país i en el momento t y $P_{i,t}$ son los precios del país i o s en el momento t . Con ello, se realizó el análisis econométrico de los tres países⁴.

Como se puede observar en el *Cuadro 3.1*, a pesar de que todos los coeficientes tienen sentido económico, sus p-valor son demasiado elevados, por lo que no se podría determinar que sus coeficientes fuesen significativos. Sin embargo, esto tiene una explicación. Como se ha explicado al mencionar las subastas, los precios se determinan diariamente y dependiendo de la hora, por lo que no existe un precio homogéneo ni duradero en el tiempo. La desagregación de precios disponibles no es

⁴ El mayor problema de las fuentes consultadas fue la obtención del precio de la electricidad en el caso de la República Checa, ya que los datos no venían desagregados y la evolución de los precios venía influenciado por la variación del precio del agua.

suficiente para que se obtuviese un modelo coherente y, además, los precios se determinan a posteriori, sin que los generadores conozcan el precio final de antemano.

Sin embargo, el modelo sí permite sacar unas conclusiones interesantes. En la mayoría de los casos, el p-valor del consumo sí es significativo y consigue, en casos como la importación alemana desde Austria o las importaciones de la República Checa desde Alemania, explicar el 20% de las variaciones en las importaciones. Además de ello, el *Cuadro 3.2: Estimación de la regresión de los precios de Alemania, Austria y República Checa* ejemplifica los precios de Alemania explicados con los precios de los dos otros países. El R^2 da 0,929, mientras que si se hace el de Austria o República Checa dan, respectivamente, 0,636 y 0,899.

Económicamente estos elevados R^2 no indican necesariamente que los precios de cada país se puedan explicar con los precios de los otros dos, sino que puede demostrar la gran correlación entre los precios. Sin embargo, esto tampoco es concluyente. La European Commission, (2014). considera la correlación de los precios como una prueba indirecta, pero que no proporciona información sobre el efecto sustitución de los bienes.

Además, tal era el grado de interconexión entre Austria y Alemania que hasta el 1 de octubre de 2018 los dos países compartían un único mercado para determinar el precio de la electricidad, siendo este mercado separado para la liberalización del mercado eléctrico (APG, 2018). Hecho que provocó, en primera instancia, un mayor aumento del precio en Austria que en Alemania así como un aumento generalizado que ha perdurado en el tiempo hasta el último año del estudio, 2020 (Eurostat, 2022) y (Journalism for the energy transition, 2018).

A la hora de estudiar la correlación de los precios entre Irlanda y Reino Unido. En su caso y utilizando datos de Eurostat (2022), se observa una correlación en los precios de 0,645. Esta correlación es bastante alta para lo que cabría esperar de dos países tan poco interconectados. Pero cabe recordar que la correlación es indicativa pero no necesariamente explica una interconexión, en este caso, y como se ha explicado, el gas suele ser la fuente última explicativa de los precios de mercado, por lo que no es de extrañar que los precios de la electricidad de estos países varíen de forma similar al precio del gas y, por tanto, entre ellos.

Por lo tanto, con las evidencias presentadas en el presente apartado se puede concluir que Irlanda es una zona carente de interconexión debido a la alta diferencia de precios, la poca capacidad de exportar e importar su generación y a los pocos flujos de energía entre ella y Reino Unido. Por otro lado, se ha observado que la zona delimitada entre Alemania, Austria y República Checa sí podría considerarse como un único mercado o, al menos, una zona altamente interconectada.

3.3 Países interconectados: El caso de Alemania, Austria y República Checa

Antes de plantear la evolución y tendencia del poder de mercado en esta zona, cabe destacar la evolución tanto del consumo como del uso de energías renovables. Así, por ejemplo, Alemania tiene como objetivo reducir su consumo de energía primaria a un 30% con respecto a 2008 para el año 2030 y satisfacer un 80% de la demanda con energías renovables para 2050 (Besser, 2019) y (BMWK, 2018). Austria tiene como objetivo consumir un 100% de energías renovables para el año 2030 (Parlamento Austriaco, 2022) y República Checa aumentar sus fuentes de energía renovable hasta un 22% en 2030 (Liselotte, 2019), por lo que se debe considerar este hecho a la hora de explicar la evolución del mix eléctrico y no solo considerarlo como un efecto del libre mercado. Así pues, la evolución de la generación de energía eléctrica fue la siguiente.

Tabla 3.3: Evolución de la generación de energía, energía renovable y % de la energía renovable sobre el total (2013-2020). Zona Interconectada, TWh

TWh	Total	Renovables	%
2013	781,68	215,07	27,51%
2014	766,58	230,25	30,04%
2015	784,94	253,65	32,31%
2016	790,23	265,99	33,66%
2017	799,20	283,60	35,49%
2018	784,62	298,01	37,98%
2019	756,09	308,65	40,82%
2020	713,81	318,29	44,59%

Fuente: Elaboración propia con datos de (Eurostat, 2022) y (University of Oxford, 2022)

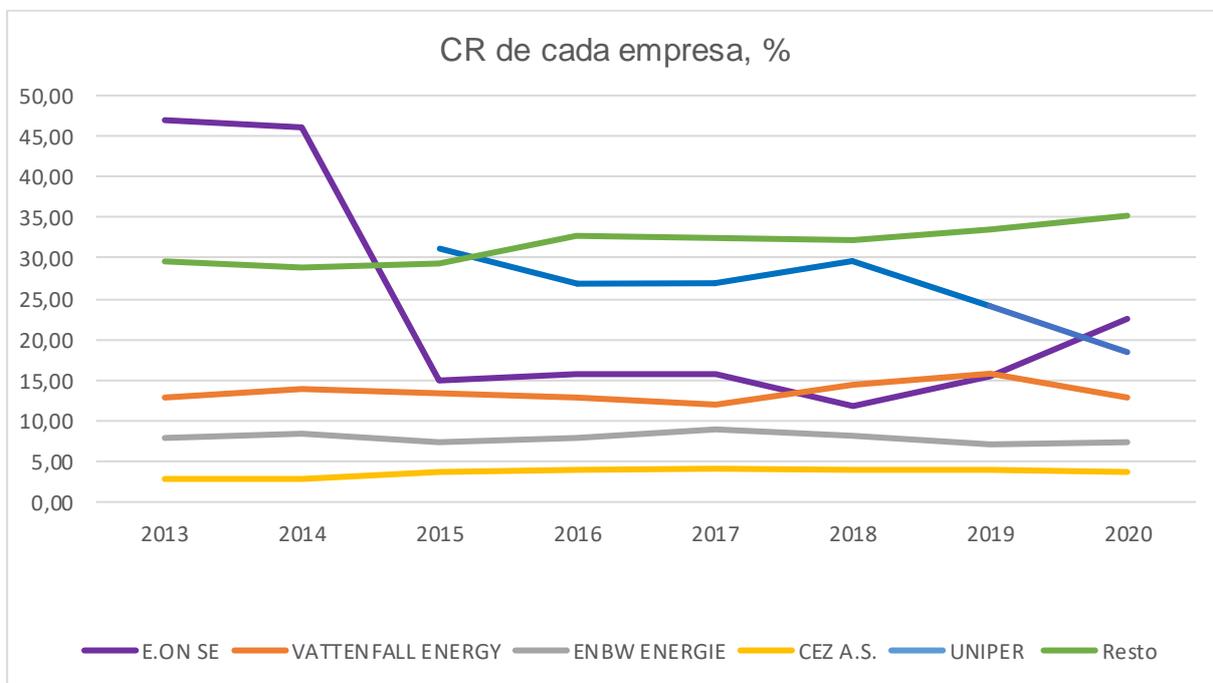
Como se puede observar, el consumo máximo de la zona se dio en el año 2017, reduciéndose a partir de ese año. Sin embargo, el porcentaje de renovables utilizadas ha sido siempre creciente, tanto en términos relativos como en absolutos, siendo

superados los objetivos de la Unión Europea de energías renovables para 2020 (Eurostat, 2022). Sin embargo, este crecimiento de las energías renovables ha sido desigual, ya que, aunque el porcentaje de la zona estudiada es de un 44,59% para el año 2020, la generación de energías renovables de República Checa ha sido mucho menor que la generación de Austria, 14,81% y 74,20% respectivamente, mientras que la de Alemania se ha mantenido cercana a la media, siendo de un 44,70% en 2020.

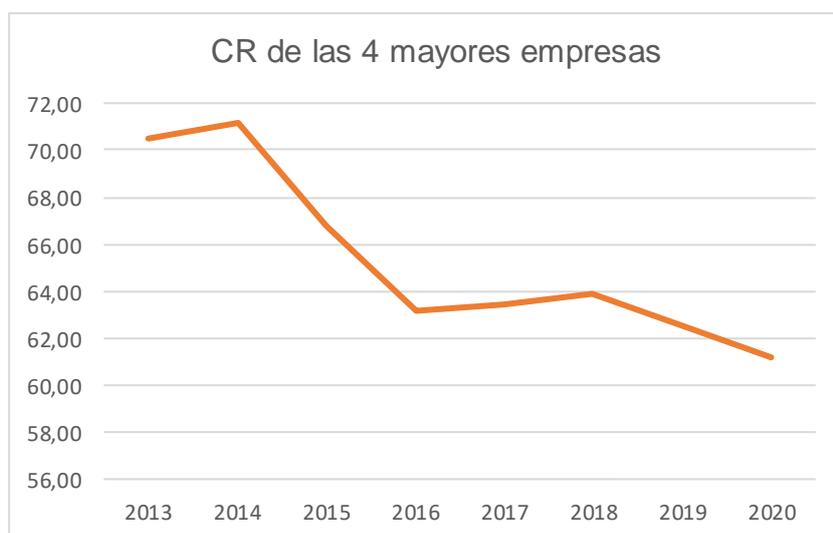
Aunque de manera controvertida, se suelen ofrecer cifras de energía de origen nuclear, a pesar de ser una energía no renovable (pues, en contra de lo que a veces se dice, el ciclo nuclear completo implica la generación de emisiones de CO₂ asociados a la extracción, el transporte y todos los demás costes ambientales asociados a la obtención del mineral de uranio). En este sentido, la República Checa presenta un 35,20% de energía eléctrica de origen nuclear, mientras que Alemania presenta un 12,40% y Austria no genera electricidad mediante esa vía (IAEA, Organismo Internacional de Energía Atómica, 2022) y (Foro Nuclear, 2020). En el mes de febrero de 2022, la Comisión Europea (2022) propuso, de manera polémica, considerar a este tipo de energía como una energía “verde” y de transición debido a sus “bajas emisiones”. A pesar de ello, países como Alemania decidieron fijar como objetivo el cierre de todas sus centrales nucleares para 2022 (Euronews, 2021).

Utilizando la base de datos de ORBIS (2022), se han podido representar los principales indicadores de poder de mercado para esta región. El único problema presentado por dicha base de datos es que, a partir de su creación en 2016, ORBIS no recoge los datos de la empresa Uniper, por lo que estos datos han sido añadidos a partir de los diversos informes anuales de la empresa (Uniper, 2016). Además de ello, se han cotejado los datos con los de las memorias de las empresas más grandes para evitar los diferentes fallos de la base.

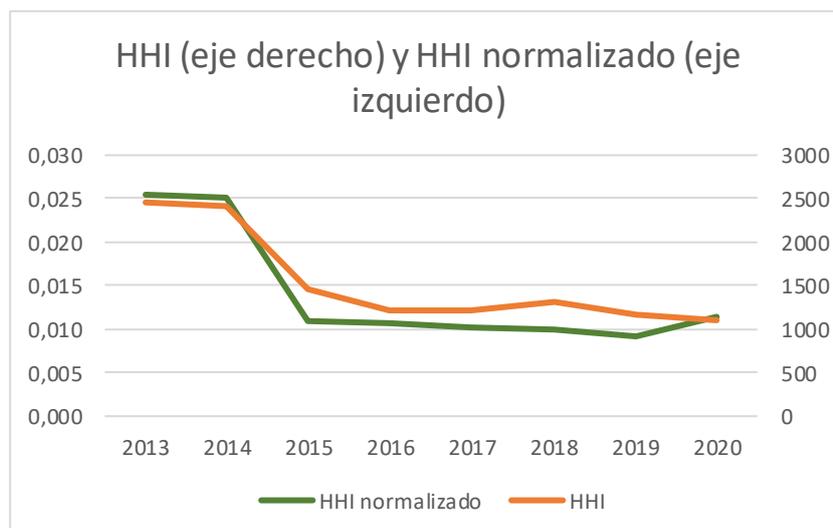
Gráficos 3.5, 3.6 y 3.7: Evolución de la cuota de mercado de las 5 mayores empresas de forma individual y conjunta (%) y evolución del HHI. Zona Interconectada,



Fuente: Elaboración propia con datos de (ORBIS, 2022) y(Uniper, 2016)



Fuente: Elaboración propia con datos de (ORBIS, 2022) y(Uniper, 2016)



Fuente: Elaboración propia con datos de (ORBIS, 2022) y (Uniper, 2016)

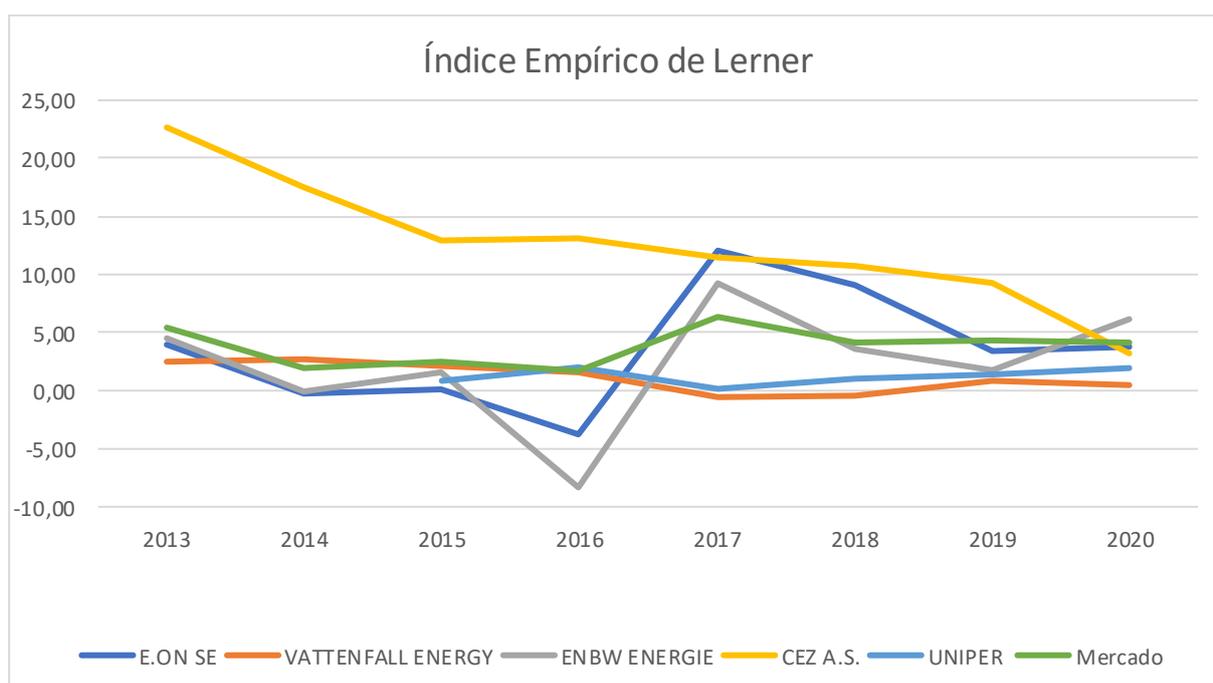
Como se puede observar, la cuota de mercado de las 4 mayores empresas ha tenido una tendencia decreciente en los años del estudio, pasando de un 70,47% del mercado en 2013 a un 61,18% en el año 2020. Este decremento en la concentración también se observa en el índice Herfindahl-Hirschman, el cual varió de valores considerados de alta concentración, 2457,44 en 2013, a valores cercanos a los de mercados poco concentrados, siendo este dato de 1103,16 en 2020. Cabe puntualizar que la base de datos de ORBIS recoge una gran cantidad de datos, pero no el total de las empresas existentes, por lo que es probable que algunas empresas más pequeñas no hayan sido recogidas y el valor del HHI sea menor al aquí expuesto. Por otro lado, el HHI normalizado sigue la misma evolución que el HHI, pero cabe destacar cómo este aumenta en el último año debido al descenso del número de empresas totales recogidas por ORBIS.

Al observar los valores de las empresas de forma individual, se puede observar una gran variación atípica. Es el caso de la empresa alemana E.ON SE, la cual pasó de una cuota de mercado del 46,16% en 2014 a una cuota de 15,01% en 2015. Esto fue debido a que la compañía separó sus activos de energías fósiles en una nueva empresa, Uniper, ese mismo año. Más adelante E.ON SE vendió el 53,35% de sus acciones en septiembre de 2016 y terminó la venta del resto en septiembre de 2017, cuando la compañía Fortum compró el 46,65% restante de la empresa (Europapresss, 2018). El resto de las empresas presentan una tendencia sin grandes cambios, siendo

significativo un leve aumento desde el año 2018 de la cuota de mercado del resto de las empresas.

En este ámbito se puede concluir que el poder de mercado de las empresas de esta región está disminuyendo paulatinamente y se dirige hacia un mercado cada vez menos concentrado. Sin embargo, para completar la información sobre la capacidad de determinar precios y el poder de mercado de las diversas empresas se debe observar la evolución de otros indicadores ya mencionados. Por ello, a continuación, se estudiará el índice empírico de Lerner.

Gráfico 3.8: Índice Empírico de Lerner. Zona Interconectada, %



Fuente: Elaboración propia con datos de (ORBIS, 2022) y (Uniper, 2016)

Se puede observar cómo, durante los últimos años, el valor del mercado ha sido constante en torno al 4%. Como ya se mencionó anteriormente, en la competencia perfecta, dentro de las teorías ortodoxas de la economía, se presenta un beneficio nulo para las empresas. Por lo que la tendencia decreciente podría significar una mejora en la competitividad del mercado⁵. En el caso de las áreas interconectadas, se

⁵ Cabe destacar que, por definición del índice empírico de Lerner, un decremento en su valor se puede deber a una disminución de beneficios, *ceteris paribus*, o a un aumento de los ingresos de operación *ceteris paribus*, lo que supondría un menor beneficio por unidad de ingreso.

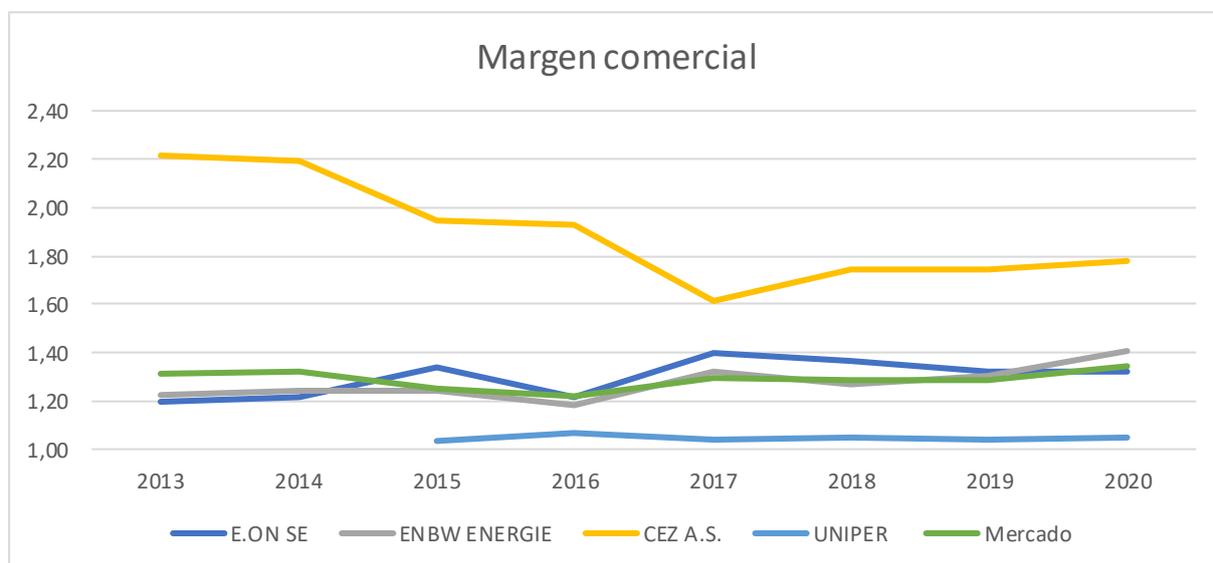
ve como todas las empresas han tendido al valor de mercado, siendo únicamente ENBW la que en el último año parece comenzar a divergir de este valor.

Por otro lado, se observan valores atípicos que tienen explicaciones ajenas a las del mercado. La empresa E.ON SE tiene pérdidas en el año 2016, seguramente debidas a su escisión con la empresa Uniper, con la cual tuvo que dividir activos. Sin embargo, en el año 2017 y 2018 existen unos beneficios extraordinarios debidos, seguramente, a la venta de las acciones de Uniper que aún conservaba. En el caso de ENBW, sus pérdidas en el año 2016 también provienen de la cuenta EBIT de operaciones no corrientes, es decir, que no es debido a sus operaciones de generación eléctrica, sino a otras operaciones financieras e inversiones (ENBW, 2016).

Por otro lado, es interesante conocer la dispersión existente en este índice. Gráficamente se observa cómo las 5 empresas más importantes de toda el área tienden a converger, no existiendo grandes diferencias entre sus índices en el mismo periodo. Así pues, con una muestra significativa ofrecida con ORBIS se observa como la desviación típica del índice empírico de Lerner disminuyó de 0,1751 en 2013 a 0,0951 en 2021, indicando que estos índices han tenido a converger y las empresas son más homogéneas.

A su vez, es de interés conocer los márgenes comerciales de las diferentes empresas, es decir, la capacidad de determinar precios superiores a sus costes marginales, la incapacidad para determinarlos es una condición necesaria de la competencia perfecta. Ante la incapacidad de detectar los costes marginales y debido a la volatilidad del precio, el cual es diferente en cada una de las 24 horas de los diferentes días, el presente trabajo utilizará la aproximación dada en el apartado 2.2.

Gráfico 3.9: Evolución del margen comercial de las 5 mayores empresas. Zona Interconectada, Tanto por 1.



Fuente: Elaboración propia con datos de (ORBIS, 2022) y (Uniper, 2016)

En este ámbito se puede observar que los datos de las diferentes empresas varían sustancialmente con los datos del mercado. Mientras que los datos del mercado son estables en torno al 1,3, habiendo un pequeño repunte en el año 2020, posiblemente originado por la pandemia de la COVID-19, existen datos de empresas que dan valores alejados del valor de mercado. Bastante por encima de este valor se encuentra la empresa CEZ AS, la cual, a pesar de tener una cuota de mercado bastante inferior a sus competidoras directas, siendo esta de entorno a un 4%, presenta unos márgenes comerciales de 2,215 en 2013, bajando hasta un 1,775 en 2020, valor bastante elevado en comparación con el resto de las empresas. A pesar de este holgado margen, como se ha observado anteriormente, su índice empírico de Lerner no paró de decrecer en todo el periodo, pasando de 22,66% hasta el 3,21%.

Estos datos atípicos tienen una explicación. En primer lugar, el elevado margen comercial se debe, principalmente, al sistema marginalista de determinación de precios. En el siguiente gráfico se estudiará más a fondo, pero se debe de tener en cuenta que la empresa CEZ genera gran parte de su electricidad mediante la generación nuclear, siendo en el 2020 del 57,35% y utilizando un 4,43% de energías renovables (CEZ, 2020). Como ya se ha mencionado, según el estudio de International Renewable Energy Agency (2020), las energías renovables y nucleares son las más

baratas, por lo que no es de extrañar que siempre se encuentren a la izquierda del punto de casación y se las retribuya con el precio que se paga a la última unidad vendida, por lo que el margen comercial será bastante elevado y no necesariamente debido a un mayor poder de mercado, sino a la eficiencia de generación.

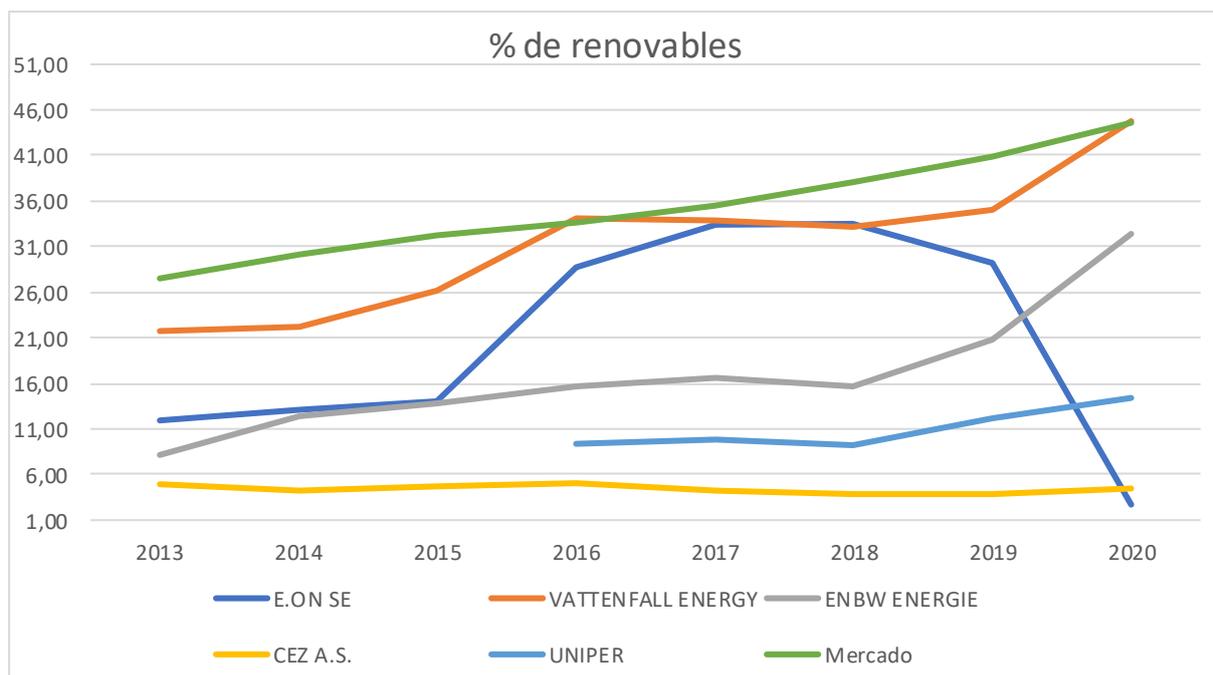
Por otro lado, que el índice empírico de Lerner no haya parado de decrecer se puede deber a otros motivos que al hecho de que haya disminuido el margen comercial de esta empresa en los últimos años. Se han de considerar otras variables como, por ejemplo, que el total de activos financieros haya aumentado de 600.686 millones a 702.458 millones entre 2015 y 2020 (CEZ, 2020). Por otro lado, se ha de tener en cuenta que la energía nuclear se vuelve más “rentable” comparativamente a medida que se amortizan las centrales nucleares, aspecto que ya se ha producido en la mayoría de los casos en los que el mercado marginalista lleva rigiendo. En torno a E.ON SE y ENBW, dichas empresas se mantienen constantemente cerca del margen del mercado, mientras que se puede observar como a partir del año 2016 la empresa E.ON SE aumenta su margen comercial de 1,22 a 1,40. Esto se debe a que, como ya se ha comentado, se desprendió de gran parte de sus activos fósiles, creando una nueva empresa, Uniper, por lo que pudo aumentar, relativamente, su peso en energías renovables más rentables y, por lo tanto, aumentar sus márgenes comerciales. La empresa ENBW aumentó su margen comercial, posiblemente, gracias a que su porcentaje de renovables creció en más de un 11% entre 2019 y 2020, lo cual le permitió aumentar tanto su margen comercial como su índice empírico de Lerner en ese año.

Por otro lado, se observa como la empresa Uniper tiene unos márgenes comerciales bastante más ajustados, siendo en torno a 1,05 en casi todo el periodo. Este margen, inferior al de todas las empresas y al valor del mercado se explica por la naturaleza de esta empresa, creada a partir de los activos en energías no renovables de E.ON SE. Los combustibles fósiles son la energía con un coste más elevado, por lo que su margen comercial es mucho menor.

Por último, cabe estudiar si las empresas con un mayor poder de mercado se involucran en la utilización de un mayor porcentaje de energías renovables en su producción o si, por el contrario, no invierten tanto en este tipo de energía gracias a la

presión que ejercen en el mercado. Para ello, se han utilizado los informes anuales de las diversas empresas desde el año 2013.

Gráfico 3.10: Evolución del % de renovables de las 5 mayores empresas. Zona Interconectada, %.



Fuente: Elaboración propia con datos de (Eurostat, 2022), (E.ON, 2013-2020), (Vattenfall, 2013-2020), (ENBW Energie, 2013-2020), (CEZ Group, 2013-2020) y (UNIPER, 2013-2020)

En primer lugar, cabe destacar la evolución constante y creciente de las energías renovables en el mercado, aumentando en torno en 2,29 puntos cada año⁶. Sin embargo, se observa que las principales empresas, por norma general, no consiguen llegar a dichos valores. En caso de E.ON SE, consigue aproximarse a esos valores a partir de 2016, año en el que vende una gran parte de sus activos fósiles. Gracias a ello, desde ese año, produce menos de un 2% de su energía mediante energías fósiles. Sin embargo, en el último año se observa una caída en picado de su producción renovable. Cabe destacar que el mix eléctrico de esta empresa, desde 2016, ha estado compuesto en un 65-70% por energía nuclear, y en torno a un 25-30% de energías renovables. No obstante, en 2020, la producción de energía nuclear

⁶ Extrapolación sacada de la ecuación de la línea de tendencia

se elevó hasta el 95,9%, quedando las energías renovables en un 2,7% del mix eléctrico.

Este aumento en los últimos años es debido a la retirada de activos, tanto corrientes como de largo plazo, nucleares, ya que Alemania aprobó prohibir el uso de energías nucleares a partir de 2022, por lo que las empresas han tenido que dejar de utilizar dichos activos (Miller, 2022) y (E.ON SE, 2020). Además de ello, a mediados de 2020, la empresa decidió vender una parte de sus activos renovables, por lo que el uso intensivo de este tipo de fuente energética también descendió (Renews.BIZ, 2020).

En cuanto a Uniper, se observa como al ser una empresa creada a partir de los activos no renovables de otra, su porcentaje de renovables es muy inferior al del mercado, pero, sin embargo, ha conseguido aumentarlo en los últimos años, pasando del 9,42% en 2016 al 14,41% en 2020. Al igual le ocurre a ENBW Energie, la cual, a pesar de estar muy por debajo del valor de mercado, ha conseguido aumentar su porcentaje de renovables del 8,15% al 32,40%, consiguiendo así converger hacia el valor de mercado. Por último, cabe analizar el caso de CEZ. AS, la cual apenas tiene uso de energías renovables, siendo de en torno al 4% durante todo el periodo, esto es debido al uso intensivo de energía nuclear, situándose este porcentaje en torno al 50%.

Al realizar un análisis del presente apartado se puede concluir cómo, a pesar de iniciar el periodo con unas características que indicaban una gran concentración y consecuencias derivadas del posible poder de mercado de las empresas, la tendencia del mercado integrado ha sido positiva, convergiendo todos sus valores y tendiendo a valores de competencia perfecta. El valor del HHI se invirtió pasando de un indicativo de mercado altamente concentrado a otro poco concentrado y la cuota de mercado de las 4 mayores empresas ha sido decreciente también durante la mayor parte del periodo.

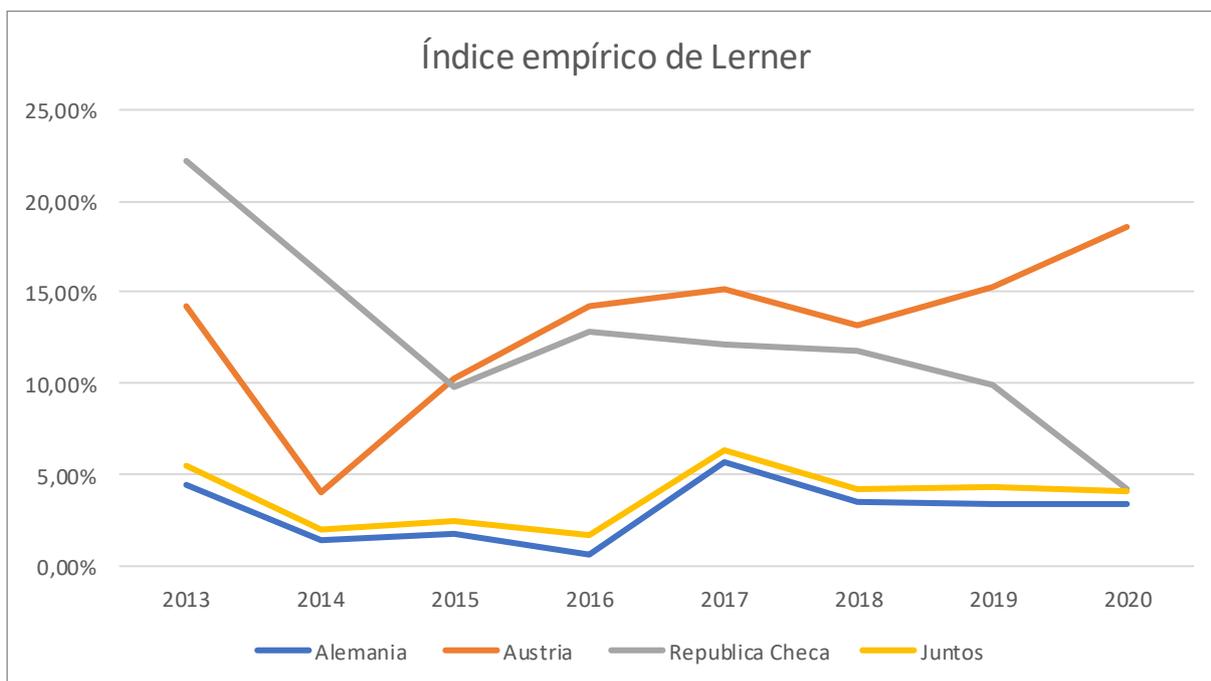
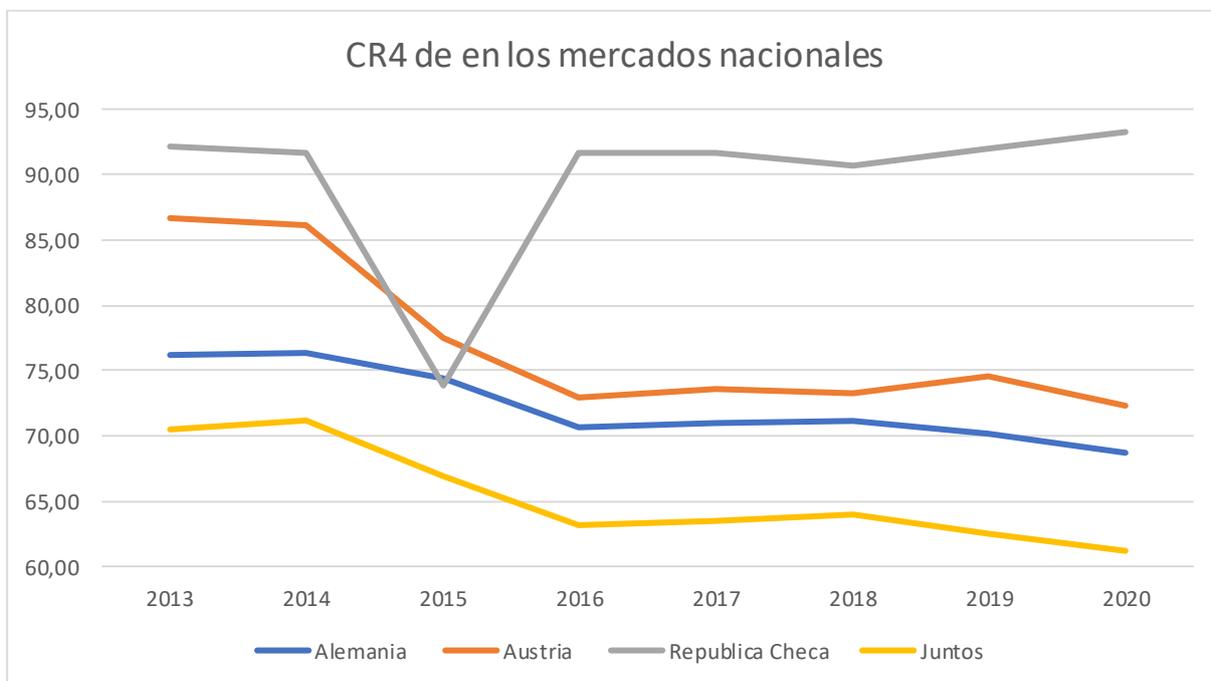
En cuanto a los indicadores económicos, se observa cómo el índice empírico de Lerner tiene una tendencia decreciente en todas las empresas. También se observa cómo sus valores tienden a converger hacia el valor de mercado, lo que indica que ninguna está consiguiendo un beneficio extraordinario y todas ellas se sitúan en torno a la media. En cuanto al margen comercial, a pesar de no observarse grandes variaciones, las diferencias de valor de las distintas empresas son explicadas por el

funcionamiento del mercado y no son resultado del poder de mercado de algunas de las empresas.

El único indicador preocupante en torno al mercado estudiado es el de la intensidad de renovables utilizadas en la producción eléctrica, ya que dichos datos sitúan, de forma general, a las empresas con una mayor cuota de mercado por debajo de la generación media del mercado. Cabe resaltar que en este estudio no se ha expuesto la evolución de la energía nuclear, en la que la mayor parte de estas empresas tienen una gran parte del mix eléctrico asignado. Además de ello, es lógico que estas empresas sean las que produzcan la mayor parte de energía nuclear del mercado, ya que son las únicas que pueden hacer frente a dichas inversiones. La producción presenta ventajas con respecto a las renovables, como que, por ejemplo, no dependen de un factor externo para generar energía y pueden ser activadas y desactivadas con mayor facilidad, a diferencia de la energía eólica, solar o hidráulica. Además, como indica la International Renewable Energy Agency (2020), este tipo de energía presenta unos costes bastante menores que las energías fósiles.

Antes de concluir este apartado, merece la pena tener en cuenta algunas cautelas. Como se ha comentado anteriormente la delimitación del mercado puede variar sustancialmente el análisis. En el caso de las medidas de concentración como el CR4, al unir varios países, este indicador siempre va a decrecer por un efecto composición al unir empresas de varios países. Por ello, es de interés conocer si al realizar el análisis utilizando como delimitación las fronteras nacionales, se podrían inferir conclusiones parecidas que al realizar el análisis conjunto.

Gráficos 3.10 y 3.11: Evolución de la cuota de mercado y del índice empírico de Lerner de forma nacional. Zona Interconectada.



Fuente: Elaboración propia con datos de (ORBIS, 2022) y (Uniper, 2016)

En el caso del CR4 se ve como Alemania y Austria siguen una evolución muy similar, presentando un coeficiente de correlación de 0,94. En el caso de República Checa se observa que, exceptuando el valor atípico presentado en 2015, su CR4 se mantiene

más o menos constante durante todo el periodo. Sin embargo, el índice empírico de Lerner proporciona datos menos concluyentes. Se observa como el valor alemán es casi idéntico al valor obtenido cuando se considera un mercado único, pero esto es debido al gran tamaño de este país con respecto los otros dos. En el caso de Austria y República Checa estos valores son bastante diversos. En el caso de República Checa, los valores tienen a converger con los alemanes mientras que en el caso de Austria estos valores se alejan con el paso del tiempo.

Se observa cómo, dependiendo de la determinación del mercado elegida, los resultados pueden variar significativamente. Este trabajo ha determinado esta zona como un único mercado, presentando diversos indicadores que respaldan la decisión. Sin embargo, se deben de tener en cuenta ciertas debilidades para determinar un mercado único como los diversos marcos institucionales en los que las diversas empresas llevan a cabo su actividad a pesar de pertenecer todas ellas a las normas de la Unión Europea

3.4 País aislado: El caso de Irlanda

Antes de analizar el caso irlandés se ha de mencionar que el mercado eléctrico no es único del país, sino que existe un único mercado para toda la isla, estando estrechamente conectado con Irlanda del Norte. Sin embargo, se ha de mencionar que la mayor parte de sus importaciones y exportaciones únicamente se realizan entre los dos países de la misma isla, por lo que se puede determinar que el territorio geográfico de la isla es el que se encuentra altamente aislado.

Al igual que los países antes mencionados, Irlanda también posee diversos objetivos de generación eléctrica. El primero de ellos, el cual pudo cumplir, fue el de generar el 40% de su energía eléctrica mediante fuentes de energía renovables para el año 2020. Este objetivo se pudo cumplir debido a que Irlanda posee una situación geográfica y una climatología muy favorable para la producción de energía eólica, la cual produjo el 36% de la electricidad total del país en 2020 (Wind Energy Ireland, 2021). Para el año 2030, el Gobierno de Irlanda, (2021) ha establecido como objetivo llegar a un 70% de electricidad generada mediante fuentes renovables, por lo que cabe esperar que el porcentaje de renovables vaya en aumento debido a las directrices del gobierno. Así pues, el mix eléctrico de los últimos años fue el siguiente.

Tabla 3.8: Evolución de la generación de energía, energía renovable y % de la energía renovable sobre el total (2013-2020). Zona aislada, TWh

TWh	Total	Renovables	%
2013	27,81896	5,62892	20,23%
2014	27,97015	6,3965	22,87%
2015	28,78425	7,86188	27,31%
2016	30,21474	7,51298	24,87%
2017	30,66831	8,88532	28,97%
2018	30,90091	10,19951	33,01%
2019	31,35448	11,80445	37,65%
2020	31,99413	13,47917	42,13%

Fuente: Elaboración propia con datos de (SEAI, 2020)

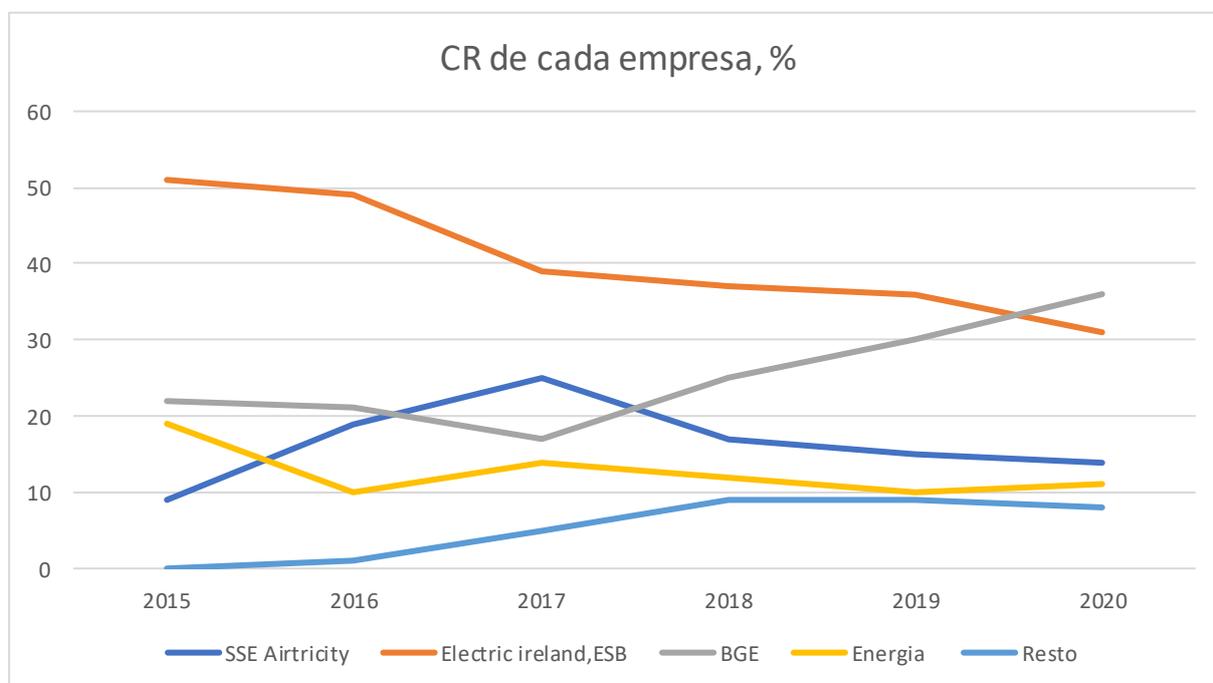
Como se observa, el consumo de Irlanda ha sido creciente en todo el periodo de la muestra. A su vez, las energías renovables han crecido en una mayor cuantía que el consumo general, por lo que su peso relativo ha aumentado considerablemente, duplicando en 2020 el valor del año 2013. Gracias a este gran aumento, conseguido principalmente por la energía eólica, Irlanda ha conseguido sobrepasar los objetivos en materia energética puestos por la Unión Europea (Eurostat, 2022). A su vez, se ha de mencionar que Irlanda no produce más energía libre de emisiones, ya que la generación de energía nuclear está prohibida por la ley *Electricity Regulation Act, 1999* (Sección 18) (Parlamento de Irlanda, 1999).

Antes de comenzar con el estudio del poder de mercado de las principales empresas, cabe analizar como afectó a Irlanda e Irlanda del Norte la unión de sus mercados eléctricos el 1 de noviembre de 2007. El estudio realizado por Niamh McCarthy, (2005) previó que la unión de ambos mercados permitiría entre un 6% y un 29% de reducción en el precio de la electricidad, la cual afectaría directamente a los consumidores. Por otra parte, permitiría un aumento en la seguridad de abastecimiento en toda la isla y aumentaría la competencia.

A la hora de estudiar las principales empresas del sector eléctrico irlandés se ha optado por usar otra base de datos diferente a la ofrecida por Orbis. En este caso se utilizará el informe de la *Commission for Regulation of Utilities*, (2020). Esto es debido a que este organismo, utilizando una base de datos propia, proporciona información

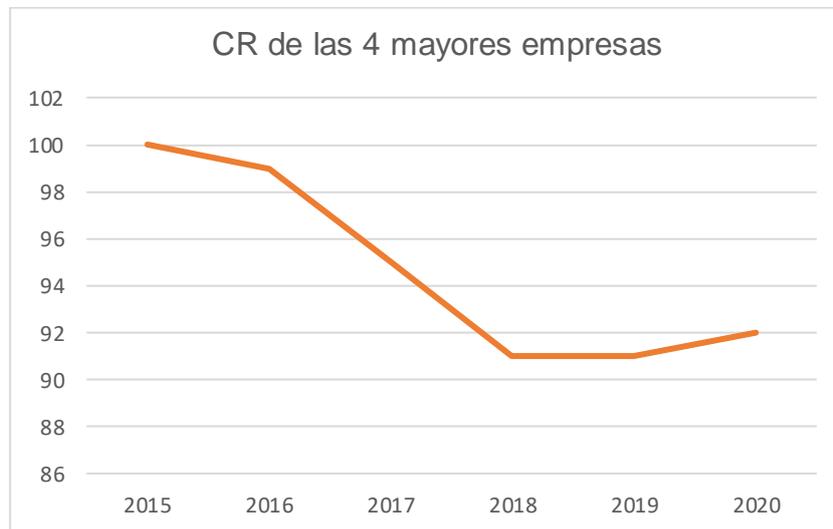
que dista bastante de la publicada por ORBIS. Además, esta información concuerda con la ofrecida por diversos informes anuales de las empresas⁷. También cabe mencionar que, a diferencia de los datos anteriores, los datos disponibles son a partir del 2015. En cuanto a la cuota de mercado y el HHI, para el mercado irlandés, los datos son los siguientes.

Gráfico 3.12, 3.13 y 3.14 Evolución de la cuota de mercado de las 5 mayores empresas de forma individual y conjunta (%) y evolución del HHI. Zona aislada

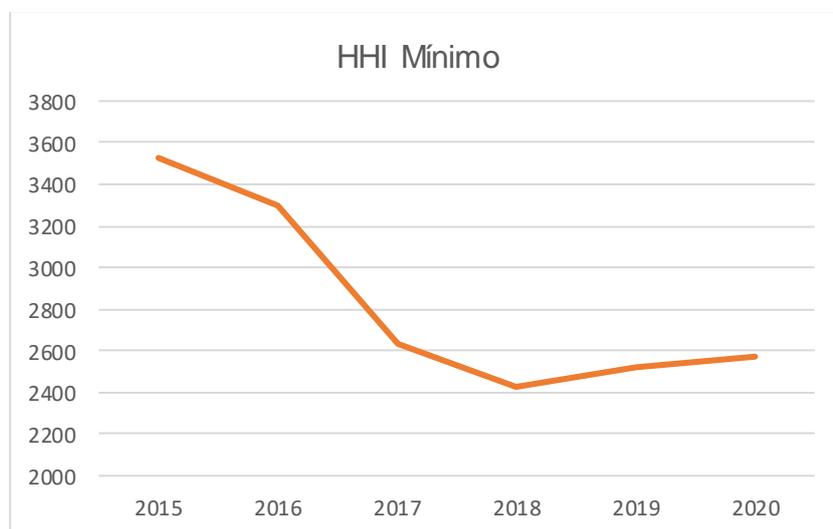


⁷ La empresa ESB proporciona datos de la cuota de mercados en sus diversos informes anuales. Estos datos concuerdan con los ofrecidos con la CRU, mientras que difieren en grandes cantidades con los ofrecidos por Orbis. (Electric Ireland. ESB, 2015-2020)

Fuente: *Elaboración propia con datos de* (Commission for Regulation of Utilities, 2020)



Fuente: *Elaboración propia con datos de* (Commission for Regulation of Utilities, 2020)



Fuente: *Elaboración propia con datos de* (Commission for Regulation of Utilities, 2020)

Se ha de tener en cuenta que, ante la falta de datos ofrecidos, el índice de Herfindahl-Hirschman normalizado no puede ser calculado. Además, solo se puede calcular el HHI mínimo de la economía, ya que por definición es la suma cuadrada de las cuotas de mercado⁸, por lo que usando únicamente las cuotas de mercado disponibles se puede determinar su valor mínimo. Se puede observar que los valores del mercado

⁸ Cabe destacar que el estudio realizado por McCarthy, (2005), calculó un valor de 3.513 del HHI para el año 2005.

irlandés son bastante negativos en términos de competitividad, no bajando la cuota de mercado de las 4 mayores empresas en ningún momento del 90%.

En cuando al índice de Herfindahl-Hirschman se observa que, en todo momento se dan valores superiores a 2.500 puntos, siendo considerado el mercado durante todo el periodo como altamente concentrado. La evolución sí parece indicar una leve mejora de la competitividad del mercado, excepto en el año 2020, cuando los indicadores volvieron a emporar. Las cuotas de mercado de cada empresa no sugieren un análisis claro de lo que sucede en el mercado. Se observa que, en los últimos años, la empresa con una mayor cuota de mercado, superando el 50% en 2015, Electric Ireland ha disminuido considerablemente su influencia en el mismo, situándose en el 31%. Sin embargo, la empresa BGE ha conseguido aumentar su influencia hasta el 36%.

Este último dato podría indicar un aumento de la competencia entre las grandes empresas, lo que incitaría a estas a investigar e invertir más. Sin embargo, no se debe deducir esta falsa competencia entre grandes empresas debido a varios motivos. En el caso de ESB, esta empresa, durante los últimos años, ha sido condenada e investigada por proporcionar información falsa y manipular los precios de la electricidad en Irlanda, haciendo que los consumidores irlandeses pagasen un precio superior al verdadero. (Mcconnell, 2022) y (Grundy, 2021). Por otro lado, empresas como SSE Airtricity, incorporan en sus informes anuales datos de gasto en investigación, en los que se observa que en los últimos años hubo una reducción considerable, pasando de 8,3 millones en 2015 a 3,4 en 2020 (SSE, 2015-2020).

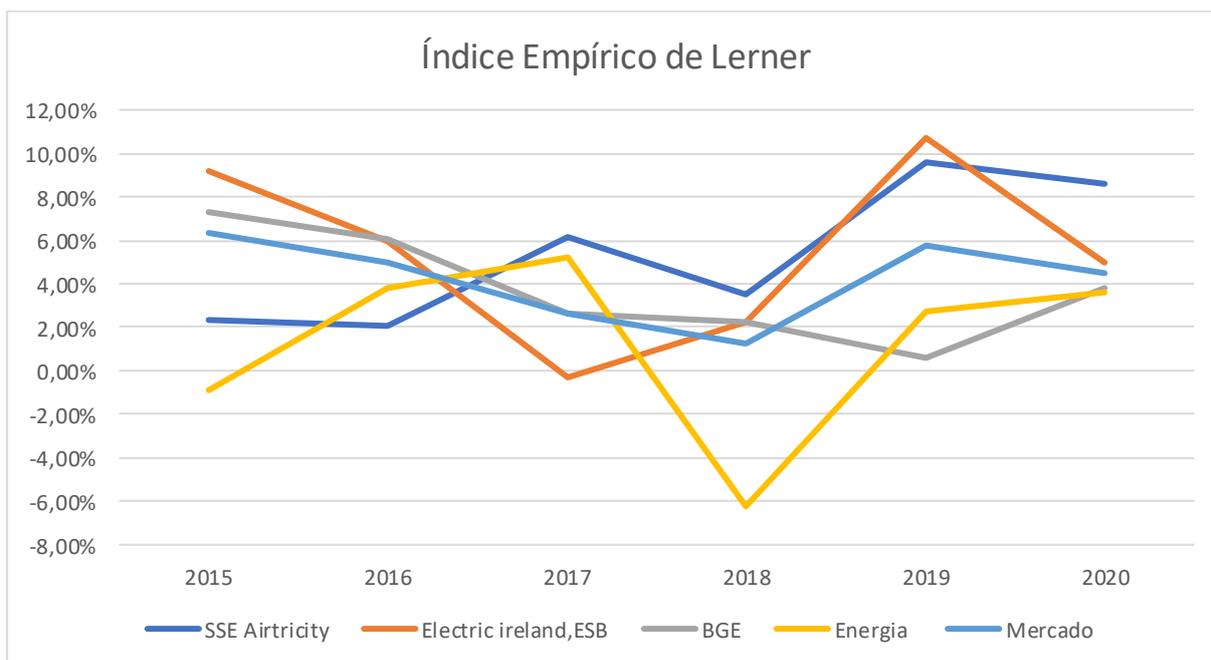
Por otro lado, es de interés estudiar los datos ofrecidos por Electric Ireland, ESB, (2015-2020) en torno a la cuota de mercado en la exportación de energía, donde se puede observar un mercado no tan concentrado y donde existen varias empresas con cuotas de mercado significativas. Por ejemplo, para el año 2018, la cuota de mercado a la exportación fue la siguiente:

Gráfico 3.15 Cuota de Mercado a la Exportación. Zona Aislada, %



Fuente: Elaboración propia con datos de (Electric Ireland. ESB, 2015-2020)

Gráfico 3.16: Índice Empírico de Lerner. Zona aislada, %

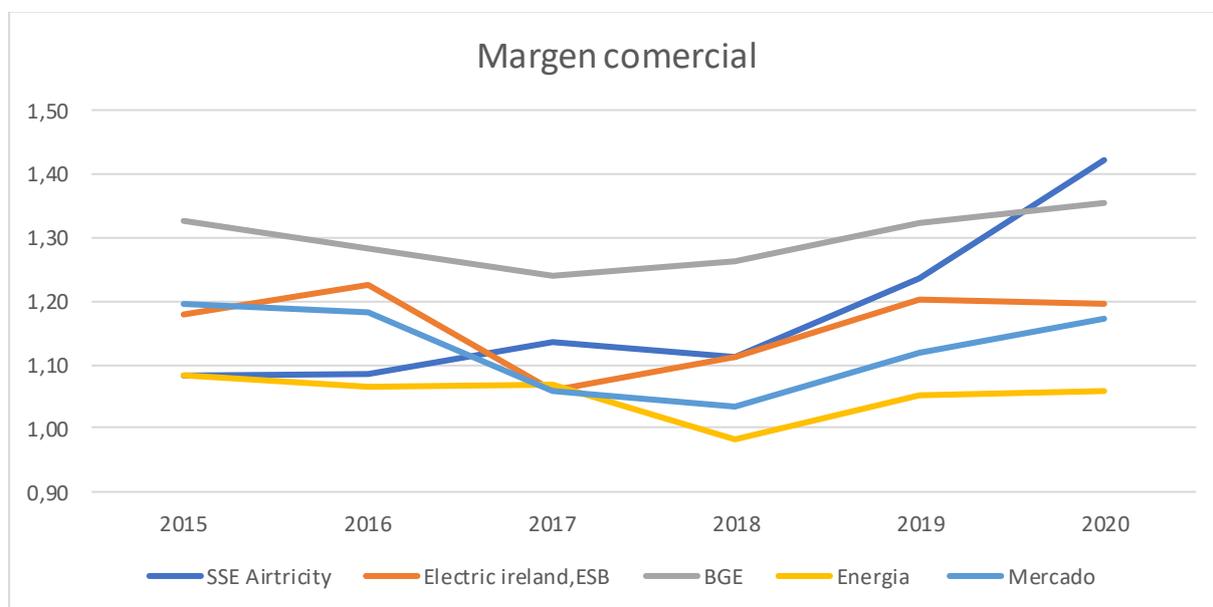


Fuente: Elaboración propia con datos de (Electric Ireland. ESB, 2015-2020), (Bord Gáis Energy, 2015-2020), (SSE, 2015-2020) y (Energia, 2015-2020)

En torno al índice empírico de Lerner, se observan grandes disparidades dependiendo del año. Una de las más importantes es la de la compañía Energía en el año 2018. Ese año, la empresa tuvo un índice empírico de Lerner negativo del 6,23%, coincidiendo ese año con la pérdida de un 2% de la cuota de mercado. Este bajo valor es debido a que en ese año la empresa tuvo unos costes de producción mayores al valor de las ventas, como se observará en el margen comercial. Este atípico valor se dio en los resultados después de añadir la cuenta de *Exceptional items and certain remeasurements* a los costes de las ventas. Además de ello, se ha de añadir que ese año tuvo únicamente costes de financiación y no ingresos, por lo que los beneficios se convirtieron en altas pérdidas.

En 2019, hubo dos empresas que aumentaron sus índices a prácticamente el 10%: la primera fue Electric Ireland que lo consiguió gracias a que pudo aumentar su margen comercial y a que la cuantía de la partida de *Exceptional items* se vio altamente reducida. Por otro lado, SSE, tal y como explica en sus memorias, tuvo un cambio metodológico al introducir la metodología del IFRS, lo cual provocó que ese mismo año hubiese grandes variaciones en determinadas cuentas. Se observa que, durante el último año, las empresas parecen converger en el índice, pero más que una tendencia parece ser un dato puntual de este último año. Por otro lado, es de interés conocer esta evolución junto con la evolución de los márgenes comerciales de las diferentes empresas.

Gráfico 3.17: Evolución del margen comercial de las 5 mayores empresas. Zona Interconectada, Tanto por 1

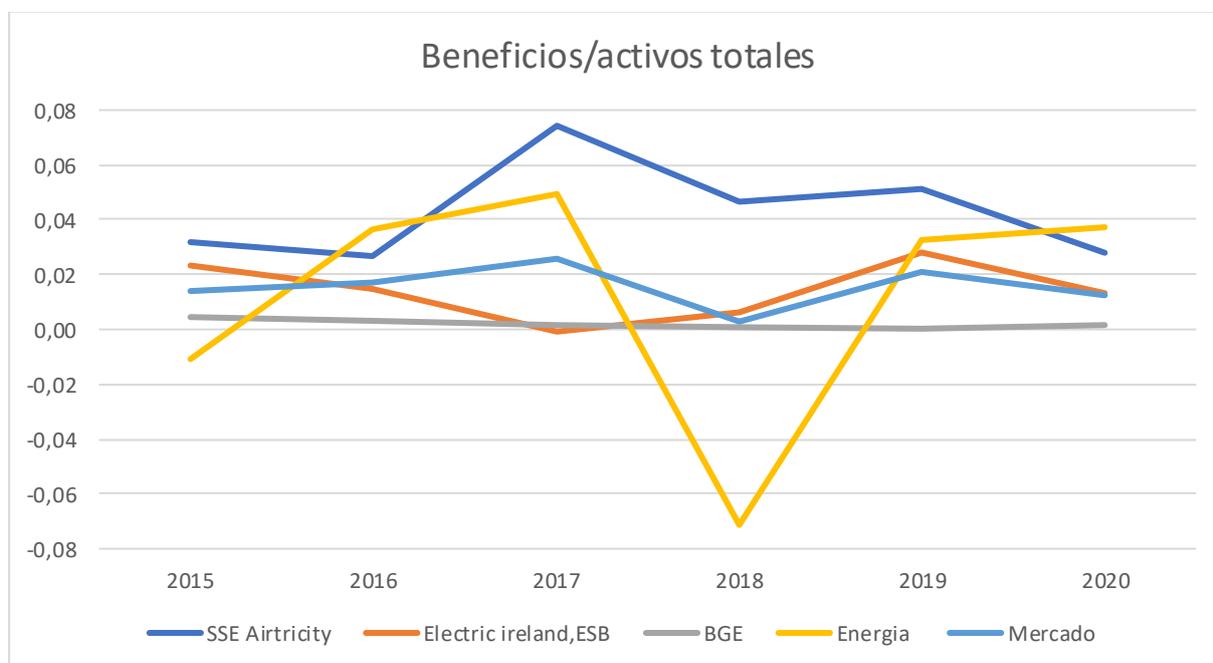


Fuente: Elaboración propia con datos de (Electric Ireland. ESB, 2015-2020), (Bord Gáis Energy, 2015-2020), (SSE, 2015-2020) y (Energia, 2015-2020)

En este caso, así como en el índice empírico de Lerner, se puede observar que no existe una tendencia clara de la evolución del margen comercial. Sin embargo, si se observan datos de interés. Por ejemplo, la empresa que tiene un menor margen comercial, Energía, es la empresa que utiliza una menor cantidad de renovables. Por otro lado, los informes anuales de Bord Gáis Energy, (2015-2020), tienen desagregados las ventas y los costes de producción por tipo de fuente de energía. Así, por ejemplo, se observa como en el año 2015 su margen comercial para las energías renovables fue de 2,10 y para la energía térmica fue de 0,84.

Por otro lado, como se ha mencionado anteriormente, SSE Airtricity hizo un cambio metodológico en 2019, que afectó también al último año de estudio, por lo que su aumento significativo esos dos últimos años ha sido debido, posiblemente, a ese cambio. Por otro lado, es de interés estudiar los beneficios de estas empresas en relación con sus activos totales.

Gráfico 3.18: Evolución del Beneficio/Activos totales de las 4 mayores empresas. Zona aislada, Tanto por 1

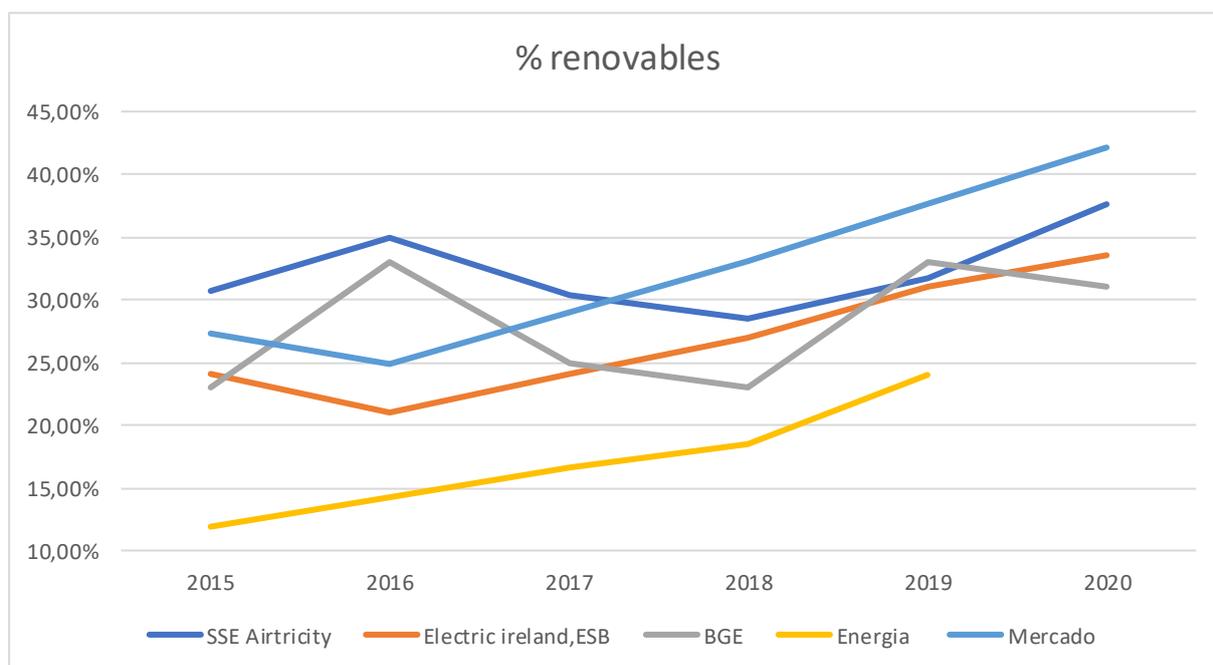


Fuente: Elaboración propia con datos de (Electric Ireland. ESB, 2015-2020), (Bord Gáis Energy, 2015-2020), (SSE, 2015-2020) y (Energía, 2015-2020)

Este caso, se observa una mayor homogeneidad que en el resto de los datos observados. Tanto BGE como ESB tienen un índice parecido, con pequeñas variaciones durante el transcurso del periodo. Sin embargo, tanto Energía como SSE Airtricity presentan unas grandes variaciones. En el caso de SSE, presenta unos altos beneficios en el año 2017, observando sus cuentas, se observa que ese gran beneficio se debe a que, a diferencia de los años anteriores, la empresa tuvo un beneficio atípico debido a la cuenta de *Exceptional items and certain re-measurements*. Sin embargo, esta empresa presenta unos altos beneficios con respecto a sus activos totales durante todo el periodo, disminuyendo en el último año de la serie a pesar de aumentar su margen comercial significativamente. Esto fue debido a que la empresa aumentó el total de sus activos en más de un 20%, lo que hizo disminuir relativamente el valor, aunque su cantidad de beneficios aumentase.

Por otro lado, el bajo valor de la empresa Energía viene explicado por los mismos motivos que se dieron en el resto de los indicadores. La necesidad de financiación hizo decrecer las ganancias de la compañía hasta convertirlas en pérdidas. En el último año se ha observado una leve tendencia a la unificación de este indicador, siendo más homogéneo para todas las empresas. Por último, cabe estudiar la evolución del mix energético de dichas empresas.

Gráfico 3.19: Evolución del % de renovables de las 5 mayores empresas. Zona aislada, %



Fuente: Elaboración propia con datos de (Electric Ireland. ESB, 2015-2020), (Bord Gáis Energy, 2015-2020), (SSE, 2015-2020) y (Energía, 2015-2020)

En este caso se observa cómo a partir del año 2017, todas las empresas se encuentran por debajo del valor de mercado, indicando que están por debajo de los objetivos fijados por el gobierno. Cabe destacar que estas empresas mantienen un nivel bajo de renovables por varios motivos. Si estas empresas conocen que la economía necesita de su capacidad de generación independientemente el precio que ofrezcan seguramente les interesa estar cerca del punto de casación para aumentar virtualmente los precios y, por ende, aumentar sus beneficios. Como se ha

puntualizado anteriormente, esto ha ocurrido en varias ocasiones y las empresas han tenido que afrontar considerables multas por ello. (Grundy, 2021) y (McConnell, 2022).

Sin embargo, sí se puede observar una tendencia claramente creciente a partir del año 2018 de todas las empresas. Son varios los motivos por los cuales se da este aumento en las renovables. Por una parte, la leve tendencia observada hacia una situación más competitiva hace que las empresas busquen reducir costes de producción. A su vez, en 2018, comenzaron los primeros pasos para la construcción de una red eléctrica que pretende unir Irlanda con Francia, la cual se prevé que finalice en 2026 y consiga establecer una situación de mayor competitividad (RTE, 2020). Ante ese nuevo escenario, las empresas deberán de ser competitivas e invertir en energías renovables, ya que, si no, ante esta situación y el objetivo de la República de Irlanda de utilizar un 70% de energías renovables para el año 2030, muchas empresas podrían dejar gran parte de su producción fuera del mercado.

Al analizar el mercado eléctrico irlandés se observa cómo, a diferencia de la otra región estudiada, no existe una tendencia clara a una mayor competencia. Todos los indicadores tienen valores muy dispares a lo largo del tiempo, existiendo indicadores que alejan a la zona de ser considerada cercana a la competencia. La cuota de mercado de las 4 mayores empresas y el índice de Herfindahl-Hirschman sí parecen disminuir en el periodo mientras que el resto de los indicadores no indican una mejora sistemática en la competitividad del mercado.

Cabe destacar cómo la competencia en la exportación de energía, a pesar de ser esta muy limitada, es bastante más extensa que en el territorio, permitiendo observar cómo podría mejorar la situación en caso de una mejor red eléctrica. Sin embargo, es remarcable la evolución positiva de las energías renovables, a pesar de encontrarse por debajo de la media nacional. En definitiva, se puede considerar que una mayor competencia puede potenciar el uso de renovables en el territorio irlandés.

4. CONCLUSIONES

El estudio aquí presentado pretende, en primera instancia, delimitar y explicar las consecuencias del poder de mercado en el ámbito teórico para, después, compararlas y ejemplificarlas con un estudio de caso real en el mercado eléctrico. A su vez, también busca determinar las principales barreras que presenta el estudio del poder de mercado en el ámbito empírico, así como las grandes debilidades que pueden presentar los estudios ante una mala delimitación de los mercados.

A su vez, se ha intentado corroborar, mediante un estudio práctico, si el poder de mercado de las diversas empresas del sector eléctrico es observable, si dicho poder conlleva alguna consecuencia en detrimento de la economía, y si una mayor interconexión entre países consigue mitigar dichos efectos. Para ello, este proyecto ha introducido diversos indicadores para determinar la delimitación de los mercados, utilizando indicadores ya expuestos por otros trabajos como la semejanza de precios o la correlación de estos e introduciendo nuevos tipos de indicadores como el grado de apertura de mercado real y no únicamente potencial de los diversos países.

Cabe mencionar que el estudio del mercado eléctrico es bastante diferente al de cualquier otro mercado. Esto es debido a que el precio se determina en cada hora de los diferentes días. Por ello, se han decidido incluir las ventajas que incluye el sistema actual, el conocido sistema marginalista, frente otro sistema de determinación de precios, el *pay as bid*. De la comparación de ambos se concluye que el sistema utilizado actualmente, a pesar de sus debilidades, es más eficiente para conseguir el mayor uso de energía renovable posible. Además, se ha concluido que permite ayudar a los agentes con costes más baratos, independientemente de su tamaño, y no a los agentes con un mejor sistema de predicción estadística.

El estudio de ambos casos ha proporcionado unas conclusiones interesantes. En el caso de la zona interconectada entre Alemania, Austria y la República Checa se ha podido observar, cuando se estudia como un único mercado, una notoria caída de la concentración, reduciéndose significativamente hasta valores considerados de competencia. Por otro lado, el resto de los indicadores también han evolucionado hacia valores más competitivos. Esta caída de los niveles de poder de mercado es

posible que hayan influido de forma positiva en el uso de las energías renovables en esta área. Sin embargo, se han de tener en cuenta las singularidades de este mercado, prestando bastante atención al uso de energías nucleares, las cuales están inmersas en un profundo debate en torno a su consideración como energía renovable, así como a las distintas perturbaciones coyunturales para explicar adecuadamente su evolución.

Por otro lado, en el caso de Irlanda se observa una leve tendencia a un aumento de la competencia, utilizando como referencia el CR4, pero el resto de los indicadores no permiten concluir que la situación del poder de mercado este reduciéndose en ese país. Sin embargo, sí se observa que, a pesar de no existir una gran competencia, las empresas sí están comenzando a aumentar la generación de energías renovables, permitiendo utilizar una mayor proporción de energías más limpias y baratas.

En definitiva, utilizando los datos de los países aquí estudiados se puede concluir que una mayor interconexión puede proporcionar una mayor competencia al tener las empresas de un país que enfrentarse con las de otros países. Este descenso del poder de mercado junto a la mayor interconexión permite que la red eléctrica sea más segura, estable y ayuda a potenciar las energías renovables, ya que hay muchos generadores que pueden vender su energía a otras regiones en los momentos en la que la suya no lo necesite y los consumidores pueden utilizar energía renovable de otras regiones cuando las suyas sean incapaces de generar toda la energía suficiente.

Por ello, la interconexión permite aumentar la capacidad de los países hacia un sistema eléctrico sostenible, convirtiendo al sistema energético de renovables en un sistema más seguro, con un menor coste y con una gran capacidad de generación, sin que esta condición sea por sí misma necesaria para la transición energética. Por otro lado, la interconexión presiona a las diferentes empresas, y puede crear la posibilidad de un mercado de mayor competencia que dificulte la capacidad de determinadas empresas de hacer variar el precio de mercado.

ANEXO MATEMÁTICO

Para estudiar la relación de los márgenes comerciales con la elasticidad producto del índice de Lerner, se estudiará su relación a través de las fórmulas dadas.

$$\mu_{i,t} = \frac{P_{i,t}}{CMG_{i,t}}$$

$$PCM_{i,t} = \frac{P_{i,t} - CMG_{i,t}}{P_{i,t}} = \frac{1}{|\varepsilon|}$$

Así pues, operando en la definición del índice de Lerner:

$$PCM_{i,t} = \frac{P_{i,t} - CMG_{i,t}}{P_{i,t}} = 1 - \frac{CMG_{i,t}}{P_{i,t}} = \frac{1}{|\varepsilon|}$$

Sabiendo que:

$$\frac{1}{\mu_{i,t}} = \frac{CMG_{i,t}}{P_{i,t}}$$

Sustituyendo:

$$1 - \frac{1}{\mu_{i,t}} = \frac{1}{|\varepsilon|}$$

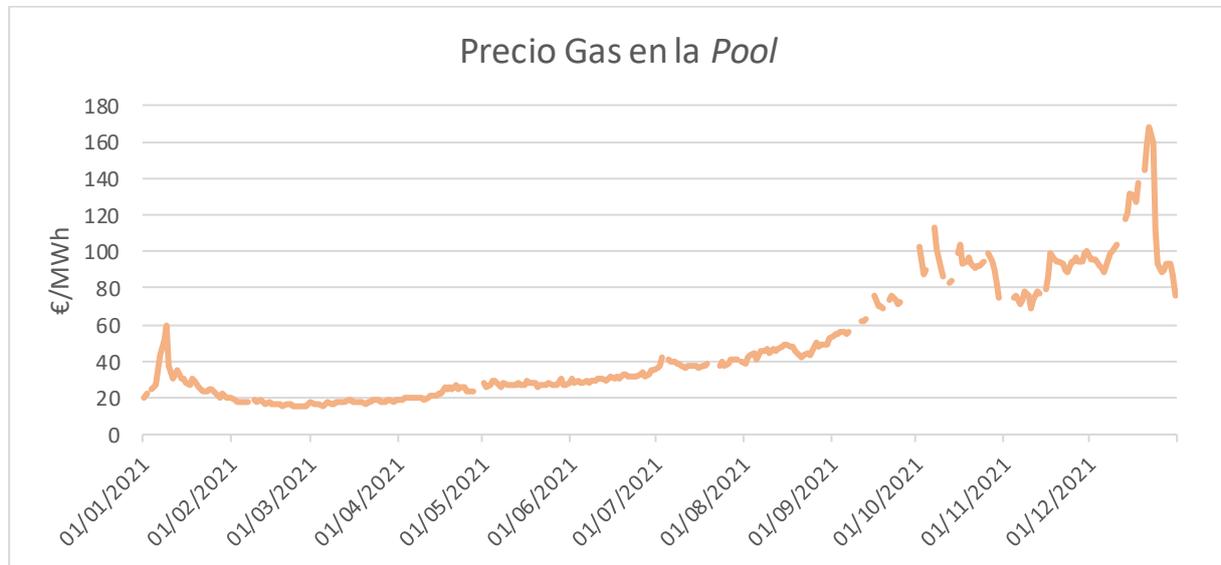
$$\frac{1}{\mu_{i,t}} = 1 - \frac{1}{|\varepsilon|}$$

Siendo al final:

$$\mu_{i,t} = \frac{1}{1 - \frac{1}{|\varepsilon|}}$$

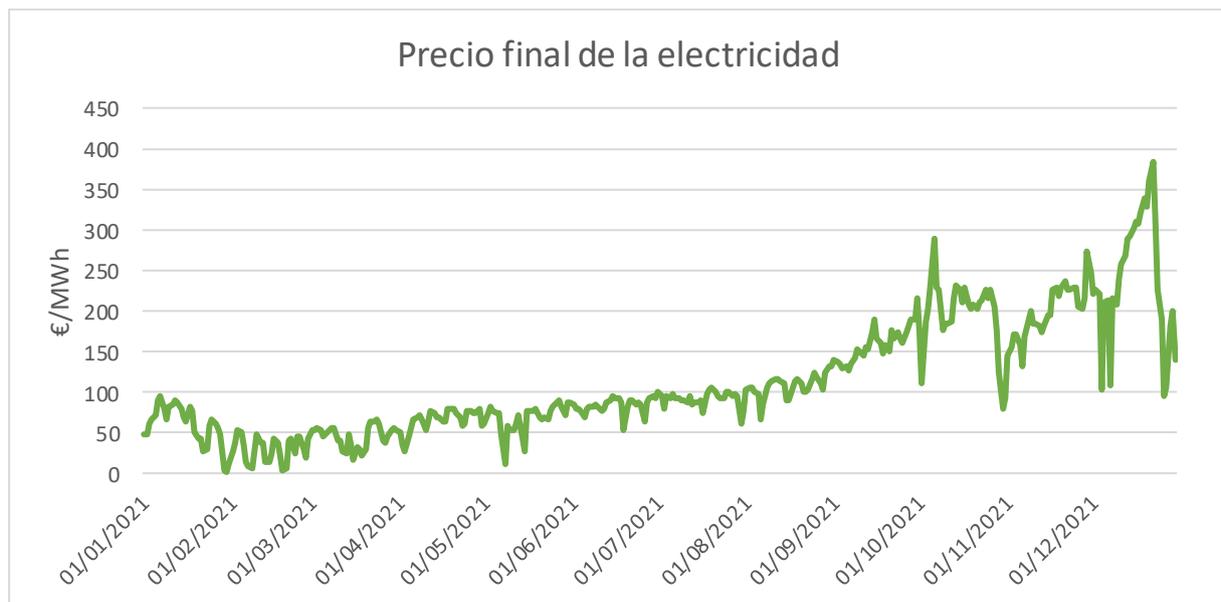
ANEXO

Gráfico 3.2: Precio del gas en las Pool



Fuente: Elaboración propia con datos del Mercado Ibérico del Gas

Gráfico 3.3: Precio final de la electricidad



Fuente: Elaboración propia con datos de OMIE

Cuadro 3.1: Estimación de la regresión de las importaciones de Alemania desde Austria

Equation: UNTITLED Workfile: CON MÁS DATOS:Untitl...

View Proc Object Print Name Freeze Estimate Forecast Stats Resids

Dependent Variable: IMP_AL_DESDE_AT
Method: Least Squares
Date: 05/20/22 Time: 18:45
Sample: 2016M01 2019M09
Included observations: 45

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C_AL	0.343588	0.110700	3.103780	0.0034
P_AL-P_AT	164.2681	223.0311	0.736525	0.4655
C	-7795.378	4278.657	-1.821922	0.0756

R-squared	0.190053	Mean dependent var	5599.067
Adjusted R-squared	0.151484	S.D. dependent var	1504.454
S.E. of regression	1385.827	Akaike info criterion	17.37032
Sum squared resid	80661646	Schwarz criterion	17.49077
Log likelihood	-387.8322	Hannan-Quinn criter.	17.41522
F-statistic	4.927610	Durbin-Watson stat	1.464704
Prob(F-statistic)	0.011956		

Fuente: Elaboración propia con datos de (Statistisches Bundesamt, 2022), (Statistik Austria , 2022) y (ENTSO-E, 2022)

Cuadro 3.2: Estimación de la regresión de los precios de Alemania, Austria y República Checa

Equation: UNTITLED Workfile: CON MÁS DATOS:Untitl...

View Proc Object Print Name Freeze Estimate Forecast Stats Resids

Dependent Variable: P_AL
Method: Least Squares
Date: 05/20/22 Time: 19:42
Sample: 2016M01 2019M09
Included observations: 45

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
P_AT	0.226575	0.043288	5.234186	0.0000
P_CZ	0.329742	0.022815	14.45295	0.0000
C	44.10566	3.498446	12.60722	0.0000

R-squared	0.929288	Mean dependent var	101.2911
Adjusted R-squared	0.925920	S.D. dependent var	1.268288
S.E. of regression	0.345197	Akaike info criterion	0.774940
Sum squared resid	5.004773	Schwarz criterion	0.895384
Log likelihood	-14.43615	Hannan-Quinn criter.	0.819840
F-statistic	275.9776	Durbin-Watson stat	0.357603
Prob(F-statistic)	0.000000		

Fuente: Elaboración propia con datos de (Statistik Austria , 2022), (Czech Statistical Office (CzSO), 2022) y (Statistisches Bundesamt, 2022)

BIBLIOGRAFÍA

- Banco Mundial. (01 de 01 de 2014). *Banco Mundial/Datos*. Obtenido de Consumo de energía eléctrica (KWh per cápita): <https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.USE.ELEC.KH.PC>
- BMWK. (31 de 12 de 2018). *Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action*. Obtenido de Electricity market: <https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Dossier/electricity-market-of-the-future.html>
- Bord Gáis Energy. (2015-2020). *Annual Report and Accounts*. Obtenido de <https://www.centrica.com/investors/results-centre/all-annual-reports/>
- Capital. (16 de 09 de 2021). CIS: El precio de la luz, entre las principales preocupaciones de los españoles. *Capital*. Obtenido de <https://capital.es/2021/09/16/cis-precio-luz-preocupaciones-espanoles/>
- Castro, E. (2020). *Ética, Estética y Política*. Madrid: Arpa.
- CEZ. (2020). *Annual Report 2020*. Praga. Obtenido de <https://www.cez.cz/en/investors/financial-reports/annual-reports>
- CEZ Group. (2013-2020). *Annual Report*. Praga. Obtenido de <https://www.cez.cz/en/investors/financial-reports/annual-reports>
- Comisión Europea. (25 de 2 de 2015). *Connecting power markets to deliver security of supply, market integration and the large-scale uptake of renewables*. Obtenido de https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/MEMO_15_4486
- Comisión Europea. (2 de 2 de 2022). *Comisión Europea*. Obtenido de Taxonomía de la UE: la Comisión presenta un acto delegado complementario sobre el clima a fin de acelerar la descarbonización: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/ip_22_711
- Comisión Europea. (20 de 05 de 2022). *Indicators for monitoring progress towards Energy Union objectives*. Obtenido de <https://ec.europa.eu/energy/data->

analysis/energy-union-indicators/scoreboard_en?dimension=A+fully-integrated+internal+energy+market&topic=Wholesale+market+functioning

Commission for Regulation of Utilities. (2020). *CRU SME Electricity and Gas Markets Surveys Results 2020. Quantitative Research*. Obtenido de <https://www.cru.ie/wp-content/uploads/2021/03/CRU21026-CRU-SME-Electricity-and-Gas-Markets-Survey-Results-2020.pdf>

Czech Statistical Office (CzSO). (20 de 05 de 2022). *Czech Statistical Office*. Obtenido de <https://www.czso.cz/csu/czso/home>

E.ON. (2013-2020). *Sustainability Report*. Essen. Obtenido de https://www.eon.com/content/dam/eon/eon-com/eon-com-assets/documents/sustainability/en/sustainability-report/2020/EON_2020_Sustainability_Report.pdf

E.ON SE. (2020). *Sustainability Report*. Obtenido de https://www.eon.com/content/dam/eon/eon-com/eon-com-assets/documents/sustainability/en/sustainability-report/2020/EON_2020_Sustainability_Report.pdf

Electric Ireland. ESB. (2015-2020). *Annual Report and Financial Statements*. Obtenido de <https://esbarchives.ie/2016/02/17/esb-annual-reports/>

ENBW. (2016). *Integrated Annual Report 2016*. Obtenido de https://www.enbw.com/company/investors/events/publication-figures/archive/2016_2.html

ENBW Energie. (2013-2020). *Financial Statements of the EnBW Group*. Karlsruhe. Obtenido de <https://www.enbw.com/company/investors/news-and-publications/publications/?s=&activated=false&mediatype=&year=>

Energia. (2015-2020). *Consolidated Financial Statements*. Obtenido de <https://www.energiagroup.com/globalassets/document-library/2019q3/q3-2019-provisional-euro-financial-statements.pdf>

ENTSO-E. (20 de 05 de 2022). *Power Statistics*. Obtenido de <https://www.entsoe.eu/data/power-stats/>

- Euronews. (20 de 12 de 2021). Alemania finaliza el año cerrando tres centrales y fija el apagón nuclear para 2022. *Euronews*. Obtenido de <https://es.euronews.com/green/2021/12/30/alemania-finaliza-el-2021-cerrando-tres-centrales-y-fija-el-apagon-nuclear-para-2022>
- Europapress. (26 de 06 de 2018). E.ON culmina la venta del 46,65% de Uniper a la finlandesa Fortum por 3.800 millones. *Europapress*. Obtenido de <https://www.europapress.es/economia/noticia-eon-culmina-venta-4665-uniper-finlandesa-fortum-3800-millones-20180626162628.html>
- Eurostat. (21 de 05 de 2022). *Electricity prices by type of user*. Obtenido de <https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ten00117/default/table?lang=en>
- Eurostat. (19 de 01 de 2022). *Eurostat. Your key to European statistics*. Obtenido de EU overachieves 2020 renewable energy target: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/-/ddn-20220119-1>
- Eurostat. (19 de 04 de 2022). *Share of renewable energy in gross final energy consumption by sector*. Obtenido de Share of renewable energy in gross final energy consumption by sector: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/SDG_07_40/default/table
- Fernández, M. (17 de 11 de 2021). Cerca del 70% apoya una intervención pública para controlar el precio de la luz, que ya es el noveno problema. *Europapress*. Obtenido de <https://www.europapress.es/nacional/noticia-cerca-70-espanoles-pide-intervenir-precio-luz-ya-noveno-problema-cis-20211117115036.html>
- Foro Nuclear. (31 de 12 de 2020). *Foro de la Energía Nuclear Española*. Obtenido de Energía Nuclear en el Mundo: <https://www.foronuclear.org/descubre-la-energia-nuclear/energia-nuclear-en-el-mundo/>
- Gobierno de Irlanda. (20 de 12 de 2021). *Gov.ie*. Obtenido de Government sets policy for Ireland's Commercial Ports to develop infrastructure to support Offshore Renewable Energy: <https://www.gov.ie/en/press-release/d746b->

government-sets-policy-for-irelands-commercial-ports-to-develop-
infrastructue-to-support-offshore-renewable-
energy/#:~:text=The%20Programme%20for%20Government%20set,80%
25%20renewable%20electricity%20by%202030.

Grundy, A. (24 de 08 de 2021). ESB and Carrington Power fined £6m over market manipulation breach. *Current* +-. Obtenido de <https://www.current-news.co.uk/news/esb-and-carrington-power-fined-6m-over-market-manipulation-breach>

Guerrero Jiménez, D. (2009). *Un resumen completo de El Capital de Marx*. Maia.

IAEA, Organismo Internacional de Energía Atómica. (04 de 06 de 2022). *Organismo Internacional de Energía Atómica*. Obtenido de Sistema de Información sobre Reactores de Potencia (PRIS): <https://www.iaea.org/es/recursos/bases-de-datos/sistema-de-informacion-sobre-reactores-de-potencia-pris>

Journalism for the energy transition. (01 de 10 de 2018). Higher prices in Austria than Germany in first auction after power price zone split. *Journalism for the energy transition*. Obtenido de <https://www.cleanenergywire.org/news/german-austrian-power-zone-split-eu-no-plans-tighten-co2-goal/higher-prices-austria-germany-first-auction-after-power-price-zone-split>

Marx, K. (1867). El capital: Crítica de la Economía Política. En K. Marx, *Capítulo XXIII: La Key General de la Acumulación Capitalista*. Friedrich Engels. Obtenido de <https://webs.ucm.es/info/bas/es/marx-eng/capital1/23.htm>

McCarthy, N. (2005). *Market Size, Market Structure & Market Power in the Irish Electricity Industry*. Obtenido de <https://core.ac.uk/download/pdf/6461741.pdf>

McConnell, D. (02 de 05 de 2022). Cowen to brief European Commissioner on ESB price manipulation allegations. *Irish Examiner*. Obtenido de <https://www.irishexaminer.com/news/politics/arid-40863818.html>

- Miller, J. (11 de 04 de 2022). Eon rules out German nuclear power plant extension. *Financial Times*. Obtenido de <https://www.ft.com/content/9a3228bd-6927-4d46-aa20-4c693811e720>
- Ministerio de Derechos Sociales y Agenda 2030. (06 de 06 de 2022). *Ministerio de Derechos Sociales y Agenda 2030*. Obtenido de [Objetivos de Desarrollo Sostenible / ODS: https://www.mdsocialesa2030.gob.es/agenda2030/index.htm](https://www.mdsocialesa2030.gob.es/agenda2030/index.htm)
- OMIE. (30 de 03 de 2022). *Curvas de Oferta y Demanda en el Mercado Diario*. Obtenido de <https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/aggragate-suply-curves?scope=daily&date=2022-03-30&hour=1>
- ORBIS. (04 de 06 de 2022). *ORBIS*. Obtenido de ORBIS: <https://orbis-bvdinfo-com.ponton.uva.es/version-202262/orbis/1/Companies/Login?returnUrl=%2Fversion-202262%2Forbis%2F1%2FCompanies>
- Palazuelos, E. (2019). *El oligopolio que domina el sistema eléctrico. Consecuencias para la transición energética*. Obtenido de https://www.akal.com/libro/el-oligopolio-que-domina-el-sistema-electrico_50989/
- Parlamento Austriaco. (03 de 06 de 2022). *Ley federal consolidada: todo el marco legal de la Ley de Expansión de Energías Renovables, versión del 03/06/2022*. Obtenido de <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619>
- Parlamento de Irlanda. (11 de 07 de 1999). *e ISB*. Obtenido de [Electricity Regulation Act, 1999: https://www.irishstatutebook.ie/eli/1999/act/23/section/18/enacted/en/html#sec18](https://www.irishstatutebook.ie/eli/1999/act/23/section/18/enacted/en/html#sec18)
- Renews.BIZ. (01 de 07 de 2020). RWE finalises Eon asset swap deal. *Renews.BIZ*. Obtenido de <https://renews.biz/61351/rwe-completes-eon-asset-swap/>

- RTE. (2020 de 06 de 2020). *RTE-france*. Obtenido de Celtic Interconnector: interconnection project between France and Ireland: <https://www.rte-france.com/en/projects/celtic-interconnector-interconnection-between-france-ireland>
- SEAI. (31 de 12 de 2020). *Sustainable Energy Authority of Ireland*. Obtenido de Energy Use Overview: <https://www.seai.ie/data-and-insights/seai-statistics/key-statistics/energy-use-overview/>
- SSE. (2015-2020). *SSE plc Annual Report*. Obtenido de <https://www.sse.com/investors/reports-and-results/>
- Statistik Austria . (20 de 05 de 2022). *Statistik Austria. The Information Manager* . Obtenido de http://www.statistik.at/web_en/statistics/index.html
- Statistisches Bundesamt. (20 de 05 de 2022). *Federal Statistical Office of Germany*. Obtenido de https://www.destatis.de/EN/Home/_node.html
- UNIPER. (2013-2020). *Sustainability Report*. Düsseldorf. Obtenido de <https://www.uniper.energy/investors/reports-and-presentations>
- University of Oxford. (03 de 06 de 2022). *Our World in Data*. Obtenido de Electricity Generation: <https://ourworldindata.org/explorers/energy?facet=none&country=~DEU&Total+or+Breakdown=Total&Energy+or+Electricity=Electricity+only&Metric=Annual+generation>
- Varian, H. R. (1993). *Análisis Microeconómico* (Tercera ed.). (L. T. María Esther Rabasco, Trad.) Michigan: Univesidad de Michigan.
- Vattenfall. (2013-2020). *Annual and sustainability report*. Solna. Obtenido de <https://group.vattenfall.com/who-we-are/sustainability/sustainability-report-and-rankings>
- Wind Energy Ireland. (28 de 01 de 2021). *Wind Energy Ireland*. Obtenido de Wind Energy Powers Ireland to Renewable Energy Target: <https://windenergyireland.com/latest-news/5315-wind-energy-powers-ireland-to-renewable-energy->

- Cerrato Rivero, A. (2016). Integración de Mercados Eléctricos Europeos. EL mercado continuo de Electricidad. Proyecto XBID. Universidad de Sevilla. <https://idus.us.es/handle/11441/56267>
- CNMC, C. N. de los M. y la C. (2015). *Resolución del Procedimiento Sancionador Incoado a Iberdrola Generación, S.A.U. por Manipulación Fraudulenta Tendente a Alterar el Precio de la Energía Mediante el Incremento de las Ofertas de las Unidades de Gestión Hidráulica de Duero, Sil y Tajo Snc/De/0046/14.* <https://www.cnmc.es/eu/node/271406>
- CNMC, C. N. de los M. y la C. (2019a). *La CNMC multa a Endesa Generación, S.A. con 5,8 millones de euros por presentar precios elevados en sus ofertas al mercado eléctrico, alterando el despacho de generación.* <https://www.cnmc.es/node/374821>
- CNMC, C. N. de los M. y la C. (2019b). *La CNMC multa a Naturgy Generación, S.A. con 19,5 millones de euros por presentar precios elevados en sus ofertas al mercado eléctrico, alterando el despacho de generación.* <https://www.cnmc.es/node/374822>
- Direction Général du Trésor. (2018). *Competition and market concentration in the United States.*
- Eeckhout, J. (2021). *The Profit Paradox: How Thriving Firms Threaten the Future of Work.*
- Eggertsson, G. B., Robbins, J. A., & Getz Wold, E. (2018). *Kaldor and Piketty's Facts: The Rise of Monopoly Power in the United States.* https://www.nber.org/system/files/working_papers/w24287/w24287.pdf
- ENTSO-E. (2019). *Connecting Europe: Electricity Main Report Regional Reports.*
- European Commission. (2014). *Case No COMP/M.7155 - SSAB / RAUTARUUKKI. 32014M7155.*
- Fondo Monetario Internacional. (2019). *Perspectivas de la Economía mundial. Desaceleración del crecimiento, precaria remuneración.* 61–85.

- Gutiérrez, G., & Philippon, T. (2017). *Declining Competition And Investment in the US*.
<http://www.nber.org/papers/w23583>
- Heinrich, V., & Heinrich Amavilah, V. (2012). *Baumol, Panzar, and Willig's Theory of Contestable Markets and Industry Structure: A Summary of Reactions Baumol*.
- Internacional Renewable Energy Agency. (2020). *Renewable power generation costs in 2019*. <https://www.irena.org/publications/2020/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2019>
- Kang, B.-S., & Puller, S. L. (2008). The Effect of Auction Format on Efficiency and Revenue in Divisible Goods Auctions: A Test Using Korean Treasury Auctions. In *Source: The Journal of Industrial Economics* (Vol. 56, Issue 2).
<https://www.jstor.org/stable/25483410?seq=1>
- Liselotte, J. (2019). *Climate action in Czechia*.
[https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/689329/EPRS_BRI\(2021\)689329_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/689329/EPRS_BRI(2021)689329_EN.pdf)
- Ministerio de Industria, E. y T. (2014). *Boletín Oficial del Estado Ministerio de Industria, Energía y Turismo 4954*. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2014-4954>
- Niamh McCarthy, E. (2005). *Market Size, Market Structure & Market Power in the Irish Electricity Industry*.
<https://www.econstor.eu/bitstream/10419/68014/1/502133201.pdf>
- OCDE, D. F. F. A. E. A. C. (2016). *Defining Geographic Markets Across National Borders*. www.oecd.org/daf/competition/geographic-market-definition.htm
- OECD, O. for E. C. and D. (2018). *Directorate For Financial and Enterprise Affairs Competition Committee Market Concentration Issues paper by the Secretariat*.
www.oecd.org/daf/competition/market-concentration.htm
- Red Eléctrica de España. (2020). *Electricity interconnections: a step forward towards a single integrated European energy market*.
https://www.ree.es/sites/default/files/electricity_interconnections_eng_2.pdf

Uniper. (2016). *Annual Report. Financial Results.*
<https://www.uniper.energy/investors/reports-and-presentations>

Valletti, T. V. T., Koltay, G., Lorincz, S., & Zenger, H. (2017). *Concentration trends in Europe.*