



Universidad de
Oviedo



ESCUELA POLITÉCNICA DE INGENIERÍA DE GIJÓN

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

ÁREA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

ANÁLISIS DE LA RENTABILIDAD DE LA COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA

D. LÓPEZ PÉREZ, Víctor

TUTOR: D. LOREDO FERNÁNDEZ, Enrique

Julio 2022

RESUMEN

Este trabajo de investigación analiza la rentabilidad de la comercialización de energía eléctrica en España. Para ello, se lleva a cabo un estudio empírico para el periodo 2016-2020, tanto para una muestra de comercializadoras libres no verticalmente integradas, como para las principales comercializadoras de último recurso. Las comercializadoras de último recurso tienen una rentabilidad muy baja o incluso negativa, mientras que las comercializadoras libres no verticalmente integradas tienen rentabilidades altas, principalmente estimuladas por el apalancamiento financiero. Sin embargo, cabe prever que estas las comercializadoras libres no verticalmente integradas van a sufrir un estrechamiento de márgenes y un aumento de los costes financieros. Todo ello afectará a su rentabilidad, por lo que este modelo de negocio se enfrentará a un escenario mucho más desfavorable a corto plazo.

Palabras clave: comercialización, energía eléctrica, rentabilidad, márgenes, costes financieros, viabilidad, España.

ABSTRACT

This research project analyses the cost-efficiency of electric power commercialization in Spain. To accomplish this, an empirical analysis of the main free non-vertically integrated suppliers and the main last-resort suppliers was conducted in the period 2016 to 2020, where the profitability of said supplier is reviewed, being able to notice that last-resort supply companies have a low and even negative profit while free non-vertically integrated ones led to high profitability, being also strongly stimulated by financial leverage. It is expected that free non-vertically integrated suppliers will suffer from a margin squeeze and a financial cost increase. All these factors will affect their profitability, so this kind of business model will face a far more unfavourable scenario in the short term.

Keywords: electricity retailing, electric power, profitability, margins, financial costs, viability, Spain.

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN.....	1
1.1	ANTECEDENTES	1
1.2	OBJETIVOS Y METODOLOGÍA	2
1.3	ESTRUCTURA	2
2.	LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	3
2.1.	ACTIVIDADES DEL SECTOR ELÉCTRICO	5
2.2.	EL MERCADO MINORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	6
2.3.	MODALIDADES DE SUMINISTRO	9
2.4.	TIPOLOGÍAS DE COMERCIALIZADORAS	14
2.5.	PROCESOS CLAVE DE ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN Y PUNTOS CRÍTICOS	17
3.	ESTUDIO EMPÍRICO	19
3.1.	ANÁLISIS SECTORIAL BASADO EN FUENTES SECUNDARIAS.....	19
3.2.	ANÁLISIS SECTORIAL BASADO EN ESTADOS CONTABLES.....	24
4.	CONCLUSIONES.....	48
5.	BIBLIOGRAFÍA	51
	ANEXOS.....	55
	ANEXO 1. PLANIFICACIÓN.....	56
	ANEXO 2. PRESUPUESTO.....	58

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Grafico 3.1. Evolución de precios anuales facturados junto con las estimaciones de márgenes brutos para el conjunto de comercializadoras en mercado libre	21
Grafico A1.1 Diagrama de Gantt.....	57

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Principales comercializadoras en España.....	16
Tabla 3.1. Información financiera de Baser (en euros).	25
Tabla 3.2. Análisis económico-financiero de Baser (en porcentaje).....	25
Tabla 3.3. Información financiera Curenergia (en euros).	26
Tabla 3.4. Análisis económico-financiero de Curenergia (en porcentaje).	27
Tabla 3.5. Información financiera Energía XX (en euros).	28
Tabla 3.6. Análisis económico-financiero de Energía XX (en porcentaje).....	28
Tabla 3.7. Información financiera Gas&Power (en euros).....	29
Tabla 3.8. Análisis económico-financiero de Gas&Power (en porcentaje).	29
Tabla 3.9. Información financiera Regsiti (en euros).....	30
Tabla 3.10. Análisis económico-financiero de Regsiti (en porcentaje).....	30
Tabla 3.11. Información financiera Aldro energía y soluciones (en euros).	31
Tabla 3.12. Análisis económico-financiero de Aldro energía y soluciones (en porcentaje).	32
Tabla 3.13. Información financiera Factor energía (en euros).	33
Tabla 3.14. Análisis económico-financiero de Factor energía (en porcentaje).	33
Tabla 3.15. Información financiera Fenie energía (en euros).....	34
Tabla 3.16. Análisis económico-financiero de Fenie energía (en porcentaje).	35
Tabla 3.17. Información financiera Fortia energía (en euros).	36
Tabla 3.18. Análisis económico-financiero de Fortia energía (en porcentaje).....	36
Tabla 3.19. Información financiera Gesternova (en euros).	37
Tabla 3.20. Análisis económico-financiero de Gesternova (en porcentaje).....	38
Tabla 3.21. Información financiera Holaluz-clidom (en euros).	39
Tabla 3.22. Análisis económico-financiero de Holaluz-clidom (en porcentaje).	39

Tabla 3.23. Información financiera Nexus energía (en euros).	40
Tabla 3.24. Análisis económico-financiero de Nexus energía (en porcentaje).	41
Tabla 3.25. Información financiera Som energía (en euros).	42
Tabla 3.26. Análisis económico-financiero de Som energía (en porcentaje).	42
Tabla 3.27. Información financiera sobre el cómputo de las cinco comercializadoras de último recurso (en euros).	43
Tabla 3.28. Rentabilidad económico-financiera sobre el cómputo de las cinco comercializadoras de último recurso (en porcentaje).	44
Tabla 3.29. Información financiera sobre el cómputo de las ocho comercializadoras libres (en euros).	45
Tabla 3.30. Rentabilidad económico-financiera sobre el cómputo de las ocho comercializadoras libres (en porcentaje).	46
Tabla 3.31. Estimación de la variación de la rentabilidad económica para el año 2020 (porcentaje).	46
Tabla 3.32. Estimación de la variación de la rentabilidad financiera después de impuestos para el año 2020 (porcentaje).	47
Tabla A.1.1 Planing de tareas.	56
Tabla A.2.1. Presupuesto parcial para capítulo 1 (material).	58
Tabla A.2.2. Presupuesto parcial para el capítulo 2 (tarifas).	59
Tabla A.2.3. Presupuesto parcial para el capítulo 3 (licencias y suscripciones).	59
Tabla A.2.4. Coste de mano de obra.	60

1. INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES

El sector eléctrico tradicionalmente estuvo organizado como un monopolio con un fuerte grado de integración vertical. Desde los años noventa del pasado siglo, en los países occidentales, el sector eléctrico se fue liberalizando, apareciendo nuevas empresas en el sector e introduciendo competencia ciertas actividades. Una de las actividades que surgió como novedad fue la comercialización. Así, apareció una etapa distinta, separable verticalmente del resto del sector eléctrico tal como era concebido hasta ese momento. Por lo tanto, nos encontramos con que las comercializadoras son empresas distintas a las productoras y las distribuidoras en un sector eléctrico liberalizado.

La actividad de comercialización de la electricidad es una actividad importante en el sector eléctrico liberalizado. Se podría decir que la comercialización de la electricidad es la cara del sector eléctrico para el cliente final. De ahí que la comercialización sea un elemento significativo para que un sector eléctrico actual orientado al mercado funcione. Para ello, tiene que ser una actividad en la que haya competencia y los clientes consigan precios eficientes. Por a la vez debe ser una actividad en la que los operadores consigan unas rentabilidades que hagan que el negocio de comercialización de energía eléctrica tenga viabilidad a largo plazo.

La evolución de los factores económicos del entorno genérico tiene, lógicamente, un efecto sobre la actividad de comercialización. Sin embargo, hay algunos de ellos que pueden ser considerados críticos. La crisis de suministros energéticos que comenzó en 2021 y los aumentos en la morosidad derivados de la desaceleración económica de 2022 van a tensionar los márgenes de las empresas comercializadoras de energía eléctrica. Asimismo, la subida de los tipos de interés hará aumentar los costes financieros de unas empresas que generalmente hacen uso de altos niveles de endeudamiento. Es decir, el entorno está evolucionando de un modo muy negativo para la actividad de comercialización y, en concreto, para las comercializadoras libres no verticalmente integradas (esto es, las que carecen de generación propia dentro de su mismo grupo empresarial).

La comercialización libre no verticalmente integrada introduce un deseable elemento de competencia externa a los agentes tradicionales del sector eléctrico. Si la evolución del entorno se torna muy negativa, algunas de estas empresas comercializadoras libres podrían llegar a desaparecer. Eso representaría una mala noticia para los consumidores de energía eléctrica en el mercado minorista, pues limitaría sus opciones de elección y se reforzaría la tendencia oligopólica del sector.

1.2 OBJETIVOS Y METODOLOGÍA

El objetivo general de este Trabajo Fin de Grado será analizar la rentabilidad de la actividad de comercialización de en energía eléctrica en España. Más concretamente, se plantean los siguientes objetivos específicos:

- Analizar desde un plano descriptivo el funcionamiento del mercado minorista de energía eléctrica, las formas de suministro, los tipos de comercializadoras existentes y los márgenes con los que operan.
- Realizar un estudio individual de las rentabilidades obtenidas durante el periodo 2016-2020 por las principales comercializadoras de último recurso y por una muestra de comercializadoras libres no verticalmente integradas.
- Analizar la rentabilidad agregada durante el periodo 2016-2020, tanto para el conjunto de las principales comercializadoras de último recurso, como para una muestra de comercializadoras libres no verticalmente integradas.
- Realizar un estudio de prospectiva para ver qué impacto pueden tener los cambios del entorno económico en las comercializadoras libres no verticalmente integradas.

1.3 ESTRUCTURA

El trabajo se estructura en dos partes principales, de tal forma que en la primera parte se explican los fundamentos necesarios para lograr una comprensión de la actividad de comercialización de energía eléctrica. La segunda parte del trabajo recoge información financiera clave, para poder realizar un estudio empírico sobre la rentabilidad de la comercialización de energía eléctrica en España.

La primera parte corresponde al capítulo de *La actividad de comercialización de energía eléctrica*. En dicho capítulo se explica lo esencial para comprender la actividad de comercialización, viendo como son las diferentes modalidades de suministro, así como los tipos de comercializadoras en España.

Se continúa el trabajo con la segunda y última parte *Análisis sectorial basado en estados contables*. En este capítulo se realiza un estudio empírico, que comienza con un análisis sectorial basado en fuentes secundarias, en el que se calculan las rentabilidades de la comercialización eléctrica. Al final se cierra el trabajo con unas conclusiones sobre lo analizado.

También se aportan como anexos dos documentos preceptivos del Trabajo Fin de Grado: la planificación temporal de ejecución de este proyecto y su presupuesto.

2. LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Para poder situarnos en el marco español del sector eléctrico es importante conocer su historia. Sus orígenes datan de 1852, pero las bases político-legales en las que se apoya actualmente se desarrollan a partir de 1988. Por lo que se pueden distinguir tres periodos:

- Instauración Marco Legal Estable, desde 1988 a 1997.
- Primera liberalización del sector, desde 1998 hasta 2013.
- Desde 2013 en adelante, periodo de tiempo en el que entran en vigor distintos decretos y leyes que modifican el sistema.

El Real Decreto 1538/1987 de 11 de diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las empresas gestoras del servicio, supuso un cambio trascendente en la regulación del sector eléctrico, con la entrada en vigor el 1 de enero de 1988 de lo que vino a llamarse Marco Legal Estable (MLE). Su objeto era proporcionar un marco de referencia estable referido al sistema de ingresos de las empresas que suministran energía eléctrica y la determinación de la tarifa eléctrica en condiciones de mínimo coste. Las empresas eléctricas actuaban como gestoras de un servicio público, de

acuerdo con unas normas que fijaban sus ingresos. El MLE introdujo grandes cambios que permitieron la estabilización del sector.

Este sistema venía de las políticas de la crisis del petróleo de los años 70 que, tras las cuales, se crearon centrales térmicas de carbón, hidroeléctricas y muchas de las centrales nucleares en actual funcionamiento. Aparecieron también las energías renovables y su régimen especial con el que se les obligaba a las distribuidoras a comprar esta energía a un precio fijado por la Administración. Sin embargo, se sobrevaloró la previsión de la demanda y el sistema de producción acabó sobredimensionado. Durante la duración del MLE (1988-1997) la potencia instalada se incrementó tan solo un 4,5% (menos del 0,5% anual) para cubrir una demanda que creció a un 3,2% anual. El MLE intentó dar una estabilidad a los rendimientos de todos los actores que conformaban el sistema eléctrico, asegurándose el Estado la potestad de utilizar la tecnología más adecuada. Durante la vigencia de MLE la tarifa eléctrica se incrementó en una media del 2,8 % anual, siendo la inflación media del periodo el 4,8 % anual (el coste real de la electricidad descendió en un 2% anual).

Es durante el segundo periodo, desde la década de 1997 hasta 2013, cuando se produce un importante cambio en el sistema eléctrico español a través de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que regula las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, consistentes en su generación, transporte, distribución, comercialización e intercambios intracomunitarios e internacionales, así como la gestión económica y técnica del sistema eléctrico.

Lo que se pretendía era desregular el mercado en busca de una convergencia con los mercados eléctricos del resto de países de la Unión Europea. El sistema eléctrico deja de verse o considerarse como servicio público para meterlo de lleno en un sistema de mercado. Sin embargo, tanto el transporte como la distribución siguen regulados por el Estado.

A partir del año 2013 se introducen una serie de modificaciones importantes en el sistema eléctrico español, sobre todo la ley 24/2013, del 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, es la norma básica que regula la estructura y el funcionamiento de este sector en España.

Puestos en antecedentes y habiendo hecho un repaso general a la historia del sector eléctrico en España, ahondaremos un poco más en la comercialización de la energía eléctrica.

2.1. ACTIVIDADES DEL SECTOR ELÉCTRICO

El sector eléctrico español ha sufrido una importante transformación desde el año 1998. Hasta esa década, la actividad de este sector se limitaba a empresas de estructura vertical que ejercían monopolio en las distintas regiones españolas.

La Ley 54/1997, supuso el comienzo de la liberación poco a poco del sector a través de la apertura de redes a terceros, la reducción de la intervención pública y el establecimiento de un mercado organizado de negociación de la energía (Energía y Sociedad, 2022).

La Ley 24/2013, en la se recoge la distinción entre las actividades reguladas y las que no, además impulsa la competencia efectiva del sector, permitiendo un aumento de la competencia de las comercializadoras de referencia, mejora también la posición del consumidor al disponer éste de más información y facilita los procesos de cambio de suministrador.

Según el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, el suministro de energía eléctrica se define como la entrega de energía a través de las redes de transporte y distribución mediante contraprestación económica en las condiciones de regularidad y calidad que resulten exigibles.

Las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica son: generación, transporte, distribución, servicios de recarga energética, comercialización e intercambios intracomunitarios e internacionales, así como la gestión económica y técnica del sistema eléctrico

La generación hace referencia a la propia producción de la energía eléctrica.

En cuanto al transporte, podemos diferenciar entre la red de transporte primario (instalaciones de tensión mayor o igual a 380 kV) y la denominada red de transporte secundaria (hasta 220 kV). El transporte tiene como objetivo la transmisión de la energía eléctrica a través de la red de transporte, para suministrarla a los usuarios y realizar intercambios internacionales.

La distribución hace referencia a la transmisión de la energía eléctrica desde la red de transporte, hasta los puntos de consumo u otras redes que distribuyen la energía en las adecuadas condiciones de calidad con el fin de suministrarla a los consumidores.

La comercialización es la actividad que desarrollan las empresas comercializadoras de esta energía, que, accediendo a las redes de transporte o distribución, tienen como función la venta de energía eléctrica a los consumidores y a otros sujetos según la normativa vigente del Ministerio para Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

2.2. EL MERCADO MINORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Suministrar la electricidad consiste entregar la energía a los clientes a cambio de una compensación económica, adquiriéndola en el mercado de producción y suministrándola al cliente final y lo realizan las empresas comercializadoras en régimen de competencia (Endesa energía, 2022).

Esta adquisición de la energía es el principal valor añadido de esta actividad de comercialización y es por esto que la empresa primero debe de realizar una previsión del consumo que va a tener el cliente, para planificar después la adquisición de la energía a través de distintas formas de contratación.

Para que esta energía pueda llegar a los usuarios, se hace uso de las redes de transporte y distribución disponibles, contratando y pagando los peajes de acceso. Vienen regulados por la Administración, por lo que es igual para todas las comercializadoras.

Las empresas comercializadoras tienen una serie de obligaciones según está establecido en la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico.

- Facturar a los consumidores y/o clientes de acuerdo con la normativa vigente.
- Realizar el pago de sus adquisiciones al adquirir la energía necesaria para el desarrollo de sus actividades.
- Formalizar los contratos de suministros con los clientes de acuerdo con la normativa vigente. El modelo de contrato debe ser válido y normalizado y el plazo de duración y condiciones del contrato están fijadas reglamentariamente.
- Están obligados a formalizar contratos con los clientes que lo soliciten.
- Deben de contratar y abonar el peaje de acceso a las redes de transporte.
- Procurar un uso lógico de la energía.

- Preservar el carácter confidencial de la información.
- Informar a los clientes y/ o usuarios del origen de la energía suministrada, así de los impactos ambientales que puede suceder.

Las comercializadoras son realmente sociedades mercantiles y como tal deben de cumplir con una serie de requisitos según está establecido en la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico:

- Deben de comunicar siempre tanto el inicio como el cese de su actividad como comercializadoras de energía eléctrica. Ante el Ministerio competente deben de presentar la declaración responsable del cumplimiento de los requisitos reglamentarios establecidos para la actividad.
- Deben de presentar al cliente las garantías establecidas reglamentariamente.
- Si la actividad empresarial solo se va a desarrollar en el ámbito territorial de una comunidad autónoma, se debe de comunicar al órgano competente de la comunidad autónoma, que, en el plazo máximo de un mes, trasladará la información al Ministerio competente. Debe presentar también la declaración responsable.

Por otro lado, también tiene una serie de derechos, entre los cuales están:

- Facturar por el suministro facilitado.
- Acceder a las redes de transporte y distribución determinados por el Ministerio competente.
- Exigir a los clientes el buen uso de los equipos de medida y que estos reúnan las condiciones técnicas adecuadas.
- Contratar la adquisición de la energía y su venta según los términos previstos en la Ley.

Las empresas comercializadoras de energía realizan otra serie de procesos con sus clientes además de la adquisición de la energía.

En primer lugar, elaboran ofertas para sus clientes a través de sus canales. Cuando la oferta es aceptada por el cliente, se pasa a la fase de contratación del suministro.

Al dar servicio a los clientes, se les factura según las condiciones que han pactado mensual o bimestrales a través de los equipos de medida instalados.

Como todo servicio debe cumplir con unos parámetros mínimos de calidad, desde la información clara y transparente de todo cambio o modificación de su contrato.

Como ya hemos mencionado anteriormente, las empresas comercializadoras deben de informar a los clientes del origen de su electricidad. Se calcula a partir del mix nacional añadiendo las garantías de origen adquiridas (Deloitte, 2020).

Además, las comercializadoras de energía tienen tres opciones o formas de suministrar la energía:

- Mercado regulado o precio fijo anual que ofrece la comercializadora de referencia.
- Contratación en el Mercado liberalizado.
- Suministro del último recurso.
- Precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC).

Los consumidores industriales consumen enormes cantidades de kWh al año. Por eso, por pocas variaciones que haya en el precio de kWh, se ven afectados y son los más expertos e interesados por escuchar ofertas y recibir precios lo más ajustados posibles. Este tipo de clientes ayudan a que el mercado sea realmente competitivo.

En el caso de las pymes su factura es menor por lo que no están tan interesados en el precio de ésta, aunque sin embargo el mercado es competitivo, ya que ni el gobierno ni el regulador intervienen en él.

Por otro lado, dentro del mercado del pequeño consumidor es donde la competitividad se debe a una serie de características o razones como:

- El precio regulado que ha introducido el Gobierno.
- Descontento de la población con la información y sus facturas dadas por la compañía, inteligibles y parece que ocultan cosas.
- La mala imagen o fama que tienen las compañías eléctricas.
- El ahorro no se aprecia apenas entre una compañía u otro.

Debido a la existencia de un precio regulado, las comercializadoras no ofrecen promociones u oferta para el consumidor ya que el PVPC es una gran barrera que restringe la competencia e incluso puede limitar la innovación y la inversión (Deloitte, 2020).

2.3. MODALIDADES DE SUMINISTRO

2.3.1. Suministro de referencia

El suministro de referencia sustituye al antiguo suministro de último recurso (SUR). El término suministro de referencia aparece tras la aprobación de la Ley 24/2013 del sector eléctrico y se aplica a los consumidores que están conectados en baja tensión (hasta 10 kW). Todo consumidor que esté dentro de esta modalidad se le aplica los PVPC (precios voluntarios para el pequeño consumidor), iguales en todo el territorio español y establecen los precios máximos que pueden cobrar las comercializadoras.

Las tarifas de último recurso se aplican a unos consumidores especiales y en concreto y las tarifas surgen de:

- La aplicación del PVPC menos el bono social para aquellas personas que estén en una situación o condición de vulnerabilidad.
- La aplicación del PVPC más un recargo para aquellos consumidores que no dispongan de un contrato de suministro actual y en vigor con un comercializadora en mercado libre.

El suministro de último recurso se implantó en España en el año 2009, en el que los clientes que tenían contratada una potencia máxima de 10 kW tenían derecho a escoger la opción que ellos quisieran en el mercado libre o que se les suministrara bajo los precios establecidos por la Administración (CNMC, 2020).

La Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del consejo de 26 de junio de 2003 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE que establece normas comunes en materia de generación, transporte, distribución y suministro de electricidad, define las normas relativas a la organización y funcionamiento del sector de la electricidad, el acceso al mercado, los criterios y procedimientos aplicables a las licitaciones y la concesión de las autorizaciones, así como la explotación de las redes. Posteriormente la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE que establece normas comunes en materia de generación, transporte, distribución y suministro de electricidad, así como normas relativas a la protección de los consumidores, con vistas a mejorar e integrar unos mercados competitivos de la

electricidad en la Comunidad. Define las normas relativas a la organización y funcionamiento del sector de la electricidad, el acceso abierto al mercado, los criterios y procedimientos aplicables a las licitaciones y la concesión de las autorizaciones, así como la explotación de las redes. Asimismo, establece las obligaciones de servicio universal y los derechos de los consumidores de electricidad, y aclara las obligaciones en materia de competencia. Defienden que los clientes vulnerables deben de recibir una protección especial:

“Los Estados miembro adoptarán las medidas oportunas para proteger a los clientes finales y, en particular, garantizarán una protección adecuada de los clientes vulnerables. A este respecto, cada uno de los Estados miembro definirá el concepto de cliente vulnerable que podrá referirse a la pobreza energética y, entre otras cosas, a la prohibición de desconexión de la electricidad a dichos clientes en períodos críticos. Los Estados miembro garantizarán la aplicación de los derechos y las obligaciones relacionados con los clientes vulnerables” (Diario Oficial de la Union Europea, 2022).

Además, tanto la Directiva 2003/54/CE, como posteriormente la Directiva 2009/72/CE establecen las condiciones del suministro de último recurso, en la actualidad suministro de referencia.

“Los Estados miembro deberán garantizar que todos los clientes domésticos y, cuando los Estados miembro lo consideren adecuado, las pequeñas empresas, es decir, las empresas que empleen a menos de 50 personas y cuyo volumen de negocios o balance general anual no exceda de 10 millones de euros, disfruten en su territorio del derecho a un servicio universal, es decir, del derecho al suministro de electricidad de una calidad determinada, y a unos precios razonables, fácil y claramente comparables y transparentes. Para garantizar la prestación del servicio universal, los Estados miembro podrán designar un suministrador de último recurso” (Diario Oficial de la Union Europea, 2022).

Los clientes o consumidores que se acogen al precio voluntario para el pequeño consumidor son suministradas por comercializadoras de referencia o de último recurso antiguamente. Son compañías energéticas que designa el propio Ministerio responsable con el objetivo de ofrecer a los consumidores las tarifas reguladas por el Gobierno de España. Realizan sus actividades pagando el mismo peaje de acceso que el régimen de acceso a terceros (CNMC, 2020).

Desde el año 2017 las comercializadoras de referencia en España designadas por la Administración son:

- Empresa de alumbrado Eléctrico de Ceuta Comercializadora de Referencia S.A. (electricidad).
- Teramelcor, S.A. (electricidad).
- Gas Natural S.U.R., SDG, S.A. (electricidad y gas).
- Endesa Energía XXI, S.L.U. (electricidad y gas).
- Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S.A.U. (electricidad y gas).
- EDP Comercializadora de Último Recurso S.A. (electricidad y gas).
- Viesgo Comercializadora de Referencia S.L. (electricidad).
- CHC Comercializadora de Referencia S.L.U. (electricidad).

Aparte de los derechos y obligaciones que vienen recogidos en el artículo 45 de la Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, para las comercializadoras de referencia (Deloitte, 2020), las comercializadoras de referencia tienen una serie de obligaciones adicionales recogidas en el Real Decreto 216/2014 de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación:

- Deben de llevar la contabilidad de la comercializadora de manera clara y por separado, donde esté bien diferenciado los ingresos de los gastos imputables de suministros para el pequeño consumidos (PVPC).
- Atender a todo tipo de consumidores independientemente de que sean objeto de traspaso por no cumplir con los requisitos necesarios o para aquellos que carecen de contrato en vigor transitoriamente o que se encuentren en situaciones de vulnerabilidad como ya hemos mencionado anteriormente.
- Atender y dar servicio a aquellos clientes que quieren contratar el precio fijo anual de suministro o que tengan derecho a acogerse al precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC).

Ya en el año 2017, había un total de más de 27 millones de suministros de electricidad para el mercado minorista. De este total, un 95% corresponden al segmento doméstico y

las pymes. Unos 10 millones del total de suministros permanecen al PVPC. Los clientes que se cogen al precio voluntario para el pequeño consumidor son considerados como consumidores del mercado liberalizado (Deloitte, 2020).

Para finalizar con las ventajas del mercado regulado, cabe mencionar que está tutelado por el Gobierno con el objetivo de proteger al consumidor, sin que exista un componente especulativo entre las comercializadoras y sin que los clientes estén obligados a permanecer un determinado tiempo obligatoriamente en las compañías. Solo el mercado regulado permite que los consumidores puedan solicitar el bono social, sin necesidad de tener servicios de mantenimiento de pago. Por otro lado, el precio varía según los días y las horas, la potencia máxima es de 10 kW como ya hemos mencionado anteriormente y no es compatible ningún tipo de promoción o descuento en las facturas.

En cambio, en el mercado libre, las tarifas son fijadas por oferta y demanda, siendo compatibles con descuentos y promociones (Deloitte, 2020). No hay restricciones respecto a la potencia se puede contratar y también cabe elegir el origen verde de la energía recibida. Sin embargo, con el mercado libre no se puede solicitar ningún bono social y suele haber un periodo de permanencia obligatorio, así como los servicios de mantenimiento de pago, en función del contrato elegido.

2.3.2. Precio voluntario para el pequeño consumidor

El precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC) viene regulado por el Real Decreto 216/2014 y toma como base el coste de producción de energía que viene determinado por el precio horario de del mercado mayorista durante el periodo de facturación que le corresponda. Para calcular ese precio se incluyen además los peajes de acceso, los cargos y el coste regulado de gestión comercial. Los costes que se tienen en cuenta para calcular el PVPC son:

- Peaje de acceso y cargos según el tipo de consumidor. En este caso son los peajes de acceso 2.0A para clientes con contador sin discriminación horario, de un solo periodo y peajes de acceso 2.0DHA para clientes con contador con discriminación horario, de dos periodos. Las redes de distribución están bajo un esquema regulado y los precios los fija el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, revisados anualmente.

- Gestión Comercial. Refleja el coste de los procesos de gestión de los clientes con derecho al PVPC con un único valor fijado administrativamente.
- Coste de la energía. Refleja el coste de adquisición de esa energía, el coste de producción. De acuerdo con el Real Decreto 216/2014 se estima el coste de 48€/kWh y establece el cálculo de los PVPC basándose en el precio horario del mercado durante el periodo de facturación que le corresponda.

El cálculo recoge siempre una serie de nociones:

- El precio horario del mercado mayorista: es el precio horario entre la oferta y demanda del mercado mayorista de la electricidad.
- Pérdida de estándar en la que se aplican los valores vigentes en función de la discriminación horaria o no y el periodo tarifario en el que se encuentran.
- La aplicación de los valores vigentes, en función de los peajes de acceso y el periodo tarifario en el que se encuentren, es decir, el pago por capacidad.
- El pago a otros agentes del sistema y servicios de ajuste.

2.3.3. El bono social

Como ya hemos mencionado anteriormente, el bono social se definió en el Real Decreto-ley 6/2009 de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, posteriormente es aprobado por el Gobierno en el Real Decreto 897/2017 de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica, destinado a los consumidores vulnerables, favoreciendo económicamente a una serie de consumidores que cumplen con una serie de características específicas sociales, económicas, de poder adquisitivo o de consumo.

De acuerdo con el Real Decreto 897/2017, el bono social se calcula descontando el 25% a todos los elementos que componen el PVPC y un 40% a aquellos consumidores que son considerados ya clientes extremos, un grado más sería.

Para poder tramitar este bono social, el consumidor debe de gestionar el mismo ante la empresa comercializadora, presentando la solicitud y el escrito de declaración responsable correspondiente mediante los modelos establecidos por la Secretaría de Estado de Energía. Una vez recibidos los documentos, la empresa comprobará la validez

de los mismos y una vez que se acredita, se comenzará a facturar el bono social en la factura más cercana o próxima de la fecha de acreditación (CNMC, 2020). Actualmente son las matrices de los grupos de sociedades o las propias sociedades las que asumen el coste de los bonos eléctricos.

La CNMC es la que debe supervisar que se aplica este bono social correctamente y por parte de los consumidores, estos deben comunicar siempre a las empresas todo cambio que incluya la pérdida de ese bono social. Este dato es muy importante ya que, en el caso de incumplir los requisitos para la aplicación de este bono, la empresa puede refacturar el suministro desde la fecha en la que se ha producido ese incumplimiento, aplicando el precio del pequeño consumidor más un 10% por la detección de este incumplimiento.

Este bono social está también implantado en como Italia, Portugal, Grecia, Alemania o Francia, entre otros (CNMC, 2020).

2.4. TIPOLOGÍAS DE COMERCIALIZADORAS

Las compañías de comercialización pueden clasificarse de distintas formas, para ello podemos usar tres criterios diferentes.

Atendiendo a:

Si son comercializadoras libres o reguladas, también llamadas de último recurso:

- Las comercializadoras libres son aquellas que compran la energía al menor precio posible para venderlas a sus clientes a un precio competitivo. La facturación de las comercializadoras libres se realiza conforme a lo pactado entre el cliente y la comercializadora.
- Las comercializadoras reguladas o de último recurso son aquellas empresas designadas por el Gobierno para ofertar la Tarifa de Último Recurso (TUR), ahora llamada Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), a los precios fijados por el Ministerio competente.

Según el tipo de clientes al que se dirigen:

- Comercializadoras Business to Business (B2B): compañías que basan su modelo de negocio en la venta de grandes volúmenes de energía con altos volúmenes de consumo por cliente, este tipo de modelo está pensado para grandes empresas.

- Comercializadoras Business to Customer (B2C): compañías que basan su modelo de negocio en la gestión de un elevado número de clientes en cartera, con un menor consumo por cliente.
- Comercializadoras multisegmento: compañías que se dirigen tanto al mercado B2B como al B2C.

Por último, las comercializadoras también se pueden clasificar dependiendo de su integración vertical con la actividad de generación de energía eléctrica:

- Comercializadoras que forman parte de un grupo empresarial que integra generación y comercialización.
- Comercializadoras independientes que no forman parte de un grupo verticalmente integrado.

En los grandes grupos energéticos (Iberdrola, Endesa o Naturgy, por ejemplo) es habitual que existan varias comercializadoras operativas, para atender al mercado regulado y al mercado libre, para especializarse en distintas tipologías de clientes, para comercializar energía eléctrica verde u otros motivos.

En el año 2020 los cuatro grupos comercializadores con mayor cuota en España como la conocida Iberdrola, Naturgy, Endesa o Total, gestionaron el 77.7% de los puntos de suministro del mercado libre eléctrico en el territorio español.

Del total de los 29,7 millones de puntos de suministros activos, casi el 37% correspondieron al mercado regulado y el 63% restante al libre.

El mercado eléctrico español estaba compuesto por 29,7 millones de puntos de suministro activos. De estos, 10,9 millones (un 36,7%) se suministraban a través de un Comercializador de Referencia o COR, que son aquellos que operan en el mercado regulado de la electricidad. Por su parte, 18,8 millones (un 63,3%) correspondían al mercado libre (CNMC, 2020).

Se puede observar que los Grupos Endesa e Iberdrola por ejemplo con 10 millones de puntos de suministro cada uno, obtuvieron la mayor cuota integrada del mercado (33,7%). El Grupo Naturgy se situó a continuación, con 4,1 millones de puntos de suministro (13,7%). No obstante, esto supone unas pérdidas de clientes en los últimos tres años de 625.000, 155.000 y 575.000, respectivamente, viéndose reflejos en los beneficios como muestran las tablas. Sin embargo, en los últimos años se ha visto como

se ha duplicado el traspaso de clientes del mercado regulado al libre, un total de 1,25 millones de usuarios de los 29 que hay. En 2020 hubo 575.000 cambios de una tarifa a la otra, mientras que en 2019 fueron 660.000.

En el año 2021, alrededor del 60% (18 millones) de los consumidores de electricidad disponían de un contrato de suministro a precio fijo, lo que les permitió mantener los precios acordados, mientras, el 40% de los consumidores con contratos indexados al precio del mercado mayorista vieron incrementar el recibo en un 45% (unos 229 euros más por consumidor, según las estimaciones de la CNMC).

El sector de Comercio de Energía eléctrica facturó un total de 30.680.213.409€ en 2020. Basándonos en la compraventa de energía que se ha generado durante ese año y tal como recoge la Tabla 2.1, hay una serie de empresas que han conseguido vender un millón de MWh de energía eléctrica durante el año (Fundación Naturgy , 2020).

Tabla 2.1. Principales comercializadoras en España

1	Endesa energías SAU	12.603.582.000
2	Iberdrola clientes sociedad anónima	8.218.652.000
3	Energía XXI	2.341.725.000
4	Curenergía	1.364.456.000
5	Axpo Iberia	1.211.381.655
6	Repsol	936.924.000
7	Nexus energía	910.852.000
8	EDP	589.929.000
9	Aldro energía	580.751.477
10	Cepsa gas y electricidad	547.003.000

Fuente: (Fundación Naturgy , 2020).

Como puede verse Endesa e Iberdrola son las dos grandes compañías eléctricas del mercado energético español. Entre las diez primeras comercializadoras se encuentran tanto las comercializadoras de referencia con la tarifa regulada como las de mercado libre de las tres grandes (Endesa, Iberdrola y Naturgy) y luego se cuelan Nexus y Fortia Energía, que trabaja con las grandes industrias consumidoras de electricidad y EDP con su marca de mercado libre.

2.5. PROCESOS CLAVE DE ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN Y PUNTOS CRÍTICOS

Las empresas comercializadoras de energía se encargan de adquirir la energía dentro del mercado de producción para posteriormente suministrarla a sus clientes finales, por lo que deben de realizar previsiones de consumos del cliente para así planificar la adquisición de la energía. Esta adquisición de energía puede darse a través de distintas formas de contratación, desde mercado a plazos, diario o contratos bilaterales.

Deben de adquirir siempre la energía necesaria para poder desarrollar sus actividades con solvencia, efectuando siempre el pago de sus adquisiciones. Deben de contratar y abonar siempre el peaje de acceso a las redes de transporte y distribución a la empresa distribuidora (CNMC, 2020).

Por otro lado, deben formalizar los contratos de suministro de acuerdo con la normativa vigente de aplicación con sus clientes.

Todas las comercializadora de referencia tienen la obligación de:

- Suministrar a todos los consumidores con derecho a PVPC y realizar ofertas a los consumidores con derecho a PVPC
- Suministrar a todos los clientes, aunque estén en situación de vulnerabilidad

Además, en el estado español, todas las empresas que quieran funcionar como comercializadoras de energía deben:

- Comunicación de inicio de la actividad a la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) o al órgano competente en la materia.
- Acreditar la capacidad técnica y económica ante el Operador del Sistema (Red Eléctrica de España, S.A.U.) y el Operador del Mercado (OMIE - Operador del Mercado Ibérico Español).

- Sociedades mercantiles inscritas en el Registro.
- Las sociedades con sede en España deben acreditar en sus estatutos el cumplimiento de la exigencia de separación de actividades y de cuentas.

Los procesos básicos de la actividad de una comercializadora pueden resumirse en cinco pasos (Deloitte, 2020):

- En primer lugar, la captación de clientes. Entran en juego factores muy importantes como buenas políticas de Marketing, ventas, canales comerciales, negociación y pricing.
- En segundo lugar, la gestión de los contratos de los clientes.
- El tercer paso sería la gestión de cartera de los clientes de la compañía. Prever la demanda de energía, para compras, gestión económica y gestión de riesgos.
- Ciclo comercial que se sucede constantemente. Pago de peajes, facturación, cobro de los clientes, gestión de morosidad.
- Atención postventa. Atender todo tipo de dudas, incidencias, servicios, renovación, entre otros.

Actualmente la comercialización energética en España se ve afectada por unos cambios del entorno que previsiblemente harán que su rentabilidad empeore. Por lo tanto, en este análisis sobre la viabilidad de la actividad de comercialización de energía eléctrica en España nos basaremos en analizar principalmente dos aspectos críticos:

- Gestión del margen comercial. A su vez, vendrá determinado por dos elementos. Por un lado, cómo se adquiere la energía. La energía es comprada, tal como ya se ha indicado, con contratos bilaterales, con contratos a plazo o en el mercado diario. También, se pueden utilizar distintos instrumentos financieros de cobertura de riesgos (contratos de seguro, futuros u opciones, entre otros). Por otro lado, cómo se gestiona la cartera de clientes, siendo especialmente importantes la fijación de los precios de venta y el riesgo de impago (morosidad).
- Gestión financiera. Pese a ser una actividad de servicios, la comercialización de energía eléctrica es intensiva en capital, por las altas garantías financieras que deben aportar para operar en los mercados organizados y la necesidad de financiar el fondo de maniobra. La mayor parte de la financiación de las

comercializadoras procede de fondos ajenos. Eso supone una alta exposición a los tipos de interés.

Sentados los fundamentos sobre el mercado minorista y la comercialización de energía eléctrica, podremos ahora realizar un análisis más profundo de las empresas comercializadoras, centrándonos especialmente en la comercializadoras libres y en las de último recurso y basándonos en sus datos financieros para evaluar su rentabilidad histórica y futura.

3. ESTUDIO EMPÍRICO

En los siguientes epígrafes vamos a presentar en primer lugar algunas evidencias sobre márgenes de comercialización basadas en fuentes secundarias (principalmente los informes de supervisión del mercado minorista de la electricidad, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia - CNMC). Seguidamente, se analizará la rentabilidad de una muestra de ocho comercializadoras de libre mercado basadas en modelos de negocio diferentes, así como las cinco empresas de mercado regulado más importantes entre 2016 y 2020, tomando como base una serie de datos financieros de sus estados contables (fuente primaria).

3.1. ANÁLISIS SECTORIAL BASADO EN FUENTES SECUNDARIAS

El sector eléctrico español es claramente oligopolístico, siendo cinco grandes grupos empresariales (Endesa, Iberdrola, Naturgy, EDP y Repsol) los que controlan la mayor parte de la generación de energía (casi el 70%), distribución (97,7%) y de la comercialización (casi el 100% PVPC y más del 80% del mercado libre).

Teniendo en cuenta que el margen bruto para una comercializadora (siempre dependiendo del tipo de cliente y la oferta negociada) oscila entre el 2 y el 7% del importe de la facturación, los beneficios netos son muy bajos: algunas estimaciones los sitúan entre el 1 y el 3 % del beneficio respecto de la facturación.

En esta línea, únicamente los grupos empresariales con presencia en las actividades de producción y/o distribución, ven interesante tener presencia en la comercialización ya que serán los que tienen la capacidad para acceder a precios eléctricos competitivos.

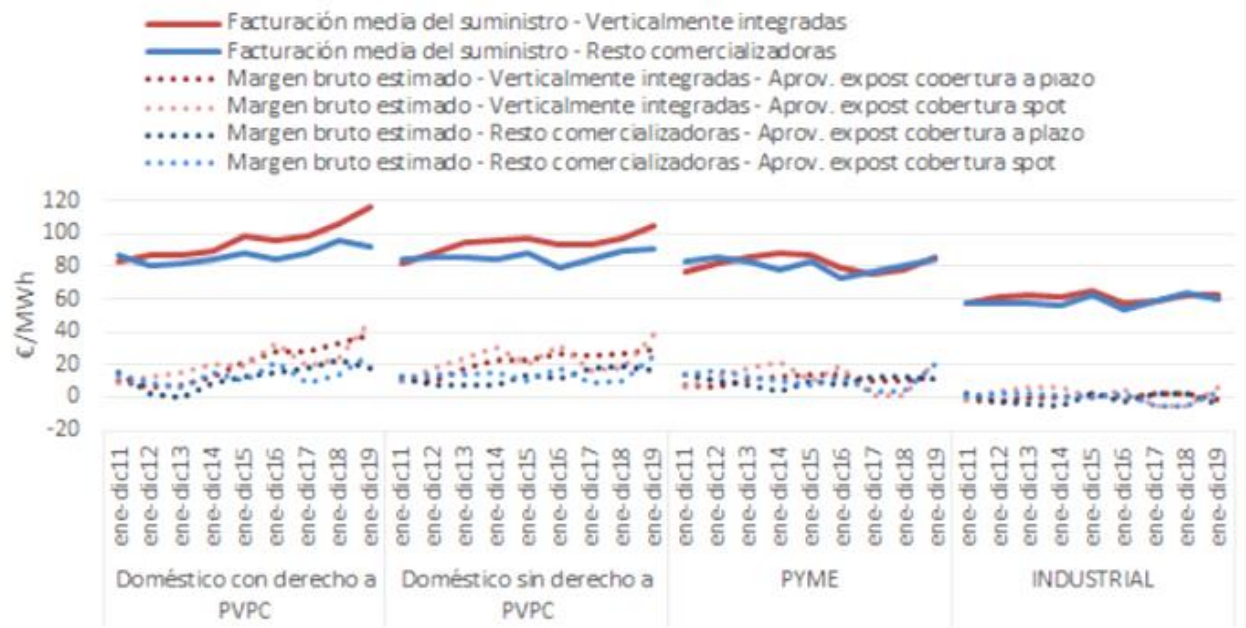
Existe la percepción de que la comercialización no es un negocio viable por sí mismo, sino un complemento a una actividad ya que se está realizando en el sector. Esta visión está cambiando en los últimos años y, a pesar de estos márgenes tan reducidos, están apareciendo comercializadoras con unos costes muy ajustados y diferentes estrategias de mercado que están asentando su actividad y posición en el mercado (Zardoya Illana & Chocarro de la Fuerte, 2016).

Según la CNMC, para la estimación del margen de comercialización en el mercado libre, utilizamos un indicador que se basa en el grado de alineación existentes entre la evolución de los precios de la electricidad en los mercados y el componente de energía de los precios facturados al consumidor. Para ello se ha estimado el margen de comercialización implícito en la factura media realizada por los comercializadores.

Dadas las obligaciones de publicación de ofertas en el comparador de la CNMC, los análisis de los márgenes sobre ofertas se basan en las comercializadoras que suministran la energía de los segmentos doméstico y pyme.

Teniendo en cuenta esto, tenemos unos márgenes brutos estimados para el conjunto de la comercialización libre, que se refleja en el gráfico 3.1, mostrando una evolución de la facturación media del componente del suministro de energía implícito en la facturación declarada por las comercializadoras libres.

Grafico 3.1. Evolución de precios anuales facturados junto con las estimaciones de márgenes brutos para el conjunto de comercializadoras en mercado libre



Fuente: CNMC

Se aprecia que, en términos medios, los márgenes son mayores en las comercializadoras libres verticalmente integradas que en el resto de comercializadoras libres, en el caso de los consumidores domésticos. En los segmentos pyme e industrial, continúa la proximidad de precios.

El margen neto estimado de las comercializadoras libres de electricidad resultante de la facturación en el segmento doméstico, una vez deducidos los costes de explotación y de captación estimados, osciló en 2020 entre los 31 y 35 €/MWh tomando los datos de la facturación, y entre los 23 y 27 €/MWh, tomando los datos de las ofertas. Si los márgenes se muestran como porcentaje de las ventas (estimadas estas como el precio medio de facturación o de la oferta), el margen neto oscilaría entre el 18% y 24% para el análisis de precios facturados y entre 11% y 14% en el análisis de las ofertas.

Márgenes de comercialización libre

- 35 - 44 €/MWh es el margen bruto estimado de la comercialización libre para los consumidores domésticos con potencia contratada igual o inferior a 10 kW (23 – 32 €/MWh en 2018)
- 12 - 21 €/MWh es el margen bruto estimado de la comercialización libre para el segmento pyme (1 – 10 €/MWh en 2018)
- < 5 €/MWh es el margen bruto estimado de la comercialización libre para los consumidores del segmento industrial (< 2 €/MWh en 2018)
- 29 - 38 €/MWh es el margen neto (descontados costes de comercialización) estimado de la comercialización libre para los consumidores domésticos con potencia contratada igual o inferior a 10 kW: 13% - 17% de margen neto sobre ventas (8% – 12% en 2018)

Como ya se ha comentado en otras ocasiones, el consumidor en mercado libre soporta de una manera mucho más atenuada las variaciones derivadas del precio de la electricidad en los mercados mayoristas que el consumidor acogido al PVPC.

Algunas comercializadoras del mercado libre que compran día a día la energía en el mercado mayorista, manteniendo sus ventas a un precio fijo, soportan un enorme riesgo que les puede llevar a sufrir grandes pérdidas e incluso a la quiebra por no poder cumplir los términos contractuales. A estas comercializadoras les influye muy negativamente el encarecimiento de las garantías vigentes con los operadores del mercado, los impagos por parte de los clientes y el coste fiscal del IVA soportado. Las comercializadoras pagan el 21% de IVA a las distribuidoras, pero sólo cobran el 10% a los clientes debido al recorte del IVA al consumidor final.

En 2020, la demanda en el sector eléctrico se vio reducida como consecuencia del cese de gran parte de la actividad económica y social, motivado por la crisis sanitaria de la Covid-19. Pero se continuó con la entrada de comercializadoras no vinculadas a los grupos tradicionales energéticos¹ (CNMC, 2020). Estas empresas alcanzaron una cuota del 42% y del 36% en los segmentos pyme e industrial, respectivamente, alcanzándose

¹ Considerados a los efectos de este informe en el sector eléctrico: Endesa, Iberdrola, Naturgy y EDP y en el sector del gas, Naturgy

niveles de concentración cada vez más reducidos (HHI² por debajo de 1.700). Por el contrario, en el sector doméstico, estas empresas, aunque siguieron aumentando paulatinamente su cuota (18% en 2020), el nivel de concentración se mantuvo elevado (HHI en el entorno de 2.400).

Como consecuencia de la debilidad de la demanda derivada de la crisis sanitaria mundial, los precios de la electricidad en los mercados europeos mayoristas cayeron a valores mínimos no registrados desde 2009. Sin embargo, estas reducciones no fueron trasladadas en su totalidad a los consumidores. Así, en el sector eléctrico, si bien los precios medios de suministro a consumidores se redujeron un 2% y 12% en los sectores pyme e industrial, respectivamente, en el segmento doméstico, los precios medios volvieron a crecer un año más en el mercado libre, una media de 1%, mientras que el precio de los consumidores acogidos al mecanismo regulado (PVPC), se redujo un 9%, al reflejar directamente la evolución de los precios del mercado mayorista de contado.

En síntesis, las evidencias recopiladas hasta el momento apuntan a que es un sector dominado por los grandes operadores verticalmente integrados, en el que la comercialización regulada opera como un seguro de precios para el cliente, donde los márgenes de comercialización son muy estrechos, se trata de un negocio con un fuerte apalancamiento operativo (exposición del resultado a las variaciones en las ventas) y un apalancamiento financiero positivo.

El contexto económico del año 2022 y las previsiones para futuros ejercicios son muy distintas a las que se vivieron durante la pandemia. Los precios de las materias primas y, en consecuencia, de la energía eléctrica han tenido un crecimiento exponencial. Asimismo, habrá un aumento significativo de los concursos de acreedores, esperándose un crecimiento de las insolvencias superior al 50%. Finalmente, el encarecimiento de los intereses de la deuda afectará particularmente a actividades con un alto ratio de endeudamiento, como es la comercialización de electricidad.

² HHI: Índice de Herfindahl, este índice es una medida del nivel de concentración existente en una industria. Es usado para determinar si el nivel de competencia en un mercado es adecuado o si por el contrario existe un poder de monopolio por parte de las empresas que operan en ese mercado.

3.2. ANÁLISIS SECTORIAL BASADO EN ESTADOS CONTABLES

Analizaremos una a una, las ocho comercializadoras libres no verticalmente integradas seleccionadas a modo de muestra, así como las cinco comercializadoras de último recurso de referencia, en un periodo de cinco años (2016-2020), basándonos en los datos financieros obtenidos de sus propios estados contables y calculando los siguientes indicadores relacionados con la rentabilidad:

- Rentabilidad económica = $(\text{Resultado de la explotación} / \text{Activo}) * 100$
- Rentabilidad económica = $(\text{margen} * \text{rotación}) * 100 = ((\text{Resultado de la explotación} / \text{Ingresos de explotación}) * (\text{Ingresos de explotación} / \text{Activo})) * 100$
- Coste medio de la deuda = $(\text{Gastos financieros} / \text{Pasivo}) * 100$
- Rentabilidad financiera antes de impuestos = $(\text{Resultado antes de impuestos} / \text{Patrimonio neto}) * 100$
- Rentabilidad financiera después de impuestos = $(\text{Resultado del ejercicio} / \text{Patrimonio neto}) * 100$

3.2.1. Comercializadoras de último recurso

En este apartado analizaremos las cinco comercializadoras de último recurso de España.

Baser

Baser es la Comercializadora de Referencia de TotalEnergies, conocida como EDP COR cuando pertenecía al grupo EDP, opera en el mercado regulado ofreciendo la tarifa de luz por horas, o tarifa PVPC, y la Tarifa de Último Recurso de gas natural, conocida también como TUR. Es la antigua EDP en el mercado regulado, ya que en agosto de 2019 tuvo que cambiar de nombre tras el requerimiento de la Comisión Nacional del Mercado y la Competencia (CNMC).

Tabla 3.1. Información financiera de Baser (en euros).

	2016	2017	2018	2019	2020
Activo	26.812.561	34.954.336	29.818.505	24.651.566	28.723.594
Pasivo	17.234.103	28.339.896	29.021.700	27.035.399	36.699.447
Patrimonio neto	9.578.458	6.614.440	796.805	-2.383.833	-7.976.353
Ingresos de explotación	101.690.869	104.877.854	105.531.277	102.775.198	97.269.623
Resultado de explotación	-2.844.260	-3.998.425	-11.034.821	-6.889.719	-6.796.158
Gastos financieros	26.701	29.960	99.034	13.085	14.603
Resultado antes de impuestos	-2.869.663	-3.936.168	-11.129.789	-6.896.699	-6.807.001
Resultado del ejercicio	-2.192.744	-2.964.018	-5.817.635	-5.180.638	-5.982.192

Fuente: Sistema de Análisis de Balances Ibéricos (SABI).

Tabla 3.2. Análisis económico-financiero de Baser (en porcentaje).

	2016	2017	2018	2019	2020	Media aritmética
Rentabilidad económica	-10,60	-11,44	-37,01	-27,95	-23,83	-22,17
Coste medio de la deuda	0,15	0,11	0,33	0,05	0,04	0,14
Rentabilidad financiera antes de impuestos	-29,96	-59,51	-1396,80	289,31	85,34	-222,32
Rentabilidad financiera después de impuestos	-22,89	-44,81	-730,12	217,32	75,00	-101,10

Fuente: Elaboración propia a partir de SABI.

Curenergia SA.

Curenergia es la nueva denominación de Iberdrola en el mercado regulado, ya que a mediados de 2019 la CNMC exigió a todas las Comercializadoras de Referencia que cambiasen su imagen de marca y nombre. De esta manera lo que se pretendía era que los clientes pudieran identificar de una manera más clara si su compañía o tarifa pertenecía al mercado libre o regulado.

Tabla 3.3. Información financiera Curenergia (en euros).

	2016	2017	2018	2019	2020
Activo	240.685.000	244.094.000	215.965.000	152.645.000	189.889.000
Pasivo	237.759.000	265.157.000	212.688.000	144.066.000	175.012.000
Patrimonio neto	2.926.000	-21.603.000	3.277.000	8.579.000	14.877.000
Ingresos de explotación	1.488.011.000	1.517.222.000	1.473.331.000	1.364.456.000	1.297.432.000
Resultado de explotación	-3.040.000	-31.667.000	-29.604.000	-20.617.000	-19.064.000
Gastos financieros	136.000	1.172.000	687.000	354.000	359.000
Resultado antes de impuestos	-2.315.000	-31.985.000	-29.269.000	-19.563.000	-18.231.000
Resultado del ejercicio	-351.000	-23.989.000	-22.009.000	-14.698.000	-13.702.000

Fuente: Sistema de Análisis de Balances Ibéricos (SABI).

Tabla 3.4. Análisis económico-financiero de Curenergia (en porcentaje).

	2016	2017	2018	2019	2020	Media aritmética
Rentabilidad económica	-1,26	-12,97	-13,71	-13,51	10,04	-6,28
Coste medio de la deuda	0,06	0,44	0,32	0,25	0,21	0,26
Rentabilidad financiera antes de impuestos	-79,12	151,85	-893,16	-228,03	-122,54	-234,02
Rentabilidad financiera después de impuestos	-11,99	111,04	-671,62	-171,33	-92,10	-167,20

Fuente: Elaboración propia a partir de SABI.

Energía XXI

Es la compañía de Endesa dentro del mercado regulado. Comercializa solo una tarifa de luz: la PVPC (Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor), regulada por el Gobierno. La pueden contratar aquellos usuarios con una potencia inferior a los 10kW,

La tarifa PVPC se calcula en función del precio que fija el mercado mayorista de la energía eléctrica, coste que varía cada hora y cada día, como ya hemos mencionado anteriormente.

Tabla 3.5. Información financiera Energía XX (en euros).

	2016	2017	2018	2019	2020
Activo	516.267.000	487.713.000	455.793.000	454.611.000	481.246.000
Pasivo	721.027.000	732.846.000	421.156.000	424.747.000	402.981.000
Patrimonio neto	-204.760.000	-245.133.000	34.637.000	29.864.000	78.265.000
Ingresos de explotación	2.733.777.000	2.762.876.000	2.638.897.000	2.350.889.000	2.053.341.000
Resultado de explotación	-6.959.000	-37.245.000	-34.379.000	-929.000	-63.593.000
Gastos financieros	17.935.000	18.301.000	19.742.000	8.293.000	6.908.000
Resultado antes de impuestos	-21.787.000	-53.626.000	-53.021.000	-5.952.000	-68.953.000
Resultado del ejercicio	-16.186.000	-40.373.000	-40.230.000	-4.773.000	-51.599.000

Fuente: Sistema de Análisis de Balances Ibéricos (SABI).

Tabla 3.6. Análisis económico-financiero de Energía XX (en porcentaje).

	2016	2017	2018	2019	2020	Media aritmética
Rentabilidad económica	-1,30	-7,64	-7,45	0,00	-13,20	5,94
Coste medio de la deuda	2,49	2,50	4,69	2,00	1,71	2,68
Rentabilidad financiera antes de impuestos	10,64	21,88	-153,08	-19,93	-88,10	-45,72
Rentabilidad financiera después de impuestos	7,90	16,47	-116,15	-15,98	-65,93	-34,73

Fuente: Elaboración propia a partir de SABI.

Gas&Power SA

Gas & Power es la comercializadora regulada del Grupo Naturgy, antes conocida como Gas Natural S.U.R SDG.

Tabla 3.7. Información financiera Gas&Power (en euros).

	2016	2017	2018	2019	2020
Activo	308.714.000	318.173.000	311.214.000	305.700.000	238.550.000
Pasivo	304.769.000	313.060.000	303.567.000	304.242.000	233.076.000
Patrimonio neto	3.945.000	5.113.000	7.647.000	1.458.000	5.473.000
Ingresos de explotación	1.290.722.000	1.351.353.000	1.377.275.000	1.286.911.000	1.161.971.000
Resultado de explotación	-13.818.000	-24.412.000	-13.826.000	-17.322.000	-29.124.000
Gastos financieros	3.543.000	4.061.000	4.067.000	3.349.000	2.643.000
Resultado antes de impuestos	-17.301.000	-28.437.000	-17.862.000	-20.624.000	-31.678.000
Resultado del ejercicio	-13.470.000	-22.003.000	-13.473.000	-15.803.000	-23.984.000

Fuente: Sistema de Análisis de Balances Ibéricos (SABI).

Tabla 3.8. Análisis económico-financiero de Gas&Power (en porcentaje).

	2016	2017	2018	2019	2020	Media aritmética
Rentabilidad económica	-4,50	-7,67	-4,44	-6,00	-12,20	-6,96
Coste medio de la deuda	1,16	1,30	1,34	0,95	1,13	1,19
Rentabilidad financiera antes de impuestos	-438,56	-556,17	-233,58	-1414,54	-578,81	-644,33
Rentabilidad financiera después de impuestos	-341	-430	-176	-1083,88	-438	-493,78

Fuente: Elaboración propia a partir de SABI.

Regsiti SLU

Regsiti es el nuevo nombre de la comercializadora de referencia del grupo Repsol, que se conocía anteriormente como Viesgo. A y través de esta compañía el cliente podrá contratar la tarifa PVPC o solicitar el Bono social.

Tabla 3.9. Información financiera Regsiti (en euros).

	2016	2017	2018	2019	2020
Activo	29.430.000	28.413.000	21.086.000	26.721.000	20.275.000
Pasivo	61.414.000	67.558.000	56.937.000	24.849.000	24.242.000
Patrimonio neto	-31.984.000	-39.145.000	-35.851.000	1.872.000	-3.967.000
Ingresos de explotación	81.640.000	72.956.000	73.467.000	76.474.000	66.985.000
Resultado de explotación	-5.232.000	-8.090.000	-8.910.000	-9.370.000	-7.710.000
Gastos financieros	432.000	444.000	434.000	407.000	106.000
Resultado antes de impuestos	-5.649.000	-8.478.000	-9.269.000	-9.751.000	-7.788.000
Resultado del ejercicio	-5.738	-7.161.000	-14.276.000	-7.277.000	-5.839.000

Fuente: Sistema de Análisis de Balances Ibéricos (SABI).

Tabla 3.10. Análisis económico-financiero de Regsiti (en porcentaje).

	2016	2017	2018	2019	2020	Media aritmética
Rentabilidad económica	-17,77	-28,47	-42,26	-35,07	-38,03	-32,32
Coste medio de la deuda	0,70	0,66	0,76	0,02	0,44	0,52
Rentabilidad financiera antes de impuestos	17,66	21,66	25,85	-520,89	196,32	-51,88
Rentabilidad financiera después de impuestos	17,94	18,29	39,82	-388,73	147,19	-33,10

Fuente: Elaboración propia a partir de SABI.

3.2.2. Comercializadoras libres

Aldro energía y soluciones SL

Aldro comenzó sus operaciones en el año 2014, en la localidad cántabra de Torrelavega, mediante el grupo cántabro PITMA, un grupo empresarial multisectorial cuyos orígenes se remontan a 1994. Este grupo empresarial tiene sus orígenes en una empresa de sistemas de seguridad. Con la liberalización del mercado de la telefonía, entran en el sector de las telecomunicaciones y la venta en modelo retail. Por el camino se introducen en otros sectores aprovechando los recursos ya disponibles dentro del grupo empresarial, implantando compañías como Aldro.

Se trata de una comercializadora de energía de fuentes totalmente renovables y gas con sede, aunque actualmente pertenece a la multinacional italiana Eni gas e luce. Se caracteriza por sus productos personalizados y una atención centrada hacia el cliente. Se unió a la Asociación Europea de comercializadores independientes de energía, EuropeanEnergyRetailers. Está presente en los mercados de luz y gas tanto de España como Portugal. El año 2021 fue adquirida por la multinacional italiana Eni que opera en 6 países europeos con 1.700 empleados y tiene 8 millones de clientes

Tabla 3.11. Información financiera Aldro energía y soluciones (en euros).

	2016	2017	2018	2019
Activo	13.591.736	21.545.630	90.119.148	118.142.497
Pasivo	10.248.930	16.368.920	80.982.431	111.996.234
Patrimonio neto	3.342.806	5.176.710	9.136.717	6.146.263
Ingresos de explotación	57.345.886	111.256.471	227.465.034	591.198.718
Resultado de explotación	1.222.349	2.574.250	4.854.391	21.676.107
Gastos financieros	51.313	60.398	130.247	338.594
Resultado antes de impuestos	1.171.075	2.520.395	4.730.613	24.402.599
Resultado del ejercicio	980.499	1.900.217	3.498.330	18.347.224

Fuente: Sistema de Análisis de Balances Ibéricos (SABI).

Tabla 3.12. Análisis económico-financiero de Aldro energía y soluciones (en porcentaje).

	2016	2017	2018	2019	Media aritmética
Rentabilidad económica	8,99	11,95	5,39	18,35	11,17
Coste medio de la deuda	0,50	0,37	0,16	0,30	0,33
Rentabilidad financiera antes de impuesto	35,03	48,69	51,78	397,03	133,13
Rentabilidad financiera	29,33	36,71	38,29	298,51	100,71

Fuente: Elaboración propia a partir de SABI.

Factor energía, S.A

Factor energía o Energy Factory Group S.L, como se conoció en sus orígenes es una empresa privada fundada en el año 1999 en Barcelona cuyo fundador y delegado es EmiliRousaud i Parés. Fue la primera comercializadora en obtener la licencia del Ministerio de Industria para operar en el mercado energético liberalizado. En 2001, Energy Factory Group S.L. pasó a llamarse Factor Energía S.A.

Se consolidó como un referente en el suministro eléctrico para pymes y a partir del 2014 empezó el suministro eléctrico a familias. En 2015 se complementó añadiendo gas natural a su oferta comercializadora. En 2017 la empresa apuesta por la Transición Energética ofreciendo soluciones de autoconsumo y energía limpia para todos sus clientes, tanto domésticos como pymes.

Tabla 3.13. Información financiera Factor energía (en euros).

	2016	2017	2018	2019	2020
Activo	69.311.742	56.638.253	55.333.154	67.508.674	73.527.269
Pasivo	47.106.889	46.345.924	49.087.148	54.743.318	68.940.963
Patrimonio neto	22.204.853	10.292.329	6.246.006	12.765.356	4.586.306
Ingresos de explotación	277.161.886	241.675.888	267.003.580	271.898.090	238.851.585
Resultado de explotación	17.617.765	2.954.288	-901.095	8.938.133	11.297.260
Gastos financieros	308.566	269.235	369.931	389.820	565.142
Resultado antes de impuestos	18.523.290	3.872.208	310.032	9.392.408	13.167.713
Resultado del ejercicio	13.958.972	3.315.753	1.181.444	7.571.733	10.537.566

Fuente: Sistema de Análisis de Balances Ibéricos (SABI).

Tabla 3.14. Análisis económico-financiero de Factor energía (en porcentaje).

	2016	2017	2018	2019	2020	Media aritmética
Rentabilidad económica	24,42	5,22	-16,29	13,24	15,36	8,39
Coste medio de la deuda	0,66	0,58	0,75	0,71	0,82	0,70
Rentabilidad financiera antes de impuestos	83,42	37,62	4,96	73,58	287,11	97,34
Rentabilidad financiera después de impuestos	62,84	32,22	18,92	59,31	229,76	80,61

Fuente: Elaboración propia a partir de SABI.

Fenie energía, S.A

Fenie nace como Federación en el año 1977, aunque su origen se remonta más allá, a la época de los sindicatos verticales y el origen del asociacionismo en España, está integrada por 74 asociaciones que agrupan a más de 15.000 empresas.

Fenie Energía es una compañía española que pertenece a la Federación Nacional de Empresarios de Instalaciones Eléctricas y Telecomunicaciones de España (FENIE) que se dedica a la comercialización de electricidad y gas natural en España, su objetivo es posicionar al colectivo de empresas instaladoras como uno de los protagonistas principales de la transición energética y la digitalización. Son referentes en el suministro eléctrico para Pymes. Tiene su sede en Madrid.

Tabla 3.15. Información financiera Fenie energía (en euros).

	2017	2018	2019	2020
Activo	95.791.930	138.954.998	130.537.446	136.721.561
Pasivo	64.114.436	124.051.290	113.555.608	100.575.805
Patrimonio neto	31.177.494	14.903.708	16.981.838	36.145.756
Ingresos de explotación	456.594.585	770.286.875	677.068.455	498.431.101
Resultado de explotación	1.302.081	-2.992.906	16.356.319	11.489.048
Gastos financieros	696.706	816.150	301.830	216.799
Resultado antes de impuestos	857.591	-3.760.930	16.216.100	11.275.578
Resultado del ejercicio	717.665	-2.097.987	11.148.200	7.128.356

Fuente: Sistema de Análisis de Balances Ibéricos (SABI).

Tabla 3.16. Análisis económico-financiero de Fenie energía (en porcentaje).

	2017	2018	2019	2020	Media aritmética
Rentabilidad económica	1,36	-2,15	12,53	8,40	5,04
Coste medio de la deuda	1,09	0,66	0,27	0,22	0,56
Rentabilidad financiera antes de impuestos	2,75	-25,23	95,49	31,19	26,05
Rentabilidad financiera después de impuestos	2,30	-14,08	65,65	19,72	18,40

Fuente: Elaboración propia a partir de SABI.

Fortia energía, S.L

Su origen se sitúa en septiembre de 2007, cuando un grupo de grandes consumidores con perfil industrial, se unían en la comercializadora Fortia energía para afrontar de forma independiente la liberalización del sector eléctrico y, por tanto, la eliminación de las tarifas eléctricas industriales fijadas hasta ese momento por la Administración General del Estado. El 1 de julio de 2008 Fortia energía realiza la primera casación de energía en el mercado OMIE para suministrar a sus socios y desde entonces viene operando en un aprovisionamiento competitivo de sus clientes trabajando directamente con los mercados mayoristas. Los clientes de Fortia energía son empresas de referencia en sus sectores de actividad. Englobando a más de 20 grupos industriales en distintos sectores de relevancia de la actividad económica, con más de 100 plantas productivas en España y Portugal, convirtiéndose así en la primera comercializadora independiente del mercado ibérico con clientes tanto en España como en Portugal.

Tabla 3.17. Información financiera Fortia energía (en euros).

	2016	2017	2018	2019	2020
Activo	38.250.000	53.820.000	37.920.000	27.430.000	35.524.000
Pasivo	35.282.000	50.655.000	34.763.000	24.142.000	32.118.000
Patrimonio neto	2.968.000	3.165.000	3.157.000	3.288.000	3.406.000
Ingresos de explotación	521.915.000	640.875.000	689.772.000	531.434.000	350.640.000
Resultado de explotación	690.000	849.000	621.000	1.183.000	625.000
Gastos financieros	691.000	547.000	591.000	621.000	588.000
Resultado antes de impuestos	5.000	307.000	40.000	562.000	37.000
Resultado del ejercicio	5.000	197.000	40.000	516.000	20.000

Fuente: Sistema de Análisis de Balances Ibéricos (SABI).

Tabla 3.18. Análisis económico-financiero de Fortia energía (en porcentaje).

	2016	2017	2018	2019	2020	Media aritmética
Rentabilidad económica	1,80	1,58	1,64	4,31	1,76	2,22
Coste medio de la deuda	1,96	1,02	1,70	2,57	1,83	1,82
Rentabilidad financiera antes de impuestos	0,17	9,70	1,27	17,09	1,09	5,86
Rentabilidad financiera después de impuestos	0,17	6,22	1,27	15,69	0,59	4,79

Fuente: Elaboración propia a partir de SABI.

Gesternova S.A

Gesternova es una compañía española que ha nacido en el año 2005, para impulsar el consumo de energía limpia y libre de emisiones, con sede en Madrid. La iniciativa parte de la Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA), con el objetivo de aglutinar la venta de la energía generada por las cerca de 300 productoras minoritarias que forman parte de la asociación y cuya energía representa cerca del 3% de la energía total producida en España. Las empresas que representará Gesternova constituyen el 60% del total de socios integrantes de APPA, que suman 500 empresas, y generan el 5% de la energía total. Los principales clientes de Gesternova son empresas del sector de la alta tensión.

Tabla 3.19. Información financiera Gesternova (en euros).

	2016	2017	2018	2019	2020
Activo	45.464.280	48.842.310	52.630.475	55.486.219	59.002.692
Pasivo	41.825.037	43.969.296	47.508.278	51.308.374	53.068.516
Patrimonio neto	3.639.243	4.873.014	5.122.197	4.177.845	5.934.176
Ingresos de explotación	253.747.718	316.309.770	331.676.492	346.560.742	348.625.011
Resultado de explotación	472.841	324.948	394.792	1.018.372	2.081.475
Gastos financieros	349.908	82.397	131.162	122.608	459.217
Resultado antes de impuestos	127.069	309.776	270.815	898.183	1.637.758
Resultado del ejercicio	326.250	238.993	198.583	797.924	1.133.214

Fuente: Sistema de Análisis de Balances Ibéricos (SABI).

Tabla 3.20. Análisis económico-financiero de Gesternova (en porcentaje).

	2016	2017	2018	2019	2020	Media aritmética
Rentabilidad económica	1,04	0,67	0,75	1,84	3,53	1,57
Coste medio de la deuda	0,84	0,19	0,28	0,24	0,87	0,49
Rentabilidad financiera antes de impuestos	3,49	6,36	5,29	21,50	27,60	12,85
Rentabilidad financiera después impuestos	8,96	4,90	3,88	19,10	19,10	11,19

Fuente: Elaboración propia a partir de SABI.

Holaluz-clidom, S.A

Holaluz es una marca comercial de la compañía ClidomEnergy S.L, empresa tecnológica que se dedica a la comercialización tanto de gas como de energía eléctrica 100% renovable, También actúa en representación de productores de energía renovable en el mercado eléctrico y presta servicios en relación con el autoconsumo fotovoltaico y la movilidad eléctrica. Se creó en el año 2010 en Barcelona, convirtiéndose en la primera comercializadora en línea de España. Está enfocada principalmente a particulares, a finales de 2019 daba servicio de luz y gas a más de 200 000 clientes.

Tabla 3.21. Información financiera Holaluz-clidom (en euros).

	2016	2017	2019	2020
Activo	14.848.311	30.606.365	64.616.102	96.297.981
Pasivo	12.638.039	24.287.855	47.041.967	51.853.252
Patrimonio neto	2.210.272	6.318.511	17.574.135	44.444.729
Ingresos de explotación	84.773.136	126.218.861	207.401.433	234.479.605
Resultado de explotación	2.890.007	-192.490	1.297.384	871.248
Gastos financieros	2.406.661	155.892	697.108	561.253
Resultado antes de impuestos	484.669	-347.970	602.833	405.377
Resultado del ejercicio	530.167	125.710	768.301	598.539

Fuente: Sistema de Análisis de Balances Ibéricos (SABI).

Tabla 3.22. Análisis económico-financiero de Holaluz-clidom (en porcentaje).

	2016	2017	2019	2020	Media aritmética
Rentabilidad económica	0,19	-0,62	2,01	0,90	0,80
Coste medio de la deuda	19,04	0,64	1,48	1,08	5,56
Rentabilidad financiera antes de impuestos	21,93	-5,51	3,43	0,91	5,19
Rentabilidad financiera después de impuestos	23,99	1,99	4,37	1,35	7,93

Fuente: Elaboración propia a partir de SABI.

Nexus energía, SA

Es un grupo de empresa de capital totalmente español especializado en la comercialización de gas natural y electricidad. Esta empresa nació en el año 2000 cuando se liberó el sector eléctrico en España. Lo hizo actuando como empresa comercializadora vinculada a pequeñas distribuidoras del sector y cuenta con el respaldo de 33 accionistas que son distribuidoras de electricidad con mucha presencia en el mercado español Actualmente es la 5º compañía independiente de energía en España y líder en la representación de energía fotovoltaica. En el año 2018 el 100% de la energía suministrada por la compañía fue de origen renovable certificada mediante garantías de origen.

Tabla 3.23. Información financiera Nexus energía (en euros).

	2016	2017	2018	2019	2020
Activo	135.274.000	126.187.000	153.354.000	166.485.000	187.148.000
Pasivo	117.455.000	106.477.000	129.321.000	148.875.000	157.661.000
Patrimonio neto	17.819.000	19.710.000	24.033.000	17.610.000	29.487.000
Ingresos de explotación	708.111.000	788.920.000	895.210.000	912.041.000	861.995.000
Resultado de explotación	2.257.000	2.546.000	9.376.000	4.681.000	1.999.000
Gastos financieros	1.022.000	749.000	4.042.000	3.895.000	2.235.000
Resultado antes de impuestos	1.577.000	2.214.000	5.697.000	1.369.000	78.000
Resultado del ejercicio	2.306.000	2.004.000	4.437.000	1.179.000	202.000

Fuente: Sistema de Análisis de Balances Ibéricos (SABI).

Tabla 3.24. Análisis económico-financiero de Nexus energía (en porcentaje).

	2016	2017	2018	2019	2020	Media aritmética
Rentabilidad económica	1,69	2,02	6,11	2,81	1,07	2,74
Coste medio de la deuda	0,87	0,70	3,13	2,62	1,42	1,75
Rentabilidad financiera antes de impuestos	8,74	11,23	23,70	7,77	0,26	10,34
Rentabilidad financiera después de impuestos	12,94	10,17	18,46	6,70	0,69	9,79

Fuente: Elaboración propia a partir de SABI.

Som energía SCCL.

Som energía, es una organización, sin ánimo de lucro, nacida el 11 de diciembre de 2010 en Gerona, tiene su sede en el Parque Científico y Tecnológico de la Universidad de Gerona. Es una cooperativa de producción y consumo de energías renovables siendo la primera de este tipo en territorio español. Los principales objetivos de esta cooperativa son ofrecer a sus socios la posibilidad de consumir energía 100% renovable a un precio similar al de la electricidad convencional.

En el año 2021 Som energía generó 24,60 Kwh/año, el que supone un 0.0092361% de la electricidad que se generó durante el año 2021. Los socios colaboran para el desarrollo del proyecto.

Tabla 3.25. Información financiera Som energía (en euros).

	2016	2017	2019	2020
Activo	11.315.928	18.191.033	26.735.796	34.075.550
Pasivo	7.632.183	12.782.939	11.826.016	13.221.622
Patrimonio neto	3.682.485	5.408.094	14.909.781	20.853.929
Ingresos de explotación	21.047.012	31.784.092	65.106.927	72.853.239
Resultado de explotación	1.044.892	559.813	1.211.763	812.839
Gastos financieros	302.157	138.009	149.549	234.340
Resultado antes de impuestos	858.423	608.194	1.280.751	808.399
Resultado del ejercicio	646.628	537.344	1.067.011	681.548

Fuente: Sistema de Análisis de Balances Ibéricos (SABI).

Tabla 3.26. Análisis económico-financiero de Som energía (en porcentaje).

	2016	2017	2019	2020	Media aritmética
Rentabilidad económica	9,23	3,08	4,53	2,39	0,81
Coste medio de la deuda	3,96	1,08	1,26	1,77	2,02
Rentabilidad financiera antes de impuestos	23,31	11,25	8,59	3,88	11,76
Rentabilidad financiera después de impuestos	17,56	9,94	7,16	3,27	9,48

Fuente: Elaboración propia a partir de SABI.

Analizados los balances nos disponemos a analizar los costes.

3.3. Análisis agregado de la actividad de comercialización

Según podemos observar en las tablas 3.27 y 3.28, las comercializadoras de último recurso que son aquellas designadas por el Gobierno para ofertar la Tarifa de último recurso (TUR), ahora llamada PVPC, a los precios fijados por el Ministerio competente, en un resumen global, tiene una rentabilidad económica negativa de un -8.13%, pero a su vez vemos que tiene una rentabilidad financiera después de impuestos del -220,45%, aún más baja que la rentabilidad económica. Así pues, con estos valores, incluso con un coste de la deuda baja estas empresas no son rentables desde el punto de vista económico-financiero.

Tabla 3.27. Información financiera sobre el cómputo de las cinco comercializadoras de último recurso (en euros).

	2016	2017	2018	2019	2020
Activo	1.121.908.561	1.113.347.336	1.033.876.505	964.328.566	958.683.594
Pasivo	1.342.203.103	1.406.960.896	1.023.369.700	924.939.399	872.010.447
Patrimonio neto	-220.294.542	-294.153.560	10.506.805	39.389.167	86.671.647
Ingresos de explotación	5.695.840.869	5.809.284.854	5.668.501.277	5.181.505.198	4.676.998.623
Resultado de explotación	-31.893.260	-105.412.425	-97.753.821	-55.127.719	-126.287.158
Gastos financieros	22.072.701	24.007.960	25.029.034	12.416.085	10.030.603
Resultado antes de impuestos	-49.921.663	-126.462.168	-120.550.789	-62.786.699	-133.457.001
Resultado del ejercicio	-32.205.482	-96.490.018	-95.805.635	-47.731.638	-101.106.192

Fuente: elaboración propia según SABI.

Tabla 3.28. Rentabilidad económico-financiera sobre el cómputo de las cinco comercializadoras de último recurso (en porcentaje).

	2016	2017	2018	2019	2020	Media aritmética
Rentabilidad económica	-2,84	-9,46	-9,45	-5,71	-13,17	-8,13
Coste medio de la deuda	1,64	1,70	2,44	1,34	1,15	1,65
Rentabilidad financiera antes de impuestos	0,002	42,99	-1147,35	-159,40	-153,97	-283,54
Rentabilidad financiera después de impuestos	14,61	32,80	-911,84	-121,17	-116,65	-220,45

Fuente: elaboración propia según SABI.

Según podemos observar en las tablas 3.29 y 3.30, las comercializadoras libres no verticalmente integradas, en un resumen global, tienen una rentabilidad económica relativamente baja de un 5,16%, pero a su vez vemos que tiene una rentabilidad financiera relativamente alta del 22,79% respecto a la rentabilidad económica, así como un coste de deuda bajo de 1,22%. Lo cual nos indica que estas empresas contrarrestan los bajos beneficios de la compra y venta de energía, es decir la baja productividad económica del negocio comercial, con un alto endeudamiento y un apalancamiento financiero positivo que generan una elevada rentabilidad para el accionista.

Tabla 3.29. Información financiera sobre el cómputo de las ocho comercializadoras libres (en euros).

	2016 ³	2017	2018 ⁴	2019	2020 ⁵
Activo	328.055.997	451.622.521	528.311.775	656.941.734	622.297.053
Pasivo	272.188.078	365.001.370	465.713.147	563.488.517	477.439.158
Patrimonio neto	55.866.659	86.121.152	62.598.628	93.453.218	144.857.896
Ingresos de explotación	1.924.101.638	2.713.634.667	3.181.413.981	3.602.709.365	2.605.875.541
Resultado de explotación	26.194.854	10.917.890	11.352.182	56.362.078	29.175.870
Gastos financieros	5.131.605	2.698.637	6.080.490	6.515.509	4.859.751
Resultado antes de impuestos	22.746.526	10.341.194	7.287.530	54.723.874	27.409.825
Resultado del ejercicio	18.753.516	9.036.682	7.257.370	41.395.393	20.301.223

Fuente: elaboración propia según SABI.

³ En el año 2016 son solo siete empresas y no ocho, ya que no hay información financiera disponible de Fenie energía.

⁴ En el año 2018 son solo seis empresas y no ocho, ya que no hay información financiera disponible de Holaluz y Som energía.

⁵ En el año 2020 son solo siete empresas y no ocho, ya que no hay información financiera disponible de Aldro energía.

Tabla 3.30. Rentabilidad económico-financiera sobre el cómputo de las ocho comercializadoras libres (en porcentaje).

	2016	2017	2018	2019	2020	Media aritmética
Rentabilidad económica	7,98	2,42	2,15	8,58	4,69	5,16
Coste medio de la deuda	1,89	0,74	1,31	1,16	1,02	1,22
Rentabilidad financiera antes de impuestos	40,72	12,01	11,64	58,56	18,92	28,37
Rentabilidad financiera después de impuestos	33,57	10,49	11,59	44,30	14,01	22,79

Fuente: elaboración propia según SABI.

3.4. Simulación de la rentabilidad futura

A continuación, llevaremos a cabo una serie de cálculos, que reflejaremos en dos tablas, para realizar una simulación de las rentabilidades, basándonos en los datos obtenidos del año 2020 como referencia de las ocho comercializadoras libres. Con ello buscamos simular la variación de la rentabilidad económica con una variable crítica (reducción del margen), así como la variación de la rentabilidad financiera ante alzas del tipo de interés.

Tabla 3.31. Estimación de la variación de la rentabilidad económica para el año 2020 (porcentaje).

Variación en el margen	-30	-60	-90	-120	-150	-180
Rentabilidad económica	3,28	1,88	0,47	-0,94	-2,35	-3,75

Fuente: elaboración propia según agregado de las ocho comercializadoras libres (año 2020).

En esta tabla partimos de un margen del 1.12%, dato calculado con la tabla 3.29. y al cual iremos aplicando unas reducciones del tanto por ciento correspondiente según el valor de la columna (-30%, -60%, -90%, -120%, -150% y -180%), dejando fija la rotación y multiplicando por el tanto por ciento aplicando al valor inicial del margen, obtenemos una serie de rentabilidades económicas, de las cuales podemos observar que a partir de una variación negativa del 90% sobre el margen inicial, la actividad de comercialización se verá comprometida y no será económicamente rentable dicha comercialización energética con la media de las ocho comercializadoras libres correspondientes a distintos modelos de negocio.

Tabla 3.32. Estimación de la variación de la rentabilidad financiera después de impuestos para el año 2020 (porcentaje).

Coste medio de la deuda	2	3	4	5	6	7
Rentabilidad financiera después de impuestos	13,56	10,26	6,69	3,67	0,37	-2,97

Fuente: elaboración propia según agregado de las ocho comercializadoras libres (año 2020).

Según la tabla 3.30. el coste medio de la deuda o tipo de interés para el año 2020, según el cómputo global de las ocho comercializadoras era del 1,2%, según vemos en la tabla anterior, a partir de un tipo de interés del 6% observamos que la rentabilidad financiera después de impuestos se hace negativa. Por lo tanto, estas empresas dejan de ser rentables por el componente financiero y solo se podrían basar en la rentabilidad económica del propio negocio, que como ya analizamos en apartados anteriores es relativamente baja. En definitiva, si los tipos de interés son altos y la rentabilidad económica se reduce, la comercialización de electricidad por parte de operadores no verticalmente integrados presentaría problemas serios de viabilidad.

4. CONCLUSIONES

En este trabajo se ha realizado un estudio sobre la actividad de la comercialización de energía eléctrica en España y su viabilidad. Para ello se han analizado cual es la tipología de las empresas, así como los aspectos clave de la actividad de comercialización y sus puntos críticos, para llegar a un estudio empírico en el periodo 2016-2020, en el cual se han calculado las rentabilidades de una serie de empresas, con las cuales se realizó un análisis del agregado de las mismas y nos permitió realizar una simulación de la rentabilidad futura de la actividad de comercialización de energía eléctrica en España.

Se ha podido comprobar nuestro objetivo general y ver que históricamente la actividad de comercialización libre de energía eléctrica en España ha sido un negocio rentable.

Por otra parte, en el trabajo se ha abordado como es el mercado minorista, así como sus requisitos legales y las formas de suministrar energía según sea el tipo de comercializadora y viendo a qué tipo de cliente está enfocado, perteneciendo estas mismas a grandes grupos o simplemente siendo comercializadoras únicas. A su vez se han analizado los puntos críticos para los procesos clave de comercialización a partir de los cuales se ha realizado un estudio empírico más en detalle.

Como se ha podido comprobar a lo largo del trabajo, el mercado eléctrico español presenta una gran complejidad, en el que interactúan e intervienen muchos factores. No es un mercado fácil y habitual en el que prima la oferta y la demanda, sino que hay más condicionantes, que fijándonos en la rentabilidad del sector tendremos que unas de las variables más críticas sean el margen y el tipo de interés.

España es el segundo país de Europa en el que más ha incrementado el precio de la electricidad, representado un aumento del 69,03% entre 2008-2015, eso va a provocar sin duda alguna un estrechamiento de los márgenes de las comercializadoras.

Tras haber analizado todos los aspectos clave, así como entender la actividad de comercialización, se ha analizado separadamente las comercializadoras de último recurso y las comercializadoras libres, para un periodo de cinco años (2016-2020). En consecuencia, se ha analizado la rentabilidad histórica de los dos tipos de comercializadoras para así ver cómo es la rentabilidad de las empresas, teniendo en

cuenta como es la rentabilidad en las comercializadores libres de las cuales se podría decir que tienen una buena rentabilidad y en las de último recurso, las cuales tienen unas rentabilidades relativamente bajas llegando en algunos casos a ser incluso negativas. Basándonos en el análisis económico-financiero para el periodo de estudio de 5 vemos la tendencia a reducirse el margen de la actividad de comercialización, así como un aumento progresivo de los tipos de interés que hacen que disminuya la rentabilidad del sector eléctrico en España, realizando un agregado para cada una para así compararlas entre sí.

Por lo que respecta al futuro de las comercializadoras libres no verticalmente integradas y teniendo en cuenta los aspectos más críticos de su modelo de negocio, podemos dar por descontados una subida de los tipos de sus costes financieros y un estrechamiento de sus márgenes (debido a la subida de los precios de la energía, la atonía de la demanda y el aumento de la morosidad). Todo ello lleva a que la viabilidad de la comercialización no verticalmente integrada en los próximos años (medio plazo) se pueda ver comprometida.

A un plazo más largo, se espera que la demanda eléctrica aumente de forma considerable, por la mayor penetración de la electricidad en el consumo energético final. Además, cabe pensar que el coste de la electricidad disminuya con los avances en las tecnologías renovables y de almacenamiento. De ahí que las conclusiones obtenidas en este trabajo deban ser contempladas con toda prudencia ante la elevada incertidumbre que rodea al futuro del sector eléctrico.

Investigaciones futuras

El trabajo realizado logra describir desde un punto de vista económico-financiero como son las rentabilidades de la comercialización del sector eléctrico, basándose en dos principales variables críticas como son el margen y el tipo de interés y teniendo en cuenta como se está presentando la situación económico-financiera dar unas previsiones de futuro para el sector. Sin embargo, a continuación, para concluir el Trabajo Fin de Grado, se sugieren líneas de investigación futuras para completar y mejorar el análisis de la viabilidad de la comercialización del sector eléctrico.

El intervalo temporal para el estudio empírico es de cinco años, es recomendable analizar la información financiera en los próximos años y calcular sus rentabilidades para realizar un seguimiento y ver que las predicciones futuras sobre la viabilidad del sector eléctrico y que sigan siendo relevantes en el futuro o si por el contrario han cambiado.

También podríamos realizar el estudio en vez de con ocho comercializadoras libres como se ha realizado, realizarlo con un número más elevado de comercializadoras para así poder tener una mayor visión global sobre la viabilidad de la comercialización energética eléctrica en España.

Por último, para concluir dicho trabajo un último campo para investigaciones futuras sería comparar la situación, es decir la viabilidad de comercialización en España con la de otros países de Europa, para así ver como varía la viabilidad de comercialización del sector eléctrico según la zona geográfica dentro de la propia comunidad europea.

5. BIBLIOGRAFÍA

CNMC. (2020). *Informe de supervisión de los mercados minoristas de gas y electricidad*. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Deloitte. (2020). *La actividad de comercialización de energía eléctrica en España*. Fundación Naturgy.

Diario oficial de la Union Europea. (2022). *Decisión (UE) 2022/589 de la Comisión de 6 de abril de 2022 por la que se establecen la composición y las disposiciones operativas para la creación del Grupo de Coordinación de la Comisión sobre Pobreza Energética y Consumidores Vulnerables*. DOUE.

Energía y Sociedad. (24 de Junio de 2022). *El mercado energetico*. Obtenido de El mercado minorista de energía eléctrica:
<https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/5-1-el-mercado-minorista-de-energia-electrica/>

Energía y Sociedad. (22 de Junio de 2022). *Manual de la energia*. Obtenido de La energia:
<https://www.energiaysociedad.es/pdf/documentos/manuales-energia/manual-electricidad.pdf>

Fundación Naturgy. (24 de Junio de 2022). *El comercio energetico*. Obtenido de La actividad de comercialización de energia electrica de España:
<https://www.fundacionnaturgy.org/>

Fundación Naturgy. (2020). *El sector eléctrico español en números*.

Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. (21 de Junio de 2022). *Estructura del sector electrico*. Obtenido de Estructura del sector:
<https://energia.gob.es/electricidad/Paginas/sectorElectrico.aspx#:~:text=El%20suministro%20de%20energ%C3%ADa%20el%C3%A9ctrica,y%20calidad%20que%20resulten%20exigibles.>

Zardoya Illana, J., & Chocarro de la Fuerte, A. (3 de Junio de 2016). Analisis de la viabilidad y comercializacion electrica. Obtenido de Analisis de la viabilidad y comercializacion electrica: https://www.pamplona.es/sites/default/files/2019-02/An%C3%A1lisis%20de%20viabilidad%20de%20una%20comercializadora%20el%C3%A9ctrica%20y%20sus%20posibilidades%20%28pdf%29_0.pdf

Normas legales

Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. BOE-A-1997-25340, de 28 de noviembre 1997. Accesible (<https://www.boe.es/eli/es/l/1997/11/27/54/con>)

Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. BOE-A-2000-24019, de 16 de enero 2001. Accesible (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2000-24019>)

Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. BOE-A-2007-13024, de 5 de Julio 2007. Accesible (<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2007-13024>)

Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico. BOE-A-2007-16478, de 19 de septiembre de 2007. Accesible (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2007-16478>)

Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico. BOE-A-2007-16478, de 19 de septiembre de 2007 Accesible (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2007-16478>)

Real Decreto 198/2010, de 26 de febrero, por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio. BOE-A-2010-4172, de 13 de marzo 2010. Accesible (<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2010-4172>)

Resolución de 9 de mayo de 2011, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación del sistema 14.3. "Garantías de Pago". BOE-A-2011-8780, de 20 de mayo 2011 Accesible (https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2011-8780).

Orden IET/843/2012, de 25 de abril, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2012 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial. BOE-A-2012-5527, de 26 de abril 2012. Accesible (<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2012-5527>).

Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. BOE-A-2013-13645, de 27 de diciembre de 2013 (<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2013-13645>)

Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica. BOE-A-2013-13767, de 30 de diciembre de 2013. Accesible (<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2013-13767>)

Páginas web consultadas

Baser. <https://www.basercor.es/es/>. (Último acceso 28 de Mayo de 2022).

Biblioteca de la Universidad de Oviedo. <https://buo.uniovi.es/>. (Último acceso 20 de Mayo de 2022).

Comision Nacional de los Mercados y la Competencia. <https://www.cnmc.es/> (Último acceso 23 de junio de 2022).

Comision Nacional del Mercado de Valores. <https://www.cnmv.es/portal/home.aspx> (Último acceso 23 de junio de 2022).

Curenergia. <https://www.curenergia.es/>. (Último acceso 22 de Mayo de 2022).

Endesa. <https://www.endesa.com/es> (Último acceso 22 de Junio de 2022).

Energia y Sociedad. <https://www.energiaysociedad.es/> (Último acceso 24 de Junio de 2022).

Energia XXI. <https://www.energiaxxi.com/hogares.html>. (Último acceso 22 de Mayo de 2022).

Factor energia. <https://www.factorenergia.com/es/>. (Último acceso 20 de Mayo de 2022).

Fenie energia. <https://www.fenieenergia.es/>. (Último acceso 20 de Mayo de 2022).

Fortia energia. <https://www.fortiaenergia.es/>. (Último acceso 20 de Mayo de 2022).

Fundacion Naturgy. <https://www.fundacionnaturgy.org/> (Ultimo acceso 21 de Junio de 2022).

Holaluz. https://holaluz.com/?_gl=1%2a1j65mfn%2a_up%2aMQ..&gclid=EAIaIQobChMI3Puxv_3V-AIV2fZRCh3kkg2DEAAYASAAEgJjOvD_BwE&gclsrc=aw.ds.
(Ultimo acceso 20 de Mayo de 2022).

Nexus energia. <https://www.nexusenergia.com/>. (Ultimo acceso 20 de Mayo de 2022).

Ministerio para la transicion ecologica y reto demografico.
<https://sede.miteco.gob.es/portal/site/seMITECO> (Ultimo acceso 21 de Junio de 2022).

SABI. <https://login.bvdinfo.com/R0/SabiNeo>. (Ultimo acceso 26 de Mayo de 2022)

Som energia. <https://www.somenergia.coop/>. (Ultimo acceso 20 de Mayo de 2022).

ANEXOS

ANEXO 1. PLANIFICACIÓN

Con el fin de determinar el alcance temporal de nuestro trabajo, hemos realizado un planing de las distintas tareas que se han llevado a cabo para ello, hemos entendido cada capítulo del proyecto como una tarea o actividad que realizar, en las que a su vez se incluyen diferentes tareas, como puede ser el aprendizaje sobre las diferentes temáticas, la recopilación de datos, el cálculo o la simulación de la rentabilidad y propiamente dicho la redacción del capítulo. Además, se ha añadido a parte de los capítulos del proyecto el de revisión y maquetado.

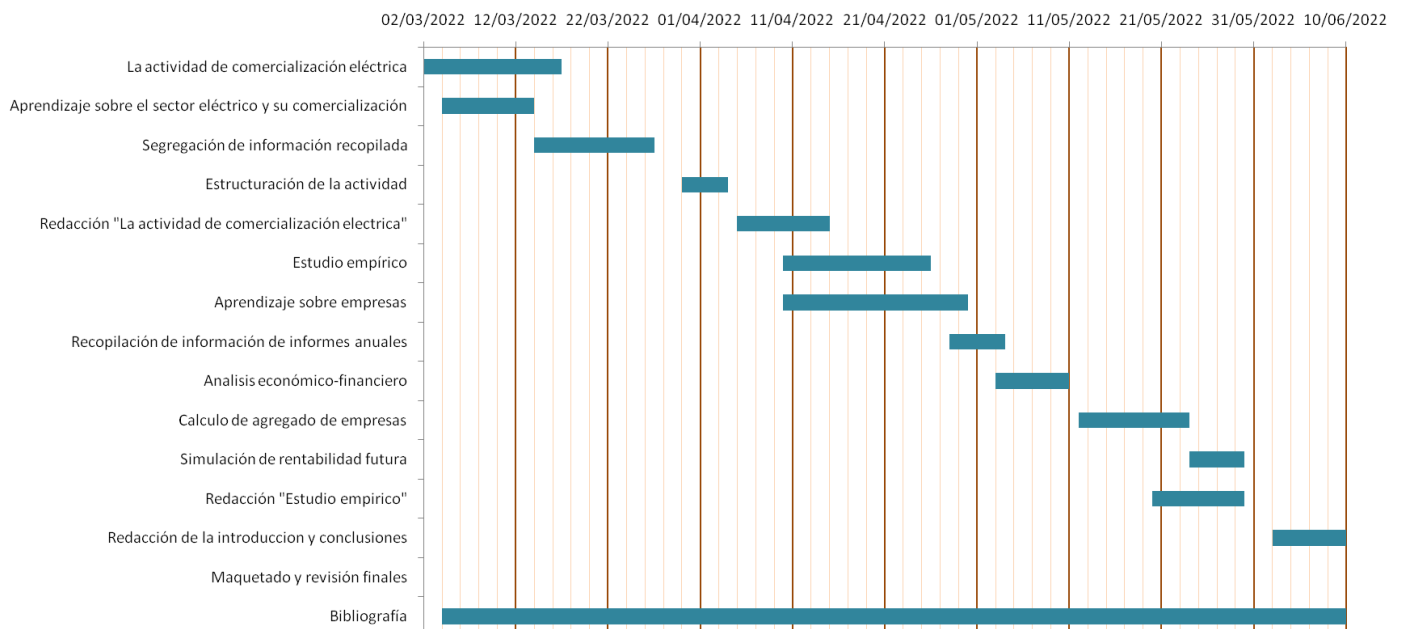
Tabla A.1.1 Planing de tareas.

	TAREA	DURACIÓN DÍAS	INICIO	FIN
1	La actividad de comercialización eléctrica	15	02/03/2022	17/03/2022
1.1	Aprendizaje sobre el sector eléctrico y su comercialización	10	04/03/2022	14/03/2022
1.2	Segregación de información recopilada	13	14/03/2022	27/03/2022
1.3	Estructuración de la actividad	5	30/03/2022	04/04/2022
1.4	Redacción "La actividad de comercialización eléctrica"	10	05/04/2022	15/04/2022
2	Estudio empírico	16	10/04/2022	26/04/2022
2.1	Aprendizaje sobre empresas	20	10/04/2022	30/04/2022
2.2	Recopilación de información de informes anuales	6	28/04/2022	03/05/2022
2.3	Análisis económico-financiero	8	03/05/2022	12/05/2022
2.4	Cálculo de agregado de empresas	12	12/05/2022	24/05/2022
2.5	Simulación de rentabilidad futura	6	24/05/2022	02/06/2022
2.6	Redacción "Estudio empírico"	10	20/05/2022	02/06/2022

3	Redacción de la introducción y conclusiones	8	02/06/2022	10/06/2022
4	Maquetado y revisiones finales	5	10/06/2022	15/06/2022
5	Bibliografía	104	04/03/2022	10/06/2022

Para poder representar las tareas secuencialmente se ha recurrido al uso de un diagrama de Gantt.

Gráfico A1.1 Diagrama de Gantt



La secuencia de las tareas nos refleja de manera real el proceso seguido. Como se puede observar el desarrollo de algunas de ellas no fue de manera lineal, si no que se desarrollan de manera simultánea, pudiendo empezar a la vez o con pocos días de diferencia.

ANEXO 2. PRESUPUESTO

Se ha realizado un presupuesto con el objetivo de reflejar los costes de la elaboración de este proyecto. Para la realización de este presupuesto se ha desglosado en una serie de capítulos atendiendo a la naturaleza de los gastos.

El primer capítulo corresponde al material físico empleado. Con el objetivo de reflejar correctamente el coste asignable a este proyecto, se ha establecido una vida útil, como se muestra a continuación.

Tabla A.2.1. Presupuesto parcial para capítulo 1 (material).

Material	Precio	Vida útil (años)	Amortización anual	Tasa de amortización anual	Cantidad consumida	Gasto
Lenovo ideapad 310	578€	4	25%	150€	0,42	63,00€
Huawei p30 lite	180€	2	50%	90€	0,42	37,80€
Monitor Xiaomi MI tv	299€	4	25%	74,75€	0,42	31,40€
					TOTAL	132,20€

Para realizar el presupuesto parcial correspondiente a este capítulo se tiene en cuenta la tasa de amortización anual como precio unitario (teniendo como unidad un año), y se calcula que se emplean 0,42 unidades, resultantes de dividir 5 meses entre los 12 que existen en un año.

El siguiente capítulo corresponde al coste de las tarifas contratadas. Se compone de dos partidas, siendo la más cuantiosa la correspondiente a la de llamadas e internet móvil. La segunda partida que compone este capítulo es la de fibra óptica.

Tabla A.2.2. Presupuesto parcial para el capítulo 2 (tarifas).

Servicio contratado	Precio al mes	Cantidad consumida	Gasto
Llamadas e internet móvil	35,99€	5	179,95€
Fibra óptica	17,99€	5	89,95€
		TOTAL	269,90€

El tercer capítulo refleja los gastos asociados a las licencias de software necesarias para el uso de los programas para la realización de dicho trabajo, se han empleado los programas Word, Excel y PowerPoint, pertenecientes a la licencia MS Office 365 y una cuenta de usuario para consultas ilimitadas en SABI para sacar los Excel de los informes financieros de las empresas.

Tabla A.2.3. Presupuesto parcial para el capítulo 3 (licencias y suscripciones).

Servicio contratado	Precio	Cantidad consumida	Gasto
MS Office 365	83,37€ al año	5 meses	37,52€
Cuenta SABI	225€ al mes	1 mes	225€
		TOTAL	262,52€

El último capítulo agrupa el trabajo realizado por el personal en el proyecto. Puesto que este trabajo de investigación consta de un único autor, el capítulo agrupa una sola partida correspondiente al trabajo de este. Para establecer el coste por hora, se ha consultado el coste por hora de un peritaje realizado por un ingeniero eléctrico, que varía entre 60 y 120 euros la hora. Teniendo en cuenta que el autor es estudiante de ingeniería eléctrica, se ha reducido el coste por hora a 17 euros.

Tabla A.2.4. Coste de mano de obra.

Servicio contratado	Precio hora	Cantidad consumida	Gasto
Estudiante de ingeniería eléctrica	17,00€	208 horas	3536,00€

Analizando una a una las tablas podemos concluir en el presupuesto final el resumen de los cuatro capítulos, donde se encuentra el importe total de cada capítulo, al cual se le añade un beneficio industrial del 10% y un IVA repercutido del 21%.

Capítulo	Importe
Material	132,20€
Tarifas	269,90€
Licencias y subscripciones	262,52€
Mano de obra	3536,00€
Beneficio industrial 10%	420,06€
IVA	970,34€
TOTAL	5591,02€

El presupuesto total asciende a la cantidad de CINCO MIL QUINIENTOS NOVENTA Y UN EUROS Y DOS CENTIMOS.