



Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales

Universidad de León

Grado en Finanzas

Curso 2021 /22

**Oferentes y demandantes del mercado mayorista eléctrico.
Situación económico-financiera mediante análisis
multivariante. (2020)**

(Suppliers and demanders of the wholesale electricity market. Economic-financial situation through multivariate analysis, 2020.)

Realizado por el alumno D. Diego González Brime

Tutelado por la Profesora D^a M. Eva Vallejo Pascual

León, junio de 2022

MODALIDAD DE DEFENSA:

Tribunal

Póster

ÍNDICE	Página
1. INTRODUCCIÓN.....	8
2. METODOLOGÍA.....	9
3. CONTEXTO HISTÓRICO Y ACTUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	10
3.1. HISTORIA DEL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA.....	10
3.1.1. Creación del sistema eléctrico, destrucción y reconstrucción. 1920-1960	10
3.1.2. Creación de los tres pilares energéticos. 1960-1973	11
3.1.3. Reestructuración completa del sector, nuevos horizontes. 1973-1985.....	13
3.1.4. Desregularización del sector y concentración de las empresas generadoras. 1985-2000.....	14
3.1.5. Liberalización del mercado y aumento de energías renovables. 2000- actualidad.....	15
3.2. FUNCIONAMIENTO DEL SECTOR ELÉCTRICO Y DEL MERCADO ELÉCTRICO EN ESPAÑA.	22
3.2.1. Diferencias entre generación y potencia eléctrica	22
3.2.2. Tipos de fuente de energía.....	23
3.2.3. Funcionamiento del sistema eléctrico español y sus agentes	28
3.2.4. Funcionamiento del mercado eléctrico español, sus agentes y sistema de fijación de precios.....	30
3.2.5. Sistema de fijación de precios en el mercado mayorista.....	31
3.3. EL SISTEMA MARGINAL DE PRECIOS COMO ASPECTO CLAVE DEL MERCADO	32
3.4. CRISIS ENERGÉTICA. COMO AFECTA A LOS OFERENTES Y DEMANDANTES DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO.	33
4. ANÁLISIS MULTIVARIANTE	34
4.1. INDIVIDUOS	34
4.1.1. Comercializadoras eléctricas o demandantes del mercado eléctrico mayorista.	34

4.1.2.	Generadores, productores u oferentes del mercado eléctrico mayorista. .	35
4.2.	VARIABLES	37
4.3.	ANÁLISIS DE COMPONENTES PRINCIPALES	40
4.3.1.	Comercializadoras eléctricas.	40
4.3.2.	Generadoras eléctricas.	43
4.4.	ANÁLISIS CLÚSTER	45
4.4.1.	Comercializadoras eléctricas	45
4.4.2.	Generadoras eléctricas	48
5.	DISCUSIÓN	51
6.	CONCLUSIONES	53
7.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	55
8.	ANEXOS	60

ÍNDICES DE TABLAS	Página
Tabla 3.1. Potencia eléctrica instalada en España durante los años 1950 hasta 1983	12
Tabla 3.2. Evolución en la potencia eléctrica instalada en España 1990-2020	17
Tabla 3.3. Evolución del número de generadores y comercializadores eléctricos 2008-2020	21
Tabla 3.4. Tabla comparativa entre la potencia eléctrica instalada en España y la estructura de generación en el año 2021	22
Tabla 3.5. Potencia eólica instalada y acumulada en el año 2020	23
Tabla 3.6. Reactores nucleares construidos en España, año de cierre o año estimado... 25	
Tabla 4.1. ACP. Datos prueba KMO y Bartlett sobre comercializadoras eléctricas	40
Tabla 4.2. ACP. Varianza total explicada sobre las comercializadoras eléctricas	41
Tabla 4.3. ACP. Comunalidades sobre las comercializadoras eléctricas	41
Tabla 4.4. ACP. Matriz de componentes sobre las comercializadoras eléctricas	42
Tabla 4.5. ACP. Datos prueba KMO y Bartlett sobre sobre los generadores	43
Tabla 4.6. ACP. Varianza total explicada sobre los generadores.....	43
Tabla 4.7. ACP. Comunalidades sobre los generadores.....	44
Tabla 4.8. ACP. Matriz de componentes sobre los generadores	44
Tabla 8.5. ANEXO V. Estadísticos descriptivos variables comercializadoras eléctricas	64
Tabla 8.6. ANEXO VI. Estadísticos descriptivos variables productores eléctricos.....	64

ÍNDICES DE ILUSTRACIONES	Página
Ilustración 3.1. Evolución de la potencia hidráulica instalada en España. Años 2010-2021	26
Ilustración 3.2. Esquema del sistema eléctrico actual.	28
Ilustración 3.3. Evolución de la ratio de interconexión en Europa entre 2011 y 2020... ..	29
Ilustración 3.4. Mercados eléctricos regionales en Europa.	30

ÍNDICES DE GRÁFICOS	Página
Gráfico 3.1. Concentración de las empresas generadores en España entre 1988 y 1997	15
Gráfico 3.2. Evolución en la estructura de generación entre las fuentes renovables y no renovables. Años 2010 - 2021	17
Gráfico 3.3. Déficits y superávits del sistema eléctrico español. Años 2000-2018	18
Gráfico 8.1. ANEXO II. Clúster empresas generadoras del mercado eléctrico	61
Gráfico 8.2. ANEXO IV. Clúster empresas comercializadoras eléctricas	63

ÍNDICES DE CUADROS	Página
Cuadro 8.1. ANEXO I. Empresas generadoras del mercado eléctrico.....	60
Cuadro 8.2. ANEXO III. Empresas comercializadoras del mercado eléctrico.....	62

RESUMEN

El mercado mayorista eléctrico es el principal punto de partida para la posterior comercialización y venta de suministro eléctrico hacia las diferentes economías domésticas e industriales. Hay multitud de agentes que intervienen, regulan y supervisan este mercado, pero dos de ellos son fundamentales para su funcionamiento al igual que en cualquier otro: los oferentes y los demandantes.

El mercado mayorista forma parte del sistema eléctrico español, de unas dimensiones y complejidad desconocidas para gran parte de la población. A través del presente trabajo se busca detallar los acontecimientos claves que han llevado al sistema eléctrico desde su comienzo hasta la actual situación, explicando las claves y diferencias entre el flujo físico de la electricidad y la parte intangible del proceso, conformada principalmente por el mercado mayorista eléctrico.

Tras explicar el contexto actual y las diferencias entre los oferentes y generadores, mediante técnicas de análisis multivariante se resaltarán las diferencias y similitudes económico-financieras que existen entre ambos agentes. Los datos obtenidos serán contrastados junto con otros trabajos e informes de actualidad para concluir no solo las diferencias actuales, también los potenciales cambios que pueden sobrevenir en el mercado mayorista eléctrico.

Palabras clave: Mercado eléctrico, sistema eléctrico español, análisis multivariante, productores eléctricos, comercializadoras eléctricas.

ABSTRACT

The wholesale energy market is the main starting point for the subsequent commercialization and sale of electricity supply to the different domestic and industrial economies. There are a multiple agents that involved, regulate and supervise this market, but two of them are fundamental for its operation as in any other market: the suppliers and the demanders.

The wholesale market is part of the Spanish electricity system, whose dimensions and complexity are unknown to a large part of the population. The scope of this paper is to detail the key events that have led the electricity system from its inception to the current situation, explaining the keys and differences between the physical flow of electricity and the intangible part of the process, consisting mainly of the wholesale electricity market.

After explaining the current context and the differences between suppliers and generators, using multivariate analysis techniques, the differences and economic-financial similarities between both agents will be highlighted. The data obtained will be contrasted with other current works and reports in order to conclude not only the current differences, but also the potential changes that may happen in the wholesale energy market.

Keywords: Energy market, Spanish electricity system, multivariate analysis, electricity producers, electricity traders.

1. INTRODUCCIÓN

Durante la última década en España se ha observado un aumento considerable de las empresas comercializadoras eléctricas, así como de generadores eléctricos debido en gran medida al abaratamiento de las energías renovables. La proliferación de este tipo de empresas será cada vez más habitual durante los próximos años, especialmente en el ámbito de las comercializadoras eléctricas (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 2021). En términos económicos podemos distinguir a las comercializadoras como demandantes dentro del mercado eléctrico al tratarse de las empresas que median entre el mismo mercado y el consumidor final, mientras que los generadores eléctricos son aquellos mediante el empleo de centrales de generación ofertan su producción energética en este mercado (Ferreira, 2021). Junto con otros agentes que se describirán a lo largo del trabajo conforman el actual sector eléctrico. La finalidad de este trabajo es analizar las ratios económico-financieros de los oferentes y demandantes del mercado eléctrico empleando métodos de análisis multivariante que nos permita comprender cuales son las diferentes y similitudes de los dos agentes del mercado eléctrico.

Previo a dicho análisis es necesario conocer la historia y la evolución del sector eléctrico en España para poder contextualizar la situación actual.

Los objetivos generales del siguiente trabajo son:

- Describir la evolución del sector eléctrico en España desde sus comienzos en el siglo XX hasta la actualidad.
- Pormenorizar la legislación más importante que ha influido en el sector, especialmente en las tres últimas décadas.
- Exponer y explicar el actual funcionamiento del mercado eléctrico en la península ibérica y el sistema de fijación de precios.

Los objetivos específicos por desarrollar son los siguientes:

- Analizar los estados económico-financieros de los generadores eléctricos u oferentes y de los demandantes eléctricos o demandantes mediante el empleo de técnicas estadísticas multivariante con métodos de interdependencia.
- Explicar los resultados obtenidos y contrastar cuales son las principales diferencias entre ambos.

2. METODOLOGÍA

Con el fin de cumplir los objetivos señalados, la metodología empleada se basa en el análisis estadístico multivariante de determinadas ratios económicas y financieras de los generadores eléctricos inscritos como agentes en el OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía) por una parte y de las empresas inscritas con el CNAE 3514 (Comercio de Energía Eléctrica) tratándose estas mismas de las comercializadoras eléctricas.

Los datos se han recogidos a través de la base de datos SABI, teniendo solo en cuenta aquellas empresas en activo que presenten los datos de balances actuales y cumplan determinados criterios explicados en el apartado de metodología.

La adecuada aplicación de las técnicas estadísticas descritas supone en primer lugar, realizar una adecuada exposición del contexto nacional e internacional que implica a los individuos mencionados, por ello se considera necesario conocer la evolución histórica del sistema eléctrico, la actual estructura de generación y potencia instalada en España, las particularidades de las tecnologías empleadas para la generación por parte de los productores eléctricos, el funcionamiento del sistema eléctrico desde la generación al consumo y el funcionamiento del mercado mayorista eléctrico, lugar donde confluyen los dos agentes protagonistas de este trabajo.

Se distinguen dos grupos definidos donde se aplicará las diferentes técnicas estadísticas, siendo los generadores eléctricos u oferentes y las comercializadoras eléctricas o demandantes. Mediante el análisis de componentes principales se reducirá el número de variables a un máximo de tres factores, las cuales serán empleadas para un posterior análisis de agrupamiento de individuos que nos facilitará comprender las diferencias y similitudes de los individuos que conforman cada grupo.

Los resultados obtenidos serán contrastados y comentados respecto a otros trabajos similares realizados por diferentes autores, de forma que se permita extraer una serie de conclusiones con la mayor precisión posible teniendo en cuenta el contexto actual.

Las referencias bibliográficas empleadas junto con los anexos completan toda la información necesaria.

3. CONTEXTO HISTÓRICO Y ACTUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO

3.1. HISTORIA DEL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA

Durante las siguientes páginas, se explicará cuál ha sido la evolución del sector eléctrico desde comienzos del siglo XX hasta la actualidad, y especialmente del mercado eléctrico desde la integración de España en la Unión Europea. De esta forma se podrá comprender con más detalle cual es la situación actual de los dos protagonistas de este trabajo.

3.1.1. Creación del sistema eléctrico, destrucción y reconstrucción. 1920-1960

La creación y articulación del sistema eléctrico español comienza durante el gobierno de Primo de Rivera entre los años 1923 y 1930. Durante este periodo y dentro de un nacionalismo económico se promovió el consumo interno con una gran inversión pública en el tejido industrial y también con la finalidad de dejar de depender de otros países en este campo. A través del Consejo de Economía Nacional se crearon importantes empresas como la Compañía Telefónica Nacional de España, que junto con las diferentes instalaciones de radiodifusión supuso un crecimiento reseñable en este campo. Respecto al sector eléctrico realizaron fuertes inversiones en infraestructuras hidráulicas que supondrían la mayor fuente de generación eléctrica de España durante los siguientes 40 años (Espejo Marín y García Marín, 2010).

Durante la Guerra Civil Española y como sucedió en cualquier contienda militar moderna del siglo XX, las infraestructuras eléctricas tanto de generación como de distribución fueron objeto de ataque de los diferentes bandos con el propósito de mermar la capacidad militar del enemigo (Marcos Fano, 2012). Un gran número de estas infraestructuras que se crearon apenas una década antes, fueron destruidas durante los tres años que duró el conflicto. Los años de posguerra se vieron marcados por una reducción en la capacidad de producción eléctrica que dio lugar a situaciones complicadas. Un ejemplo fue lo acontecido durante los años 1944 y 1945, donde nos encontramos con un país dependiente de la energía hidroeléctrica, con las infraestructuras dañadas y condicionando con un fuerte periodo de sequía, siendo incapaz de cubrir la demanda eléctrica. Hasta la entrada de los años cincuenta no se volvió a cubrir parte de la demanda gracias a la apertura de nuevas centrales hidroeléctricas, fruto del Plan Nacional de Obras Hidrográficas de 1940. A

mediados de los años cuarenta se creó la empresa de Unidad Eléctrica SA con el objetivo de concentrar las principales empresas productoras eléctricas de España bajo una sola que gestionara la estructura de generación de forma diaria al decidir que centrales debían de funcionar y en qué momento, además de garantizar la interconexión regional y la correcta distribución de la electricidad en toda la nación.

Entrada la década de los años cincuenta nos encontramos con la creación de las Tarifas Tope Unificadas (TUU) por la cual se fijaba el precio a partir del propio coste de generación, añadiendo nuevas variables en su cálculo que incluían diferentes factores como la eficiencia de la central y el lugar de generación, además de añadir compensaciones para favorecer el uso carbón nacional y otros suministros especiales (Salas, 1979), de esta forma se optimiza el sistema de tarificación repercutiendo al consumidor final un precio más cercano al coste real de generación.

Continuando con el Plan Nacional de Obras Hidrográficas (Costa Campi, 2016), durante esta década España pasó de disponer de 1.906 Mw de potencia hidroeléctrica instalada a más del doble, con 4.600Mw de potencia en el año 1960. Esto reforzó e impulsó el principal pilar energético de España entorno a la energía hidroeléctrica. De forma paralela se buscó reforzar el sistema eléctrico mediante el uso carbón al aprovechar de una forma cercana y optima los recursos naturales con los que cuenta España, especialmente en el noroeste peninsular. Por este motivo se impulsó la creación y desarrollo de más de una docena de centrales térmicas basadas en el uso de carbón nacional y otros fuelóleos exportados (Marcos Fano, 2012) con el propósito de reforzar la demanda eléctrica a través de dos pilares energéticos: la energía hidroeléctrica y térmica.

3.1.2. Creación de los tres pilares energéticos. 1960-1973

La década de los años sesenta estuvo acompañada de un fuerte crecimiento en la economía española debido a las medidas adoptadas en el Plan de Estabilización de 1959 al liberalizar parte de la economía y fomentar la inversión externa (Asociación Española de la Industria Eléctrica., 2005). Todo ello con la garantías de disponer de suficiente capacidad de generación eléctrica para el incremento de demanda previsible que acontecería durante este periodo de impulso económico. Durante esta década se comenzó a planificar el uso de la energía nuclear como el tercer pilar energético de la nación y el principal con un horizonte temporal inferior a dos décadas, con la intención de superar en

potencia instalada tanto a la energía hidroeléctrica como a las centrales térmica. El objetivo final era disponer de 22.000MW de potencia instalada a finales de los años ochenta, articulándose mediante la instalación de entre 40 y 60 reactores nucleares distribuidos en un mínimo de 30 centrales nucleares (Rubio-Varas y De la Torre, 2014).

Tabla 3.1. Potencia eléctrica instalada en España durante los años 1950 hasta 1983

Año	Potencia hidroeléctrica	Potencia térmica/carbón	Potencia nuclear	Potencia total instalada
1940	1.350	381		1.731
1941	1.355	385		1.740
1942	1.376	395		1.771
1943	1.408	410		1.818
1944	1.412	415		1.827
1945	1.458	418		1.876
1946	1.500	437		1.937
1947	1.662	450		2.112
1948	1.756	478		2.234
1949	1.890	591		2.481
1950	1.906	647		2.553
1951	1.986	674		2.660
1952	2.192	771		2.963
1953	2.527	775		3.302
1954	2.553	883		3.436
1955	3.200	903		4.103
1956	3.659	1.063		4.722
1957	3.900	1.610		5.510
1958	4.195	1.878		6.073
1959	4.436	1.948		6.384
1960	4.600	1.967		6.567
1961	4.768	2.242		7.010
1962	5.190	2.298		7.488
1963	5.895	2.492		8.387
1964	7.020	2.706		9.726
1965	7.193	2.980		10.173
1966	7.680	3.457		11.137
1967	8.227	4.671		12.898
1968	8.543	5.292	153	13.988
1969	9.335	6.165	153	15.653
1970	10.883	6.888	153	17.924
1971	11.057	7.403	613	19.073
1972	11.136	9.615	1.120	21.871
1973	11.470	10.617	1.120	23.207

Fuente: UNESA. Elaboración propia.

3.1.3. Reestructuración completa del sector, nuevos horizontes. 1973-1985

A lo largo de la década de los años sesenta ocurren diversos acontecimientos que afectan a la estructura de generación planificada en la década anterior. Por una parte, tenemos la crisis del petróleo de 1973 en un momento donde el fuelóleo representaba el 33% de la energía eléctrica generada (Costa Campi, 2016), la cual ocasiona una alta volatilidad en su precio y propicia que los países europeos fueran más reacios con esta materia prima y buscaran otras alternativas. En el caso de España supuso la creación del “primer” Plan Energético Nacional en 1975, el cual estimaba la demanda eléctrica en función de la variación del PIB, se fomentaba un mayor uso del carbón nacional como energía térmica y reforzaba a la energía nuclear como tercer pilar energético a nivel nacional.

Este plan fue en primera instancia, un fracaso al implicar un gran sobrecoste la adopción de la energía nuclear, por lo que tres años después se remodeló completamente el plan energético tras la entrada a la democracia en España mediante el Plan Energético Nacional de 1978. Con este nuevo plan se impulsó un incremento de las centrales térmicas de carbón al ser más baratas y eficientes, además de planificar la construcción de 5000 MW de potencia nuclear en un corto periodo de tiempo. Este esfuerzo recayó en las principales compañías eléctricas y fue financiado principalmente mediante capital privado. Durante el periodo de adopción nuclear la peseta sufrió una fuerte devaluación, haciendo que los costes de inversión aumentaran considerablemente al tener que exportar gran parte de la tecnología del extranjero. Pese a esta situación, las principales compañías involucradas siguieron adelante con el proyecto hasta la llegada de Felipe González al poder en 1982, donde se puso fin a la tecnología nuclear y se paralizó la construcción de cinco centrales nucleares, perjudicando a los inversores implicados.

Durante su gobierno se dio salida al Plan Energético Nacional de 1983 con un modelo de demanda eléctrico más eficiente y concentrando un mayor peso en las centrales térmicas de carbón según lo planeado en los anteriores planes. Se fomentó el uso de carbón nacional a pesar de ser menos competitivo que el extranjero, trasladando los sobrecostes a la tarifa eléctrica del consumidor final.

Otra de las medidas para reducir el coste del transporte eléctrico fue la unificación del parque eléctrico en menos compañías eléctricas de las que existían en ese momento y la nacionalización del todo el tendido eléctrico entorno a Red Eléctrica Española en 1985.

Antes de esta unificación el tendido eléctrico era propiedad de cada compañía eléctrica. Esta medida fue tomada con la intención de erradicar los monopolios verticales regionales, donde la propia compañía que generaba la potencia la distribuía única y exclusivamente a través de su tendido eléctrico, limitando la entrada a las compañías de menor tamaño.

3.1.4. Desregularización del sector y concentración de las empresas generadoras. 1985-2000

En 1985 se produce la entrada de España en la Comunidad Económica Europea. Esto conlleva diversos cambios en la legislación del sector eléctrico con el fin de liberalizarlo, al ser este uno de los requisitos de entrada para formar parte de dicha unión económica. Los principales cambios legislativos se producen dentro del Marco Legal Estable (MLE) mediante el R.D. 1538/1987.

Los objetivos principales del MLE fueron los siguientes: constituir un marco de referencia estable al sistema de ingresos de las compañías del sector eléctrico, fomentar la eficiencia en el sector energético a través de la incorporación de incentivos, reducir la incertidumbre tanto en la gestión como respecto a las decisiones de inversión de los agentes en el sector, garantizar la recuperación de estas inversiones, mejorar la planificación del desarrollo del sistema eléctrico.

Este proceso mejoró el sector eléctrico y permitió a las productoras eléctricas disponer de un menor temor a realizar inversiones al disponer de una retribución fija que garantice determinados ingresos sin importar la generación y/o demanda.

Todas estas medidas motivaron un escenario donde las principales compañías eléctricas del país se unieron para hacer frente a inversiones de mayor tamaño y disponer de una mayor estabilidad económica y financiera. La primera unión se dio por parte Endesa con la Compañía Sevillana de Electricidad, FECSA, ENHER, ERZ y Viesgo formando el grupo Endesa, el más grande del momento y hasta la fecha con el 46% del mercado en 1998. Se continuó con la unión de Hidroeléctricas Españolas e Iberduero formó Iberdrola concentrando el 38% del mercado de producción eléctrica en 1998. Unión Fenosa e Hidrocantábrico fueron las dos únicas empresas que no se fusionaron durante dicho proceso. En el siguiente gráfico se recoge la evolución y concentración de las principales empresas.

Gráfico 3.1. Concentración de las empresas generadoras en España entre 1988 y 1997



Fuente: REE (Red Eléctrica Española). Elaboración por María Teresa Costa Campí, 2016.

Esta consolidación empresarial permitió la instalación de mayor potencia eléctrica disponer de mejores balances y capacidad de inversión. En poco más de una década se consiguió duplicar la potencia nacional con la instalación masiva de centrales de cogeneración y parques eólicos, inversiones que realizaron las cuatro principales empresas.

Además, durante los años noventa se da paso a la primera etapa de liberalización del sector eléctrico (Hernández-Canut Cano, 2019). La lenta adaptación a los requisitos de la UE comenzó con la ley 54/1997, más de una década después de la entrada en la CEE. La finalidad era lograr una completa liberalización del sector acorde a lo exigido por la Unión Europea antes del 2007, siendo el principal escollo la existencia de tarifas reguladas para aquellos consumidores que no querían entrar en el mercado libre. Estas tarifas se estimaban en base al coste de administración, acceso y adquisición, siendo el precio de adquisición considerado por el Gobierno, pudiendo incurrir en diferentes errores de estimación.

3.1.5. Liberalización del mercado y aumento de energías renovables. 2000-actualidad

Durante el comienzo de década y en consonancia con las demandas sociales, se produce diferentes inversiones en energías renovables que se articularán mediante dos planes energéticos, siendo el primero el Plan de Energías Renovables 2005-2010 (Ministerio de

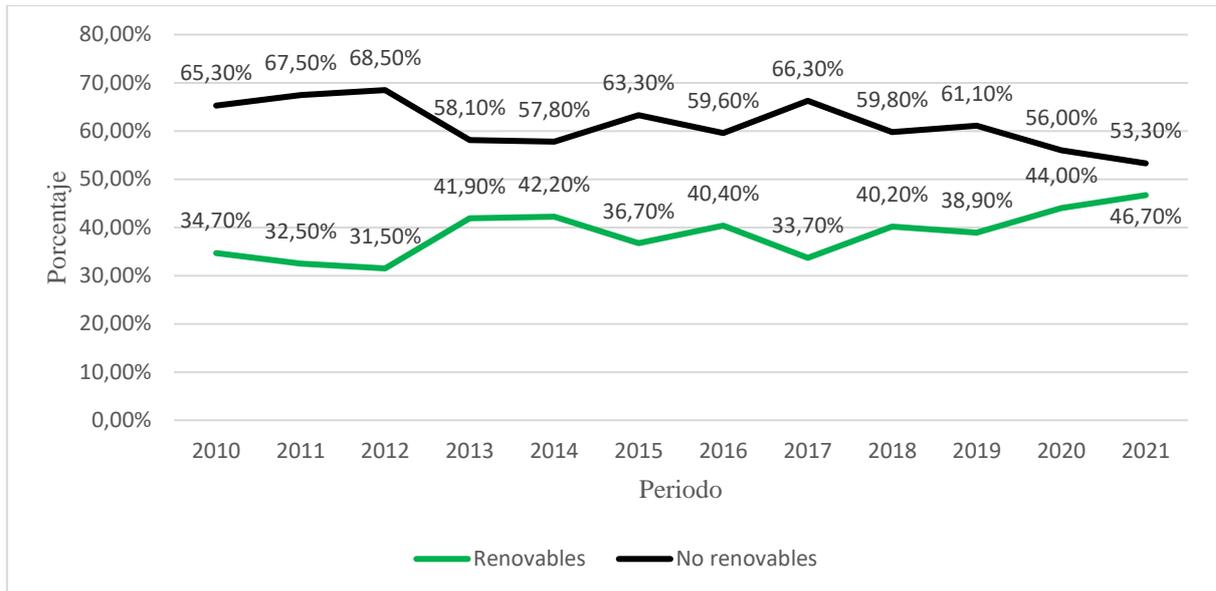
Industria Comercio y Turismo, 2005) por la que el Gobierno lanza una serie de medidas con el objetivo de instalar 20.000 MW de potencia eólica en un horizonte inferior a cinco años, además de lograr que las energías renovables supusieran el 30% de la energía generada en España. Ambos objetivos se lograron al conseguir 19.560 MW de potencia eólica instalada en 2010 respecto a los 9.910MW de 2005, duplicando la cifra en apenas cinco años, además de lograr que el 33,2% de la energía generada en 2010 se obtuviera de fuentes renovables, principalmente eólica e hidráulica.

Este plan energético impulsó a España como país referente en la instalación y utilización de energía eólica y energías renovables. En cambio, los detractores de este plan critican la temprana adopción de la energía eólica cuando sus costes no compensaban la potencia generada, llegando a generar una burbuja que no justificada la alta inversión realizada sobre esta tecnología (Navarro, 2019).

Tras finalizar con éxito el primer plan energético, se crea el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (Ministerio de Industria Comercio y Turismo, 2010) con un horizonte temporal mayor, de 2011 a 2020 y diferentes objetivos marcados. Uno de cuales consistía en aumentar los 20.000MW de potencia eléctrica eólica del plan anterior a 35.000MW mediante la construcción de nuevos parques eólicos. También se busca fomentar una mayor diversificación de las fuentes de energías renovables para que toda la estructura de generación renovable no recaiga mayoritariamente en los parques eólicos. De esta forma, se busca reforzar la energía hidráulica e incentivar la instalación de paneles fotovoltaicos debido al aumento del retorno energético que proporciona esta fuente en los últimos años gracias a las mejoras tecnológicas (Shafqat et al., 2018). Todas estas medidas se alineaban con el objetivo de lograr que al menos la mitad de energía generada en España fuera de origen renovable.

En 2020 la potencia eólica instalada a alcanzado la cifra de los 27.745W, situándose en un punto intermedio entre el origen de partida y los objetivos marcados por el plan. Sin embargo, se produce un gran incremento en instalaciones solares fotovoltaicas, pasando de 3.838W en 2010 a alcanzar los 11.684W diez años después, triplicando sus instalaciones en este periodo. Todas estas medidas consiguen cambiar la estructura de generación hacia fuentes de origen renovable, información que se recoge en el siguiente gráfico:

Gráfico 3.2. Evolución en la estructura de generación entre las fuentes renovables y no renovables. Años 2010 - 2021



Fuente: REE. Elaboración propia.

A pesar de no haber alcanzado el objetivo de lograr un 50% de generación limpia, la tendencia es clara y durante los próximos años es probable que se logre alcanzar, especialmente con el cierre de las centrales térmicas de carbón y la moratoria completa de la energía nuclear marcada al final de esta década. En la siguiente tabla podemos contrastar esta tendencia con la evolución de la potencia eléctrica instalada en España.

Tabla 3.2. Evolución en la potencia eléctrica instalada en España 1990-2020

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020
Hidráulica	16.221	16.517	16.728	16.963	17.107	20.325	20.429
Carbón	10.243	10.310	11.049	10.910	11.342	10.936	5.733
Nuclear	7.329	7.391	7.677	7.597	7.515	7.573	7.117
Eólica	0	97	1.829	9.654	19.715	23.003	27.497
Ciclo combinado	0	0	0	11.992	26.573	26.670	26.250
Fuel y gas	7.259	7.247	7.521	6.370	4.698	2.490	1.918
Solar fotovoltaica	0	0	2	43	3.838	4.667	11.684
Otras fuentes	755	2.349	5.788	8.336	10.632	10.523	10.189
Potencia total	41.807	43.911	50.594	71.865	101.420	106.187	110.817

Fuente: REE y UNESA. Elaboración propia.

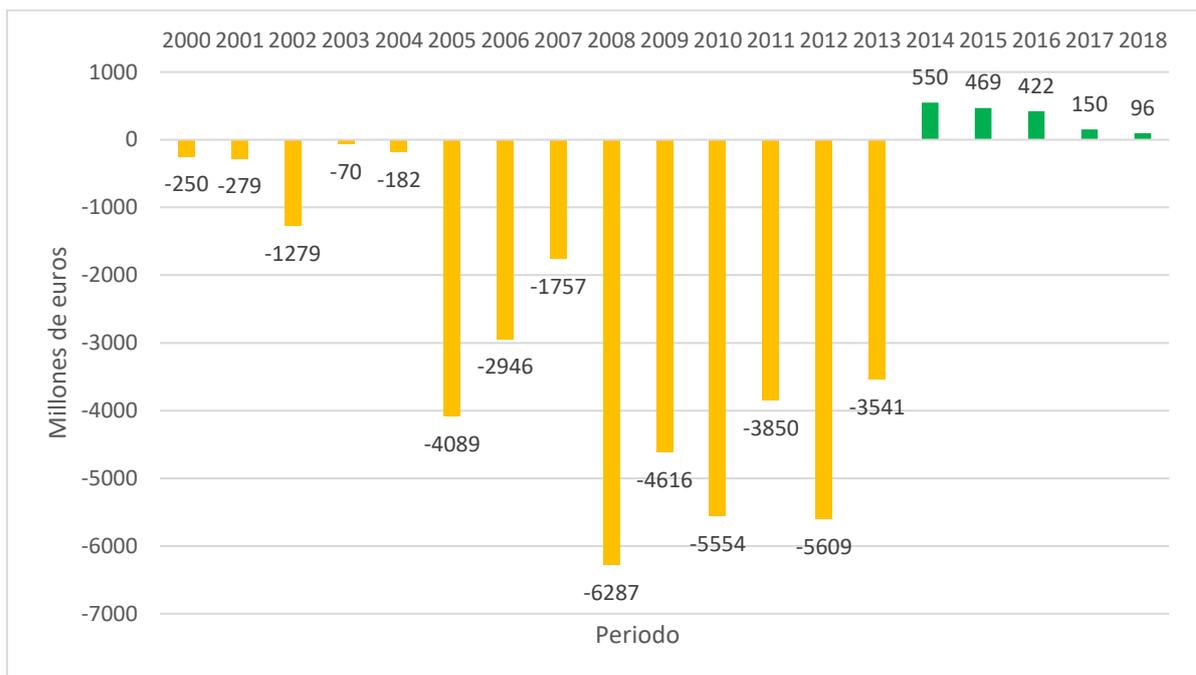
En este periodo de tiempo casi se ha triplicado el total de potencia eléctrica y en consonancia con lo anteriormente comentado, han aumentado de forma considerable todas las fuentes de energía renovables, especialmente durante los últimos quince años.

También destaca la inversión en las centrales de ciclo combinado coincidiendo con la etapa de crecimiento económico en España; se construyeron un total de 35 centrales térmicas con 67 unidades de ciclo durante los años 2002 y 2011 (Morales, 2021).

De forma paralela y en pleno proceso de liberalización del mercado eléctrico, a comienzos del año 2000 nos encontramos con la segunda etapa de liberalización gracias a la Ley del Sector Eléctrico 54/1997 anteriormente comentada, la cual reconoce la independencia para operar en las fases de generación, comercialización, transporte y distribución. Esto permite un ligero crecimiento de las comercializadoras eléctricas durante principios de la misma década, pese ello el sistema eléctrico español se encuentra en un déficit tarifario debido a la diferencia entre los ingresos obtenidos por los consumidores y los costes regulados por el suministro de electricidad que reconoce el gobierno en las diferentes áreas del sistema eléctrico.

Esta situación estuvo presente durante los años 2000 hasta el año 2014 y fue paliando mediante diversas modificaciones legislativas, especialmente la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico. De esta forma se desregularizan parte de los costes y se limita el desajuste por déficit de ingresos a un máximo del 2% de los ingresos estimados para ese ejercicio (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 2020).

Gráfico 3.3. Déficit y superávits del sistema eléctrico español. Años 2000-2018



Fuente: CNMC. Elaboración propia.

En 2009 y continuando con el proceso de liberalización del mercado eléctrico, se crea la Tarifa de Último de Recurso (TUR) debido a la desaparición de las anteriores tarifas reguladas. Esta no deja de ser una tarifa con un precio completamente fijado por el Gobierno de España, pero dispone su comercialización a las compañías reconocidas como *Comercializadoras de Último Recurso*, las cuales pueden proveer esta tarifa regulada. Esta tarifa estuvo vigente hasta mediados del 2014 cuando fue remplazada por la conocida actualmente como tarifa *Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor* (PVPC), tarifa regulada y limitada para particulares al no poder ofrecer una potencia superior a los 10kW. Esta tarifa regulada ha sufrido ligeros cambios, pero el más importante ocurre en el año 2021 (Red Eléctrica Española, 2021a) con el objetivo de limitar y reducir el consumo eléctrico al aplicar en todas las tarifas PVPC una discriminación horaria de tres periodos: periodo de punta con un mayor costes y cargos regulados al coincidir con el pico de mayor consumo en la red eléctrica, periodo llano con unos costes intermedios que coincide con el periodo de actividad media-baja en la red y por último el periodo valle, siendo el que menores costes regulados tiene al encontrarse en periodos de baja actividad en la red.

Al igual que sucedía con la TUR, las tarifas PVPC solo pueden ser distribuidas por las siguientes compañías (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 2022b):

- Baser Comercializadora de Referencia, SA: Es la comercializadora para tarifas PVPC de la empresa Energías de Portugal (EDP), siendo la comercializadora principal en el Principado de Asturias y la Comunidad de Cantabria, también con presencia en determinados municipios de la provincia de Lugo, Burgos y Palencia.
- Energía XXI Comercializadora de Referencia S.L.U: Es la comercializadora PVPC de la compañía Endesa, su principal presencia se encuentra en Andalucía, Comunidad de Aragón, Cataluña, Islas Baleares e Islas Canarias.
- Teramelcor SL: Comercializadora de referencia independiente de las principales compañías eléctrica cuya área de actuación es la Ciudad Autónoma de Melilla.
- Comercializador de Referencia Energético S.LU: Perteneciente al grupo CHC es una de las comercializadoras de PVPC más reciente y la sexta por número de clientes en 2021, surgió como una escisión de EDP.

- REGSITI Comercializadora Regulada S.L.U: Se trata de la comercializadora PVPC del grupo Repsol, con una presencia muy diluida a lo largo de toda la península.
- Comercializadora Regulada Gas & Power S.A: En este caso es la comercializadora PVPC de la empresa Naturgy. Su presencia se concentra en Galicia, Toledo, Ciudad Real, Soria y en algunos municipios de León, Zamora, Guadalajara, Madrid y Cuenca.
- Curenergia Comercializador de Último Recurso S.A.U: Otra de las más importantes al tratarse de la comercializadora PVPC del grupo Iberdrola. Tiene presencia en diversas Comunidades Autónomas como Castilla y León, País Vasco, Navarra, La Rioja, Comunidad Valenciana, Murcia y parte de Castilla La Mancha.
- Energía Ceuta XXI Comercializadora de Referencia S.A.: Del mismo modo que ocurría en Melilla, la Ciudad Autónoma de Ceuta cuenta también con su propia comercializadora PVPC independiente.

Existen en total ocho compañías con reconocimiento para distribuir la única tarifa regulada del mercado eléctrico, pese a ello en marzo de 2022 (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 2022a) el 40% de los consumidores eléctricos optaba por esta tarifa mientras que el 60% se decantaba por las tarifas de libre mercado. Si estos datos los comparamos con los mostrados en 2015, los consumidores que se acogían a la tarifa regulada representaban el 52%, habiendo bajado 12 puntos en este periodo, mientras que los que se encontraban con tarifas de libre mercado han pasado del 48% a más del 60%.

Nos encontramos entonces ante un mercado eléctrico donde los consumidores por diversos motivos como la fijación de precios y en general, la flexibilidad de tarifas, hacen que cada vez opten con mayor frecuencia por las tarifas de libre mercado, las cuales también son ofrecidas por las compañías que cuenta con comercializadoras PVPC.

Este cambio de tendencia de los consumidores a las tarifas de libre mercado se plasma con el aumento de comercializadoras eléctricas registradas en la CNMC en la última década. En 2020 existen cerca de 400 empresas comercializadoras, operando la mayoría de ellas con tarifas de libre mercado.

El siguiente cuadro resume cual ha sido la evolución de los generadores y comercializadores eléctricos en los últimos 12 años (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 2021)

Tabla 3.3. Evolución del número de generadores y comercializadores eléctricos 2008-2020

Año	Generadores	Comercializadoras
2008	111	60
2009	112	102
2010	78	133
2011	75	142
2012	77	175
2013	78	207
2014	81	246
2015	86	278
2016	89	310
2017	87	330
2018	92	355
2019	101	370
2020	108	390

Fuente: CNMC. Elaboración propia.

En el caso de las empresas generadoras hay una ligera reducción del número de agentes generadores durante los años 2009 al 2013. Esto coincide con el periodo de crisis, el cual provocó que numerosas empresas, especialmente aquellas que hicieron una fuerte inversión en campos eólicos, desaparecieran, se fusionaran o fueran absorbidas por otras empresas generadoras más grandes para hacer frente a una económica delicada. En cambio, a partir del año 2015 y coincidiendo con el abaratamiento de la tecnología fotovoltaica, aumenta de nuevo el número de generadores eléctricos, incrementándose desde 2014 hasta 2020 un 33,3% el número de empresas generadoras.

Si observamos las comercializadoras, el número de empresas registradas no ha hecho más que aumentar durante los doce años, con un promedio de crecimiento anual durante el periodo de observación del 18%, cifra significativamente superior al de las empresas generadoras y con una tendencia clara a seguir aumentando. Esto nos lleva en primer instancia a un escenario en el mercado eléctrico mayorista donde hay mayor cantidad de demandantes que de oferentes, con diversas consecuencias que se analizarán más adelante.

3.2. FUNCIONAMIENTO DEL SECTOR ELÉCTRICO Y DEL MERCADO ELÉCTRICO EN ESPAÑA.

3.2.1. Diferencias entre generación y potencia eléctrica

Es importante diferenciar entre la potencia eléctrica instalada en España y cuál es la estructura de generación, al no coincidir los datos.

En el siguiente cuadro se recoge la información sobre el total de potencia instalada y las fuentes de donde se obtuvo la energía consumida en España durante el año 2021

Tabla 3.4. Tabla comparativa entre la potencia eléctrica instalada en España y la estructura de generación en el año 2021

Potencia instalada en 2021		Energía generada en 2021	
Eólica	25,15%	Eólica	23,28%
Ciclo Combinado	23,15%	Nuclear	20,79%
Hidráulica	15,08%	Ciclo combinado	17,12%
Solar fotovoltaica	13,43%	Hidráulica	11,39%
Nuclear	6,28%	Cogeneración	10,03%
Cogeneración	4,99%	Solar fotovoltaica	8,06%
Carbón	3,32%	Carbón	1,92%
Otros	8,61%	Otros	7,41%

Fuente: REE. Elaboración propia.

A priori, lo habitual sería pensar que la potencia instalada se correlaciona en mayor o menor medida con la estructura de generación, pero no es el caso. Existen una serie de tecnologías que son sobreexplotadas mientras que otras, son infrautilizadas.

Destaca la energía nuclear como la tecnología más sobreexplotada, suponiendo un 20,79% del total de energía generada en 2021 cuando apenas supone el 6,28% de la potencia eléctrica instalada, debido a que se trata de una tecnología de bajo coste con capacidad para ser utilizada en cualquier momento y situación. También la energía obtenida mediante cogeneración apenas llega al 5% del total de potencia instalada y generó cerca del 10% de la energía en 2021 por los mismos motivos que la energía nuclear, al menos antes de la actual crisis energética.

Las fuentes de energía renovable generalmente tienen una infrautilización debida a las limitaciones intrínsecas que conllevan este tipo de fuentes. Por un lado, la energía hidráulica depende de las precipitaciones en la península, siendo su generación significativamente menor en periodos de sequías (Cruz Peña, 2017), la energía solar

fotovoltaica está limitada a las horas de luz y su eficiencia energética es menor que las anteriores, mientras que la energía eólica es la única fuente de energía renovable que guarda una correlación bastante cercana entre potencia instalada y generación eléctrica.

3.2.2. Tipos de fuente de energía

A lo largo del trabajo se han mencionado las diferentes tecnologías empleadas para la generación eléctrica, en este punto se explicará con más detalles las características y datos de las principales tecnologías empleadas en España, de forma que se pueda conocer la situación de los grandes y pequeños agentes generadores respecto a su uso.

- **Energía eólica:** Por primera vez en la historia, en 2021 ha sido la tecnología con mayor peso en la generación, superando a la energía nuclear. La gran inversión en parques eólicos por parte de las grandes eléctricas, así como las bonificaciones y facilidades para pequeños generadores han hecho de esta fuente de energía un pilar fundamental del sector eléctrico. A diferencia de otras tecnologías, su concentración es relativamente equitativa a lo largo de todo el territorio español, con una mayor concentración en la mitad norte de España.

Tabla 3.5. Potencia eólica instalada y acumulada en el año 2020

CCAA	Potencia eólica Instalada en 2020 (MW)	Potencia Acumulada a Cierre de 2020 (MW)	Potencia eólica (%)
Castilla y León	216,30	6.299,81	23,0%
Castilla La Mancha	65,00	3.886,14	14,2%
Galicia	23,60	3.829,19	14,0%
Andalucía	23,63	3.478,45	12,7%
Aragón	1.050,87	4.159,25	15,2%
Cataluña	0,00	1.271,20	4,6%
Comunidad Valenciana	49,79	1.238,78	4,5%
Navarra	262,58	1.302,80	4,7%
Asturias	0,00	589,95	2,1%
La Rioja	0,00	446,62	1,6%
Islas Canarias	28,80	449,83	1,6%
Murcia	0,00	261,96	1,0%
País Vasco	0,00	153,25	0,6%
Extremadura	0,00	39,38	0,1%
Cantabria	0,00	35,30	0,1%
Baleares	0,00	3,68	0,0%
TOTAL	1.720,56	27.445,56	

Fuente y elaboración: Asociación Empresarial Eólica.

- **Energía nuclear:** Durante las tres últimas décadas y hasta exactamente el año 2021 ha sido la principal fuente de generación en España tras ser superada por la energía eólica. Como se ha detallado en el apartado histórico, esta tecnología siempre ha estado envuelta en polémicas desde prácticamente su puesta en funcionamiento. Tras la moratoria nuclear en 1982, tan solo se han construido una pequeña parte de los reactores proyectados en primera instancia.

Con un horizonte de vida útil de entre cinco y trece años de los únicos siete reactores en funcionamiento, se abren una serie de cuestiones de vital importancia para el sistema eléctrico si se quiere prescindir de la fuente de energía más eficiente de todas las instaladas en términos de potencia y generación. Podemos encontrarnos con tres posibles escenarios:

- 1) **Aumentar la vida útil de los reactores nucleares:** De forma temporal mientras se busca fuentes de energía sustitutivas que cumplan la carencia del funcionamiento nuclear.
- 2) **Cumplimiento exacto de la vida útil de los reactores:** Comenzando un desmantelamiento nuclear continuo desde 2027 hasta 2035 de los diferentes reactores nucleares. Esta medida puede ser la más problemática si no existe fuentes de energía que puedan suplir su actual generación.
- 3) **Fomento de la nueva energía nuclear:** Diversos países europeos como Reino Unido y Francia están apostando por la instalación de reactores nucleares modulares (Rolls Royce, s. f.) los cuales son más versátiles y menos costosos, pero también menos potentes que los reactores convencionales. Pese a ello todas las ventajas cubren los inconvenientes de esta nueva tecnología que supone un importante avance tecnológico en cincuenta años respecto a los modelos de centrales nucleares del siglo pasado.

La versatilidad de esta tecnología abre la posibilidad de que agentes generadores de tamaño mediano puedan usar esta tecnología con todas las garantías del Consejo de Seguridad Nuclear y por primera vez esta fuente de energía pierda el monopolio de ser gestionada exclusivamente por principales empresas energéticas de España. No obstante, España no va a fomentar el uso de este tipo de tecnología y seguirá adelante, al menos por ahora, con el desmantelamiento nuclear previsto (Noceda y Fariza, 2021).

Tabla 3.6. Reactores nucleares construidos en España, año de cierre o año estimado

Reactor nuclear	Año funcionamiento	Año de cierre
José Cabrera-Zorita	1969	2006
Santa María de Garoña	1971	2012
Vandellós I	1972	1989
Vandellós II	1988	2034(*)
Almaraz I	1983	2027(*)
Almaraz II	1984	2028(*)
Ascó	1984	2030(*)
Ascó II	1986	2031(*)
Cofrentes	1984	2030(*)
Trillo	1988	2035(*)

Fuente: Consejo de Seguridad Nuclear. Elaboración propia.

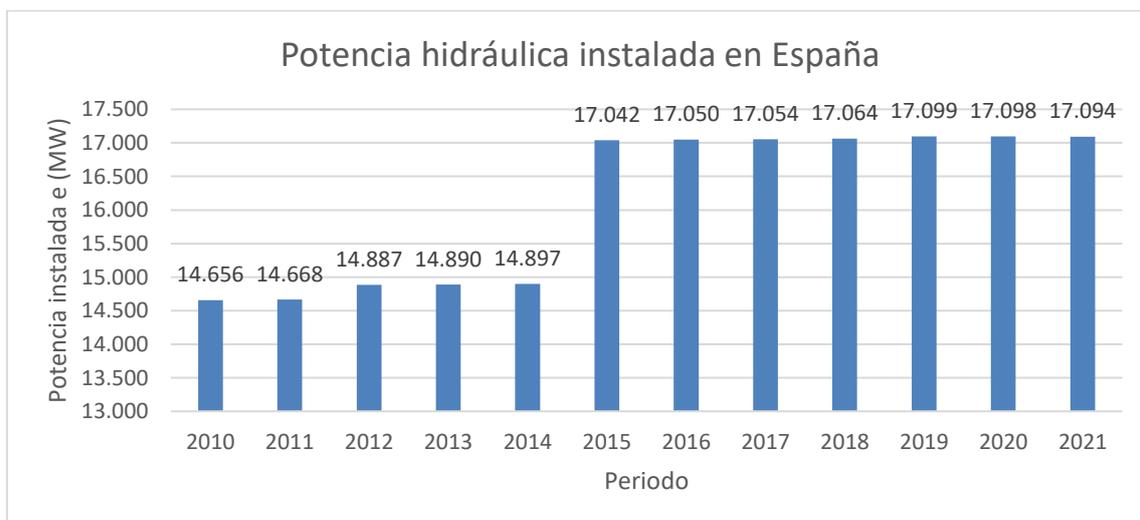
- **Ciclo combinado:** Se trata de la tercera fuente de generación de España en 2021, representando el 17,12% de la energía generada en ese año. Como se ha explicado, se trata de una tecnología relativamente nueva con menos de dos décadas en funcionamiento. La materia principal que emplea esta tecnológica es el gas natural. La potencia se genera mediante dos ciclos termodinámicos, el principal es la combustión del gas y el secundario emplea el vapor de agua generado por este primer ciclo para ser turbinado y aprovechado. La mayoría de estas centrales son propiedad de las grandes empresas energéticas del país, además de incluir a otras grandes empresas como Repsol, Cepsa o BP, pero también podemos encontrar empresas energéticas medianas gestionando centrales de ciclo combinado como Bizkaia Energía, Engie o Total Energies. La crisis en los precios del gas ha reducido ligeramente los datos de generación según datos provisionales de Red Eléctrica Española a junio de 2022.
- **Energía hidráulica:** Es la segunda fuente de energía renovable con mayor generación en España y con un largo recorrido histórico. Llegó a representar casi la mitad de la estructura de generación en España en los años sesenta, mientras que en 2021 se mantiene con un humilde cifra del 11,39%. Esta fuente de energía

es muy dependiente del nivel de precipitaciones en España como se vio en el punto anterior. La energía hidroeléctrica se puede generar de dos formas:

- 1) Central de agua fluyente: Ubicado principalmente en ríos, aprovechando el caudal para ser turbinado. Los rangos de potencia para estas centrales son bastantes bajos, pero suponen el 75% de la energía hidráulica. Por limitaciones de inversión, es el único medio usado por generadores pequeños y medianos.
- 2) Central de presa: Aquellas que aprovechan las construcciones de presas o embalses para de forma artificial regular los caudales. Tienen una mayor potencia que las centrales de agua fluyente pero no llegan al 20% de la energía hidráulica generada en España. La propiedad de estas presas es exclusiva de las principales empresas energéticas.

El control de las instalaciones hidráulicas más importante recae principalmente sobre Iberdrola y Endesa, especialmente en las centrales de presa. También existen numerosos generadores eléctricos que operan centrales de agua fluyente, de un tamaño y capacidades operativas mucho más humildes que cualquiera de las grandes eléctricas (El Economista, 2022). En cualquier caso, desde 2015 la potencia hidráulica instalada en España se ha mantenido sin cambios, apostando por otro tipo de tecnologías renovables como la eólica y solar al tener un menor coste y una mayor eficiencia.

Ilustración 3.1. Evolución de la potencia hidráulica instalada en España. Años 2010-2021



Fuente: REE. Elaboración propia.

- **Cogeneración:** Emplean un funcionamiento similar a las centrales de ciclo combinado, usando como materia prima gas u otros fuelóleos. Aprovecha únicamente el primer ciclo termodinámico para la generación eléctrica y el vapor de agua se usa para otros cometidos diferentes a la turbinación como sistemas de calefacción urbana, siendo este tipo de procesos más enfocados a núcleos urbanos (Abengoa, 2013). Al igual que sucede con las centrales de ciclo combinado, la mayoría de ellas son propiedad de las principales empresas energéticas de España, pero existen generadores de menor tamaño como Viesgo o Engie que también usan este tipo de tecnología.
- **Energía solar:** Representa la tercera fuente de energía renovable más importante dentro de España. En 2021 representó el 8,06% y en 2020 el 7,9%. En junio de 2022, la energía solar fotovoltaica y solar térmica dispone de 18.479MW de potencia instalada, el 13,43% del total nacional, siendo también la tecnología con mayor crecimiento en la última década. Es la principal puerta de entrada para pequeños generadores del mercado eléctrico por los costes, beneficios y un marco regulatorio favorable para este tipo de instalaciones.

En total, las seis tecnologías mencionadas representaron el 90,94% de la generación en España en el año 2021. Las demás tecnologías se pueden considerar de menor importancia, de las cuales destacan las centrales térmicas de carbón, abocadas a desaparecer a lo largo del año 2022, la generada mediante motores diésel y/o fuel gas, con una mayor presencia en los territorios insulares de España, la energía geotérmica y la energía generada por residuos renovables y no renovables.

3.2.3. Funcionamiento del sistema eléctrico español y sus agentes

Tras haber explicado la historia del sistema eléctrico y las diferentes fuentes de generación eléctrica, se da paso a explicar el funcionamiento técnico del sistema eléctrico, siendo este el camino físico que sigue el flujo eléctrico. Para ello se va a emplear el siguiente esquema:

Ilustración 3.2. Esquema del sistema eléctrico actual



Fuente y elaboración: REE.

La electricidad hoy en día es una forma de energía sin gran capacidad de almacenamiento, por ello se emplea el menor tiempo posible desde su generación hasta su consumo.

En el origen se encuentran los productores eléctricos, los cuales pueden generar la electricidad mediante el uso de diferentes tecnologías. Desde la propia central se eleva el voltaje para transportar la mayor potencia eléctrica a través de tendido eléctrico de alto voltaje, siendo las más habituales de 220kV y 400kV en función de las necesidades y distancia de transporte. Una vez se encuentra en el área de distribución, debe pasar por una subestación de transformación que bajará el voltaje y gestionará su reparto utilizando diferentes redes en función del uso para el que será empleado (industrial o doméstico).

Los agentes que intervienen en el sistema eléctrico se pueden resumir en:

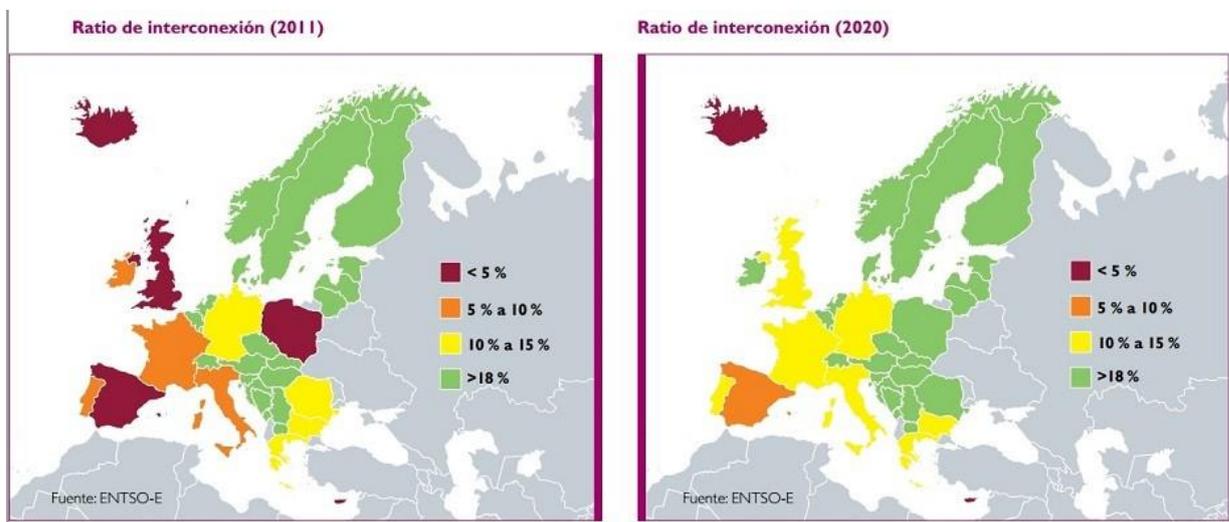
- Productores o generadores eléctricos, los cuales hemos definido en este trabajo como oferentes del mercado eléctrico. Su función en el sistema eléctrico es garantizar el funcionamiento y garantías en términos de producción eléctrica.
- Transportista de energía: Refiriéndose al agente responsable del transporte entre la central y el área de abastecimiento. En este caso es responsabilidad de Red

Eléctrica Española al contar exclusivamente con las infraestructuras para tales cometidos

- **Distribución:** Son los encargados de reducir el voltaje y garantizar el suministro a los clientes domésticos o industriales. Al igual que sucede en el caso de los productores, hay diversos agentes inscritos en distribuidores eléctricos pero la gran mayoría de la distribución eléctrica recae sobre las grandes empresas energéticas del país.

El futuro del sistema eléctrico español pasa por Europa. Existe actualmente un proceso de integración de los diferentes sistemas eléctricos articulado en diferentes fases. En primer lugar, se busca aumentar las interconexiones entre los diferentes países europeos hasta llegar al 15% del potencial de generación de cada país. De esta manera se garantiza el suministro eléctrico por parte de los países vecinos en caso de que sea inviable su producción en un determinado momento o la estructura de generación sea demasiado costosa. El objetivo marcado por la Unión Europea es lograr una ratio del 15% de interconexiones en 2030 y la situación actual es la siguiente (Red Eléctrica Española, 2021b).

Ilustración 3.3. Evolución de la ratio de interconexión en Europa entre 2011 y 2020



Fuente y elaboración: REE.

La situación de España es en gran parte causada por su situación geográfica, al ser las únicas interconexiones mediante Francia. Tras conseguir el objetivo de interconexiones

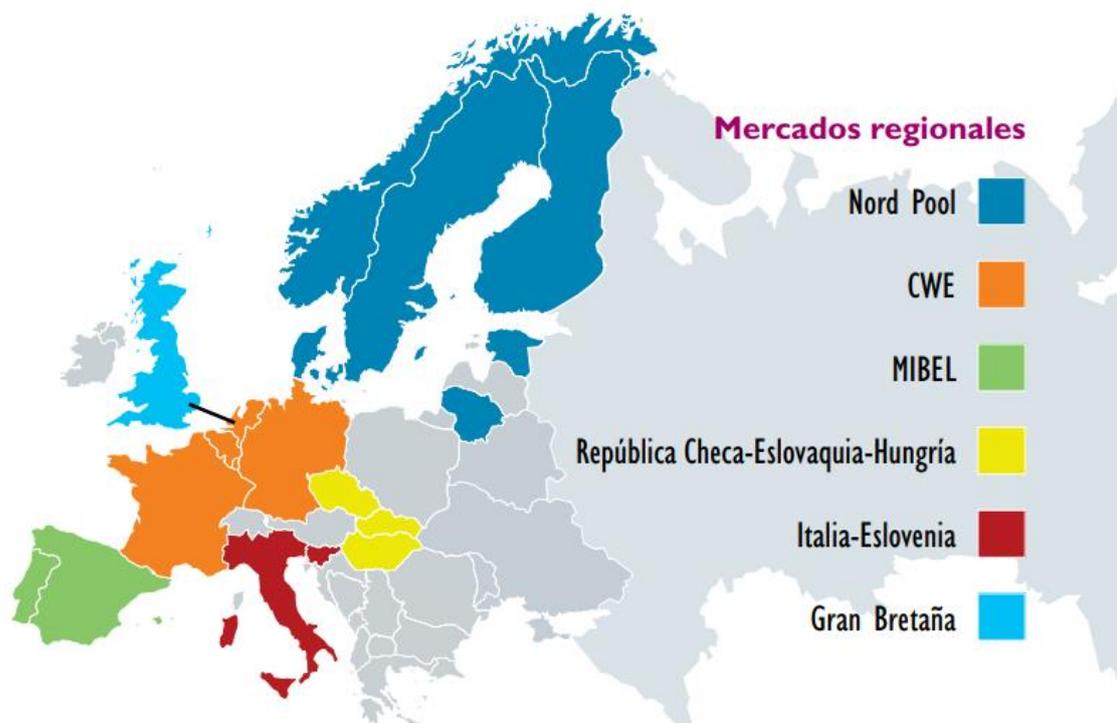
eléctrica, el siguiente paso es la integración de los diferentes mercados eléctricos europeos.

3.2.4. Funcionamiento del mercado eléctrico español, sus agentes y sistema de fijación de precios

Una vez se conoce el camino que lleva electricidad desde su generación hasta el consumidor, se da paso a explicar la parte intangible de este mecanismo: el mercado eléctrico español.

En la actualidad, existen seis principales mercados regionales europeos cuya responsabilidad recae en al menos dos países (Red Eléctrica Española, 2012). La creación de estos mercados regionales esta auspiciada principalmente por motivos geográficos e históricos al disponer entre ellos de diferentes infraestructuras de interconexión, por ello el siguiente mapa de los mercados guarda una importante correlación entre la ratio de interconexión de los diferentes países europeos.

Ilustración 3.4. Mercados eléctricos regionales en Europa



Fuente y elaboración: REE.

En el caso que nos acomete, se explicará el funcionamiento del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL), el cual está conformado por los siguientes agentes:

- OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía): Es el organismo designado para gestionar el mercado eléctrico donde oferentes y demandantes convergen para llevar a cabo su actividad comercial. El precio generado por MWh siempre será común para España y Portugal.
- Oferentes: Se trata de los productores o generadores eléctricos vistos con anterioridad. En este caso intervienen en el mercado como oferentes.
- Comercializadoras: Demandantes del mercado eléctrico, su labor es intermediar entre el cliente y el mercado.
- Red Eléctrica Española: Además de garantizar el transporte mediante su tendido eléctrico, interviene en el mercado eléctrico español estimando la demanda eléctrica del conjunto nacional y garantizando la correcta generación de los productores eléctricos para su abastecimiento. Se puede entender como un ente supervisor que garantiza el funcionamiento del sistema eléctrico español y del mercado eléctrico.
- CNMC: La Comisión Nacional del Mercado de la Competencia interviene en el mercado como supervisor y regulador. Cualquier generadora y comercializadora debe estar inscrita en la CNMC además estar registrado como agente en el OMIE, todo ello es controlado por esta entidad que, además, tiene potestad sancionadora en caso de que alguno de estos agentes realicen malas prácticas competitivas o comerciales.

3.2.5. Sistema de fijación de precios en el mercado mayorista

Sabiendo que el punto de convergencia entre productores y comercializadores se encuentra en el OMIE, la formas y condiciones de negociación principales del mercado mayorista eléctrico son las siguientes (Operador del Mercado Ibérico de Energía, 2022):

- Mercado diario: Es el principal mercado y engloba entorno al 85% de las transacciones diarias que se realizan en España (Agosti et al., 2007). Para su funcionamiento, primero REE realiza una estimación de la demanda eléctrica para las próximas 24 horas, tras lo cual, oferentes y demandantes presentan sus diferentes propuestas de precio bajo un sistema de fijación de precios marginal. Siempre bajo unos máximos y unos mínimos establecidos, se genera el precio MWh para cada hora de las siguientes 24 horas, comprometiéndose los

generadores a suministrar toda la capacidad eléctrica acordada con un preaviso de 24 horas.

- Mercado intradiario: Tiene lugar dentro de las 24 horas donde se ha fijado el precio. Se realizan un total de seis sesiones de reajuste donde demandantes y oferentes pueden realizar pequeños ajustes en el precio en función del déficit o exceso de demanda. Suelen coincidir con los picos de mayor demanda eléctrica y el sistema de precios es el mismo que en el mercado diario.

3.3. EL SISTEMA MARGINAL DE PRECIOS COMO ASPECTO CLAVE DEL MERCADO

El sistema de fijación de la oferta y la demanda funciona con un sistema marginal de precios (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 2017). Las diferentes centrales eléctricas en función de su tecnología presentan su oferta de MWh para el conjunto total de su generación diaria. Normalmente las tecnologías más baratas de generar como la nuclear o eólica, presentan su propuesta a coste cero, mientras que las centrales de ciclo combinado y cogeneración presentan su precio más alto. Si para un determinado día se necesita suplir una demanda de 30.000MW y las centrales nucleares ofrecen 12.000MW a coste cero, eólicas 10.000MW también a coste cero, los parques solares ofrecen 5.000MW a 30€/MWh y las centrales de ciclo combinado 5.000MW a un coste de 50€/MWh, el sistema marginal de precios determina que se debe pagar a todos los productores al coste del último MW adquirido, en este caso la ofertada por la centrales de ciclo combinado.

De esta forma el coste por MWh para ese tramo se pagará a 50€/MWh a cada generador eléctrico independientemente de la tecnología usada para su producción. En cambio, si la demanda prevista hubiera sido de 25.000MW, las centrales de ciclo combinado se hubieran quedado fuera del mercado al suplir la demanda las tres primeras fuentes de energía y el coste hubiera bajado a 30€/MWh.

Por este mismo motivo, la diferencia de precio en determinadas franjas horarias puede variar significativamente al no hacer uso en los puntos de menor demanda de aquellas tecnologías que emplean gas natural en la actualidad.

3.4. CRISIS ENERGÉTICA. COMO AFECTA A LOS OFERENTES Y DEMANDANTES DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO.

Desde mediados del año 2021 y especialmente desde este año tras la invasión rusa en Ucrania, estamos sufriendo una crisis energéticas sin precedentes. Las sanciones impuestas al gas rusos está repercutiendo de forma negativa en todos los mercados eléctricos europeos (Torres, 2022) aunque en el caso de España apenas se trate 10% del gas que entra en el territorio (International Energy Agency, 2022), su escasez en el conjunto europeo hace que el gas importado desde el norte de África aumente considerablemente de precio al haber una mayor cantidad de demandantes.

En el caso de los productores eléctricos hay una gran polémica por el sistema de fijación de precios, el cual beneficia a los generadores de tecnologías más eficientes dado que el precio que van a recibir en gran parte de las sesiones dependerá del precio fijado por las tecnologías que usan gas natural al fijarse por el sistema marginalista de precios. De esta forma tecnologías como la nuclear o la eólica cuyo coste de producción es significativamente más bajo que las centrales de ciclo combinado se ven recompensadas con el mismo precio MWh que reciben estas mismas a causa del sistema marginal de precios. La respuesta desde el Gobierno de España ha sido una regulación del sistema marginalista mediante un anteproyecto de ley (Consejo de Ministros de España, 2021b) que, a fecha de hoy, no ha salido adelante.

Si analizamos la situación de los comercializadores eléctricos nos encontramos con un mercado cada vez más saturado y competitivo para proveer a sus clientes al menor precio posible. También ha sido clave la intervención del Gobierno al tomar una serie de medidas para potencias contratadas hasta los 10kW, principalmente hogares y pymes, donde se ha reducido el IVA hasta el 10%, se ha reducido del Impuesto de la Electricidad al 0,5% y la suspensión del impuesto de generación eléctrica (Consejo de Ministros de España, 2021a). De esta forma los comercializadores pese a tratar con unos márgenes de intermediación menores por el alza de los precios en el mercado, tienen un mayor margen de maniobra a la hora de fijar trasladar los costes a sus clientes que, en cualquier caso, sigue siendo bastante ajustado.

4. ANÁLISIS MULTIVARIANTE

Tras haber detallado los aspectos generales sobre el sector eléctrico y en especial, sobre el mercado eléctrico, se da paso al análisis empírico, en primer lugar, describiendo a los individuos y posteriormente las variables.

4.1. INDIVIDUOS

4.1.1. Comercializadoras eléctricas o demandantes del mercado eléctrico mayorista.

Los individuos usados en los posteriores análisis de componentes principales y clúster son las empresas comercializadoras de electricidad o demandantes del mercado eléctrico (Tabla 18. ANEXO III). La información se ha obtenido de la base de datos SABI en base a los siguientes criterios:

- Empresas con el CNAE 3541, el cual recoge a todas las empresas relacionadas con el comercio de energía eléctrica.
- Empresas activas y con datos disponibles del último año 2020.

Tras este primer filtro se han tomado las cien principales empresas según sus ingresos de explotación, y se ha procedido a un segundo filtrado según los siguientes criterios:

- Al menos deben llegar a los diez millones de euros en ingresos de explotación para ser consideradas relevantes.
- Se han eliminado aquellas empresas que pese a tener disponibles los últimos datos, no tenían disponible en la base de datos SABI alguna partida patrimonial o de la cuenta de pérdidas y ganancias que impedían calcular los ratios anteriormente mencionados.
- Se han eliminado aquellas empresas que mostraban ratios especialmente atípicas que alteraban la muestra y/o con patrimonio neto negativo.

Tras lo cual ha quedado una muestra de 58 empresas comercializadores de electricidad, en el primer análisis factorial realizado mediante componentes principales se han eliminado las siguientes dos variables al no obtener una extracción superior al 50%: ratio de cobertura de intereses y ratio de solidez, quedando por tanto nueve variables en el análisis definitivo.

4.1.2. Generadores, productores u oferentes del mercado eléctrico mayorista.

Los individuos usados en este segundo análisis de componentes principales son las empresas generadoras de electricidad u oferentes del mercado eléctrico. A diferencia de las empresas comercializadoras, estas empresas generadoras no se pueden filtrar exclusivamente por el código CNAE por dos motivos: si se usan los códigos CNAE entre 3515 al 3519 se recogen todas las empresas que producen electricidad a través de diferentes medios, pero también se incluyen empresas fabricantes de equipos generadores cuya actividad no es la producción y posterior intervención en el mercado eléctrico, por tanto se ha usado el listado de agentes proporcionado por el Operador del Mercado Ibérico de Energía a fecha 15 de marzo de 2022. Dentro del listado se han buscado en SABI todas las empresas que se encuentran en la categoría de generadoras y se ha aplicado un primer filtro con las siguientes características:

- Se han eliminado las empresas que pese a encontrarse activas en el listado OMIE se encuentran extinguidas según la base de datos SABI
- Solo se incluyen empresas activas y con datos disponibles el último año
- No ha sido posible localizar a todos los agentes generadores del mercado eléctrico bien porque su forma jurídica no era una sociedad limitada o anónima o bien porque se tratan de empresas localizadas en Portugal

Tras este primer filtro se han tomado las cien principales empresas según sus ingresos de explotación, y se ha procedido a un segundo filtrado según los siguientes criterios:

- Del mismo modo que se ha realizado en el análisis de las comercializadoras eléctricas, se han eliminado todas las empresas con ingresos de explotación inferiores a los 10 millones de euros, además de eliminar a todas las empresas que no tienen disponible todas las partidas patrimoniales y de la cuenta de pérdidas y ganancias necesarias para calcular las variables del estudio
- Se han eliminado aquellas empresas que mostraban ratios especialmente atípicos y alteraban la muestra y/o con un patrimonio neto negativo
- Se han incluido empresas cuya actividad principal no es la producción eléctrica pero que por el desarrollo de su actividad habitual son capaces de generar un excedente eléctrico que comercializan en el mercado.

Tras lo cual la muestra disponible es de 58 individuos.

En el anexo (Tabla 16. ANEXO I) se recoge el nombre de las 58 empresas que forman parte de la muestra junto con su etiqueta además de señalar cuál es su fuente de producción principal, donde podemos distinguir como principales grupos:

- **General:** Incluye empresas cuya producción no recae en una única fuente de producción, si no que está conformada por diversas fuentes siendo estas renovables y no renovables. Hay un total de ocho empresas que cumplen este criterio.
- **Mix renovables:** Incluye empresas cuya producción dependen de al menos dos o más fuentes de energía renovable diferentes, pudiendo ser estas eólica, solar, hidráulica y/o bioenergía. Hay un total de nueve empresas que cumplen este criterio.
- **Actividad secundaria:** Incluye a empresas cuya actividad principal no es la producción eléctrica, pero de esta misma deriva una capacidad productiva eléctrica para poder operar como agentes generadores en el mercado eléctrico. Hay empresas muy diversas cuya vinculación al mercado eléctrico es mayor o menor según su actividad; podemos encontrar diversas empresas madereras o de celulosa las cuales usan parte del excedente de su producción como bioenergía o empresas que transforman parte de su excedente térmico necesario para su producción principal es energía eléctrica. Hay un total de diecinueve empresas con este criterio.
- **Renovables:** Incluye a empresas cuya producción recae en un tipo específico de fuente de producción energética renovable. Nos encontramos con dos empresas de producción eólicas, tres empresas de producción hidráulicas, seis empresas de producción bioenergética y una empresa solar. Hay un total de doce empresas con este criterio.
- **No renovables:** Incluye a empresas cuya producción recae en un tipo específico de fuente de producción energética no renovable. Nos encontramos con tres empresas de ciclo combinado, dos empresas de actividad nuclear, una empresa petroquímica, tres empresas gasistas y una empresa vinculada al uso del carbón. Hay un total de diez empresas que cumplen este criterio.

4.2. VARIABLES

Las variables empleadas para el estudio se han obtenido a través de la página SABI, con datos del año 2020:

- Rentabilidad económica o *Return on equity* (ROA): Mide la rentabilidad generada empleando el total de activos de la empresa. Para esta ratio se utiliza el BAI (Beneficio antes de impuestos e intereses) de esta forma solo tenemos en cuenta el rendimiento de los activos con independencia de la fiscalidad a la que está sujeta y a la política financiera de la empresa. Esta ratio es producto de multiplicar la ratio de rotación de activos por el margen de beneficio.

$$ROA \text{ ó } \textit{Rentabilidad Económica} = \frac{\textit{BAI}}{\textit{Activo total}}$$

- Rentabilidad financiera o *Return on equity* (ROE): Mide el beneficio neto obtenido respecto a los recursos propios de la empresa. Por ese motivo y a diferencia del ROA aquí se utiliza el beneficio neto, al haberse descontado de esta cantidad el coste de la deuda ajena y el pago de impuestos. Representa el valor generado para los accionistas de la empresa.

$$ROE \text{ ó } \textit{Rentabilidad Financiera} = \frac{\textit{Beneficio neto}}{\textit{Fondos propios}}$$

- Ratio de liquidez: Mide cual es el activo corriente de la empresa respecto a su pasivo corriente, de esta forma este ratio indica cual es la capacidad de la empresa para hacer frente a sus deudas a corto plazo. Si se encuentra por encima de la unidad es un indicador de salud financiera, mientras que al encontrarse por debajo es un síntoma que muestra posibles dificultades para hacer pagos a sus deudas a corto plazo al no disponer de suficiente liquidez.

$$\textit{Ratio de liquidez} = \frac{\textit{Activo corriente}}{\textit{Pasivo corriente}}$$

- Ratio de fondo de maniobra: Mide cual es el fondo de maniobra (la diferencia entre el activo corriente menos el pasivo corriente) respecto al activo total. Se trata de otro ratio que nos permite cuantificar la liquidez de una forma más precisa que el anterior ratio.

$$\text{Ratio de fondo de maniobra} = \frac{\text{Fondo de maniobra}}{\text{Activo total}}$$

- Ratio de solvencia: Mide el activo total respecto al total de su pasivo. A diferencia del ratio de liquidez aquí se muestra cual es la capacidad de la empresa para hacer frente al total de sus obligaciones con independencia del vencimiento. Se toma como valor ideal 1.5, cuanto mayor sea el ratio se muestra una mayor capacidad para hacer frente sus obligaciones, pero también es síntoma de una infrautilización de sus capacidades de endeudamiento. Una empresa con un ratio de solvencia inferior a la unidad indica que sus fondos propios tienen resultados negativos y técnicamente se encontraría en quiebra.

$$\text{Ratio de solvencia} = \frac{\text{Activo total}}{\text{Pasivo total}}$$

- Ratio de solidez: Mide el total de fondos propios respecto al activo no corriente. Este indicador nos permite conocer que parte de las inversiones a largo plazo están realizadas con capital no exigible. Cuanto mayor sea el ratio, muestra que la empresa tiene una mayor capacidad para financiar las inversiones a largo plazo con recursos propios, pero también muestra una infrautilización de su capacidad de endeudamiento.

$$\text{Ratio de solidez} = \frac{\text{Fondos propios}}{\text{Activo no corriente}}$$

- Ratio de rotación de activos: Mide el total de ventas realizadas sobre el activo total. Este ratio nos indica la eficiencia de los recursos que cuenta la empresa para poder generar ingresos. El valor ideal se encontraría por encima de la unidad, pese a ello no es un ratio no es un síntoma de una correcta salud empresarial dado que una empresa puede tener un bajo ratio de rotación de activos, pero un alto margen de beneficio y por tanto su rentabilidad económica se sustenta en los márgenes de beneficio más que en el ratio de ventas.

$$\text{Ratio de rotación de activos} = \frac{\text{Ventas}}{\text{Activo total}}$$

- Ratio de cobertura de intereses: Mide el total del BAI (Beneficio ante de impuestos e intereses) sobre el total de gastos financieros de la empresa. De esta forma siempre que una empresa incurra en gastos financieros, nos permitirá conocer que cobertura puede hacer frente a los mismos. De esta forma se tiene en cuenta no solo el nivel de endeudamiento que pueda tener una empresa, también se considera cuál es su capacidad para hacer frente a los gastos generados por ese endeudamiento.

$$\text{Ratio de cobertura de intereses} = \frac{\text{BAI}}{\text{Gastos financieros}}$$

- Ratio de punto muerto: Mide el importe neto de la cifra de negocios (INCN) respecto a la diferencia de esta misma con el resultado de explotación. Este ratio nos indica la facilidad que tiene una empresa para superar su estructura de costes totales para empezar a generar beneficios. La unidad representa que mediante el desarrollo de su actividad habitual ya es capaz de alcanzar el punto muerto

$$\text{Ratio de punto muerto} = \frac{\text{INCN}}{\text{INCN} - \text{Resultado de explotación}}$$

- Endeudamiento a corto plazo: Mide el pasivo corriente o deuda ajena exigible a corto plazo respecto al total de financiación. Aunque sea preferible un ratio inferior al obtenido al endeudamiento a largo plazo, este ratio no es indicador de buena o mala salud empresarial, pero al plasmarlo y emplear un análisis de componentes principales podemos observar si la estructura del endeudamiento influye de manera positiva o negativa sobre alguna de las anteriores variables.

$$\text{Endeudamiento a corto plazo} = \frac{\text{Pasivo corriente}}{\text{Pasivo total} + \text{fondos propios}}$$

- Endeudamiento a largo plazo: Mide el pasivo no corriente o deuda ajena exigible a largo plazo respecto al total de financiación. Como se ha mencionado anteriormente, es deseable que este indicador se encuentre por encima del endeudamiento a corto plazo.

$$\text{Endeudamiento a largo plazo} = \frac{\text{Pasivo no corriente}}{\text{Pasivo total} + \text{fondos propios}}$$

4.3. ANÁLISIS DE COMPONENTES PRINCIPALES

Mediante el uso del software SPSS 26, se va a realizar un análisis de componentes principales en las dos muestras anteriormente descritas, de forma que se reduzcan el número de variables a un máximo de tres factores que consigan explicar al menos, el 75% de la información recogida. La aplicación del análisis se basa en la matriz de correlaciones de las variables.

4.3.1. Comercializadoras eléctricas.

Prueba de KMO y Bartlett

Mediante esta prueba podemos comprobar si es posible aplicar la técnica de Análisis de Componentes Principales. El índice de Kaiser-Meyer-Olkin es de 0,701, por tanto, tenemos una aceptable adecuación muestral según los criterios propuestos por Kaiser. Mediante la Prueba de esfericidad de Bartlett volvemos a comprobar si se puede aplicar dicho modelo, si su significación es superior al 0,05 no es posible rechazar la hipótesis nula de esfericidad, dado que su significación es igual a cero la muestra utilizada es adecuada para aplicar el análisis de componentes principales. Tanto el índice KMO como el resultado de contraste de la prueba de esfericidad nos indican que la muestra utilizada es adecuada.

Tabla 4.1. ACP. Datos prueba KMO y Bartlett sobre comercializadoras eléctricas

Medida Kaiser-Meyer-Olkin de adecuación de muestreo		0,701
Prueba de esfericidad de Bartlett	Aprox. Chi-cuadrado	506,697
	gl	36
	Sig.	0

Elaboración propia a partir de los datos obtenidos del software SPSS.

Varianza total explicada

A continuación, se muestra la tabla de varianza total explicada, la cual reúne el número de factores obtenidos que se tendrán en cuenta para agrupar las variables finalmente filtradas. En la tabla observamos que los tres primeros factores explicarían el 85.598% de la información recogida en la tabla de datos, al ser superior al 75% ya puede considerarse que dichos factores explican gran parte de la información inicial

Tabla 4.2. ACP. Varianza total explicada sobre las comercializadoras eléctricas

Componente	Sumas de cargas al cuadrado de la extracción		
	Total	% de varianza	% acumulado
1	4,572	50,799	50,799
2	1,923	21,367	72,166
3	1,209	13,432	85,598

Elaboración propia a partir de los datos obtenidos del software SPSS.

Comunalidades

La tabla de comunalidades muestra las variables que finalmente se han utilizado, para el cálculo del ACP no se han incluido las variables ratio de cobertura de intereses y el ratio de solidez al obtener una extracción del 55,3% y 54,2% respectivamente, que pese a ser superiores al 50% su valor es particularmente bajo si se comparaba con el resto de las variables incluidas., por tanto, la tabla de comunalidades queda de la siguiente manera

Tabla 4.3. ACP. Comunalidades sobre las comercializadoras eléctricas

Variable	Extracción
ROA	0,905
ROE	0,7
Ratio_solvenca	0,921
Ratio_liquidez	0,918
Ratio_Fondo_Maniobra	0,853
Ratio_pun_muerto	0,878
Ratio_rot_activos	0,958
End_cp	0,866
End_lp	0,704

Elaboración propia a partir de los datos obtenidos del software SPSS.

Matriz de componentes.

Para determinar el significado de los tres factores obtenidos debemos revisar las variables que definen cada uno y fijarnos en aquellas variables cuya componente sea explicada en un 70% o próximo a ese valor. En principio parece clara la pertenencia de cada variable a los factores así que no es necesario rotar la matriz de componentes.

Tabla 4.4. ACP. Matriz de componentes sobre las comercializadoras eléctricas

Variables	Componente		
	1	2	3
ROA	0,532	0,752	0,238
ROE	0,389	0,739	0,057
Ratio_solvenca	0,9	-0,313	0,114
Ratio_liquidez	0,897	-0,303	0,149
Ratio_Fondo_Maniobra	0,887	-0,157	0,205
Ratio_pun_muerto	0,538	0,707	-0,298
Ratio_rot_activos	-0,162	0,04	0,965
End_cp	-0,879	0,216	0,216
End_lp	0,805	-0,223	-0,076

Elaboración propia a partir de los datos obtenidos del software SPSS.

- Primer factor: Se incluyen el ratio de solvencia, ratio de liquidez, ratio de fondo de maniobra, endeudamiento a largo plazo y endeudamiento a corto plazo actuando de forma negativa. Las tres primeras ratios son claros indicadores de salud empresarial y una correcta financiación temporal de las inversiones, por ese motivo el endeudamiento a largo plazo y corto plazo tienen una fuerte peso en este primer factor, mostrando mejores ratios empresariales las empresas que tienen un mayor horizonte de vencimiento de su deuda ajena exigible. Por tanto, este factor se va a denominar **salud empresarial- correcta financiación**.
- Segundo factor: Son tres las variables, en primer lugar, se encuentra la rentabilidad económica (ROA) y rentabilidad financiera (ROE) además de incluir el ratio de punto muerto el cual guarda una fuerte correlación con ambas rentabilidades según se observa en la matriz de correlaciones. Es lógico pensar que una empresa con una mayor facilidad para superar su estructura de costes únicamente mediante el desarrollo de su actividad habitual sea capaz de generar una mayor rentabilidad tanto para la empresa como para los propietarios. Este factor se va a denominar **rentabilidad**.
- Tercer factor: Pese a estar definido solo por una variable, esta aporta sola un 13,43% de la información recogida así que la podemos considerar relevante, se trata del ratio de rotación de activos, siendo entonces la frecuencia de ventas relevante para las comercializadoras eléctricas con independencia del resto de variables, por tanto, la denominaremos **frecuencia de ventas**.

4.3.2. Generadoras eléctricas.

Prueba de KMO y Bartlett

Con un índice de Kaiser-Meyer-Olkin de 0,711 podemos considerar que tenemos una aceptable adecuación muestral, además de que no es posible rechazar la hipótesis nula de esfericidad dado que, si nivel de significación es igual a cero, por tanto, la muestra utilizada es correcta para aplicar ACP.

Tabla 4.5. ACP. Datos prueba KMO y Bartlett sobre los generadores

Medida Kaiser-Meyer-Olkin de adecuación de muestreo		0,711
Prueba de esfericidad de Bartlett	Aprox. Chi-cuadrado	395,474
	gl	45
	Sig.	0

Elaboración propia a partir de los datos obtenidos del software SPSS.

Varianza total explicada

Podemos observar mediante la tabla de varianza total que mediante tres factores explicaría el 78,37% de la información recogida en tablas, es un numero ligeramente inferior al obtenido en las comercializadoras, pero al tratarse de una muestra más heterogénea es algo normal.

Tabla 4.6.ACP. Varianza total explicada sobre los generadores

Componente	Sumas de cargas al cuadrado de la extracción		
	Total	% de varianza	% acumulado
1	3,875	38,746	38,746
2	2,479	24,792	63,538
3	1,483	14,834	78,372

Elaboración propia a partir de los datos obtenidos del software SPSS.

Comunalidades

En la siguiente tabla se recogen cuáles son las variables empleadas para la aplicación de ACP. Se ha descartado el ratio de rotación de activos al obtener una extracción inferior al 50%.

Tabla 4.7. ACP. Comunalidades sobre los generadores

Variable	Extracción
ROA	0,876
ROE	0,738
Ratio_cob_intereses	0,621
Ratio_solventia	0,917
Ratio_liquidez	0,894
Ratio_Fondo_Maniobra	0,786
Ratio_solidez	0,763
Ratio_pun_muerto	0,687
End_cp	0,807
End_lp	0,749

Elaboración propia a partir de los datos obtenidos del software SPSS.

Matriz de componentes y matriz de componentes rotada

En las siguientes tablas se recoge la pertenencia de las diferentes variables en los tres factores obtenidos. Se ha calculado en este caso la matriz de componentes rotada para poder aclarar la pertenencia de la variable ratio de cobertura de intereses.

Tabla 4.8.ACP. Matriz de componentes sobre los generadores

Variables	Componente		
	1	2	3
ROA	0,308	0,88	0,079
ROE	0,054	0,856	0,04
Ratio_cob_intereses	0,599	0,395	-0,325
Ratio_solventia	0,941	-0,159	0,083
Ratio_liquidez	0,928	-0,106	0,146
Ratio_Fondo_Maniobra	0,84	-0,283	-0,003
Ratio_solidez	0,864	0,027	-0,129
Ratio_pun_muerto	0,023	0,797	0,225
End_cp	-0,374	0,237	-0,782
End_lp	-0,281	0,075	0,815

Elaboración propia a partir de los datos obtenidos del software SPSS.

- Primer factor: Se incluye el ratio de solventia, ratio de liquidez, ratio de fondo de maniobra y ratio de solidez, además de incluir al ratio de cobertura de intereses pese a que su componente solo es explicada un 60% y la matriz de componentes

rotada no deja clara su pertenencia a ningún otro factor. Al igual que sucedía con el primer factor obtenido en el as comercializadoras, las variables recogidas son indicadores de salud empresarial, con la salvedad de que no se incluye la estructura de endeudamiento, no siendo esta condicionante para mostrar buenos datos en estos indicadores. Este factor se va a denominar **salud empresarial**.

- Segundo factor: Formado por las mismas tres variables que se incluían en el mismo factor de las comercializadoras: rentabilidad empresarial (ROA), rentabilidad financiera (ROE) y ratio de punto muerto, pero en este caso la componente explica un porcentaje más elevado. Este factor se va a denominar **rentabilidad**.
- Tercer factor: Formado solo por las variables de endeudamiento a corto plazo actuando en el extremo negativo y endeudamiento a largo plazo actuando en el extremo positivo. Esta variable solo recoge la estructura del endeudamiento sin relacionarla con ninguna otra variable que indique una mayor o menos salud empresarial. Este factor se va a denominar **estructura de endeudamiento**.

4.4. ANÁLISIS CLÚSTER

Usando los factores generados en el análisis de componentes principales, se va a realizar un análisis clúster que permita agrupar a los individuos por su similitud en los factores generados. El análisis clúster se realiza con el software SPSS 26 mediante clasificación de clúster jerárquico usando el método Ward y usando puntuaciones Z por variable siendo el intervalo de medida usado la distancia euclídea al cuadrado.

4.4.1. Comercializadoras eléctricas

En el anexo (Tabla 19. ANEXO IV) se encuentra en dendrograma obtenido usando la técnica descrita.

Realizando un corte en el punto medio 12,5, la mitad de las combinaciones de clúster de distancia re-escalada y un punto de referencia para poder crear grupos definidos, podemos encontrar que se han formado cuatro grupos.

Grupo 1: Formado por 21 empresas, al calcular el promedio de los tres factores de las empresas de este grupo nos encontramos con los siguientes resultados:

- El factor salud empresarial y correcta financiación arrojan un valor negativo, siendo las variables que definen el factor las que muestran peores cifras de forma del conjunto total de individuos.
- El factor sobre las rentabilidades también nos muestra un valor negativo, englobando este grupo las empresas con las rentabilidades económicas y financieras más bajas y las negativas.
- El factor sobre la frecuencia de ventas en cambio sí se encuentra por encima del promedio, tratándose de las empresas que mayor ventas realizan sobre el valor de sus activos.

Este grupo está formado por las empresas ineficientes, donde pese a contar con un alta puntuación en el factor que incluye la frecuencia de ventas, no generan rentabilidades por encima del promedio además de agrupar los peores datos en liquidez, solvencia y endeudamiento.

Grupo 2: Formado por 7 empresas, analizando con más detalles los factores de este grupo nos encontramos:

- El factor salud empresarial y correcta financiación destaca al encontrarse significativamente por debajo del promedio.
- El factor sobre las rentabilidades se encuentra por debajo del promedio, pero muestra datos mejores que mostrados en el del Grupo 1.
- El factor sobre la frecuencia de ventas nos arroja un promedio cercano al 0, no destacando de ninguna forma en este punto.

Definimos este grupo como las empresas más solventes, con mayor liquidez, mejor estructura del endeudamiento, pero con unas rentabilidades por debajo del promedio muestral.

Grupo 3: Formado por 11 empresas, de las que podemos hacer la siguiente lectura:

- El factor de salud empresarial y correcta financiación se encuentra por debajo del promedio y con valores cercanos a los obtenidos en el grupo 1
- El factor sobre las rentabilidades se encuentra ligeramente por debajo del promedio y muy cercano al 0, destacando apenas en este punto y encontrándose estas cifras en el promedio de la muestra.

- El factor sobre la frecuencia de ventas es el más bajo de toda la muestra, encontrándose aquí principalmente las empresas que muestran las peores cifras en este punto.

Este grupo está fundamentalmente formado por las empresas con una menor frecuencia de ventas, siendo posible su causa por el factor salud empresarial y correcta financiación al ser de los más bajo, pese a ello sus rentabilidades económica y financieras se encuentra en el promedio muestral, por tanto, podemos entender que se trata de empresas cuyas rentabilidades se crean al trabajar con mayores márgenes de beneficio y no por su cifra de ventas.

Grupo 4: Formado por 19 empresas, en la que destacamos

- El factor de salud empresarial y correcta financiación se encuentra en el promedio muestral, no siendo destacable en este punto
- El factor sobre las rentabilidades nos muestra que en este grupo se encuentran las empresas más rentables de toda la muestra, aquellas con mayores rentabilidades económicas y financieras.
- El factor sobre la frecuencia de ventas se encuentra ligeramente superior al promedio muestral, pero siendo poco relevante este dato.

Por tanto, este grupo está formado por las empresas más rentables de la muestra, las cuales muestran unos datos de liquidez, solvencia y endeudamiento promedio, sin nada destacable al igual que su frecuencia de ventas. Se trata de las empresas más eficientes de la muestra al poder lograr las mejores rentabilidades sin destacar en los otros dos factores.

Como resumen al análisis clúster realizado sobre las comercializadoras eléctricas, si realizamos el corte en el punto 7,5 nos encontramos con cinco grupos, uno más que en el punto 12,5 que se genera en el primer grupo e incluye tan solo dos empresas, pese al haber realizado menos combinaciones los grupos han permanecido prácticamente inalterables, muestra de una clara homogeneidad de los mismos grupos y diferenciación entre lo mismo.

4.4.2. Generadoras eléctricas

En el anexo (Tabla 17. ANEXO II) se encuentra en dendrograma obtenido usando la técnica descrita

Realizando un corte en el punto medio 12,5, la mitad de las combinaciones de clúster de distancia re-escalada y un punto de referencia para poder crear grupos definidos, podemos encontrar que se han formado cinco grupos.

Grupo 1: Formado por 37 empresas es el grupo más numeroso de los generados con mucha diferencia y de un tamaño bastante mayor que el mayor de los grupos generados en el análisis clúster de las comercializadoras eléctricas, el cual estaba formado por 21 empresas. Si observamos este grupo se mantiene hasta la combinación número 17 de las combinaciones del clúster, siendo bastante sólido y homogéneo, destacando:

- El factor salud empresarial se encuentra ligeramente por encima del promedio, agrupando a la mayoría con ratios de solidez y liquidez positivas.
- El factor sobre las rentabilidades en cambio se encuentra significativamente por debajo del promedio, podemos observar que todas las empresas con rentabilidades negativas o bajas se encuentran en este grupo
- El factor sobre la estructura del endeudamiento se encuentra actuando ligeramente de forma positiva, por tanto, las empresas de este grupo tienen de forma general un menor vencimiento de la deuda ajena, aunque los valores observados no es un factor relevante dada su cercanía al promedio.

Dicho macrogrupo estaría formado por empresas con ratios de liquidez y solvencia promedios, así como una estructura de endeudamiento promedio que son poco rentables o directamente generan pérdidas. Al no tener apenas peso ninguno de los otros factores, podemos considerar este grupo como empresas ineficientes por sus bajas rentabilidades sin que ninguno de los otros tres factores justifique esta situación.

Grupo 2: Formado por 10 empresas, de las cuales destacamos

- El factor de salud empresarial en ese grupo se encuentra significativamente por debajo del promedio. Se encuentran la mayoría de las empresas con capital circulante negativo, baja liquidez y solvencia.

- El factor sobre las rentabilidades en cambio se encuentra muy por encima del promedio, siendo todas las empresas rentables, tanto en rentabilidad económica como financiera, algo insólito si tenemos en cuenta los datos del primer factor.
- El factor sobre la estructura de endeudamiento se encuentra muy por encima del promedio, en este caso observamos que hay un enorme peso de la deuda a corto plazo, siendo en todas las empresas del grupo significativamente superior a la deuda a largo plazo.

Este grupo, es el más rentable y uno de los que peor estructura de endeudamiento presenta, así que merece un análisis concreto de sus individuos, está formado por tres filiales de empresas grandes: Naturgy e Iberdrola, además de incluir la sociedad de las centrales nucleares de Ascó que está conformada por Endesa e Iberdrola, también están en el grupo generadores de poca potencia como Neoelectra, Olivento, Sorigue y Zerowaste, pero también incluye a empresas cuya actividad principal es ajena a la producción eléctrica pero se encuentran inscritos como agentes generadores en el OMIE, posiblemente por la posibilidad de transformar en energía eléctrica alguno de sus procesos productivos. Destacan RDM Paprinsa como papelera, Smurfit Kappa como suministradora de productos de embalaje, Compacglass como empresa de cerámica y Sorigué como empresa de servicios hidráulicos. En el caso de las filiales de las grandes energéticas podemos interpretar que sus factores no son una imagen fiel de la empresa al estar formado por grupos consolidados donde la carga real de la deuda y la financiación puede recaer en otras empresas del grupo. En el caso de las demás empresas, el motivo puede ser generado por un incumplimiento de los plazos con los proveedores, financiado con la deuda ajena a corto plazo las inversiones a largo plazo de la empresa y permitiéndole este incumplimiento más facilidades para generar una mayor rentabilidad.

Al ser un grupo bastante homogéneo, se va a definir como empresas rentables con poca liquidez y solvencia.

Grupo 3: Formado por una única empresa, Industrias Ángel Martínez, una empresa cuya actividad principal no es la generación eléctrica si no la metalurgia, pero que se encuentra inscrita como agente generador en el OMIE. Se ha clasificado de forma única debido al factor de salud empresarial, con valores muy altos en las variables de liquidez y solvencia, su alta rentabilidad y una estructura del endeudamiento con un vencimiento sobre todo a

corto plazo. Su disparidad especialmente en los datos del primer factor hace que forme un grupo propio, así que no se considera relevante para el análisis clúster, pero es necesario justificar el porqué de su existencia en el análisis.

Grupo 4: Formado por 10 empresa, en las cuales destacamos:

- El factor de salud empresarial se encuentra por debajo del promedio, pero de una manera mucho menos significativa que las empresas del grupo 2, la mitad de sus individuos cuentan con un capital circulante negativo y un ratio de liquidez bajo, lo mismo sucede con las ratios de solvencia y solidez mientras que el ratio de punto muerto es bastante alto en estas empresas, con facilidad para superar su estructura de costes
- El factor sobre las rentabilidades se encuentra muy por encima del promedio, pero de forma ligeramente inferior a como sucede en el grupo 2, estamos ante el segundo grupo más rentable.
- El factor sobre la estructura del endeudamiento actúa de forma negativa, por tanto, hay una mayor cantidad de deuda ajena con vencimiento a largo plazo.

Este grupo se puede definir como las empresas rentables con ratios económicas promedio, es un grupo similar al mostrado en el grupo 2 con la diferencia de tener una mejor estructura de la deuda y, por tanto, unos mejores indicadores de solvencia y liquidez pese a encontrarse por debajo del promedio.

En el análisis clúster realizado en la muestra de comercializadoras eléctricas no se ha encontrado ningún patrón común en los grupos generados más allá de los factores empleados para su agrupación. En cambio, en el análisis clúster realizado sobre las generadores si es posible encontrar patrones en común si nos fijamos en la tecnología empleada en su producción.

- 17 de las 19 empresas cuya actividad de producción es secundaria y el total de empresas de producción general, se agruparon en el grupo 1, las llamadas empresas ineficientes.
- 4 de las 6 empresas de gas o ciclo combinado, se agruparon en el grupo 4, las empresas rentables con ratios económicos promedios.
- 6 de los 10 individuos que forman el grupo 2, el más rentable, usan tecnología renovables.

5. DISCUSIÓN

Tras haber obtenidos los datos en el análisis de componentes principales y en clúster, junto con los estadísticos descriptivos disponibles en el anexo (ANEXO V y ANEXO VI), se van a contrastar los datos obtenidos con estudios realizados con anterioridad sobre ambos agentes.

En el siguiente estudio el autor (Ndong Mangué, 2019) realiza un análisis económico y financiero de las comercializadoras eléctricas durante los años 2014 hasta 2017. Las ratios analizadas son prácticamente similares a las empleadas en este análisis, pero la muestra usada es significativamente superior al constar de 155 individuos. Esto se debe a que el autor ha tomado el total de empresas disponible en la base de datos de SABI sin aplicar ningún filtro. El 61% de las empresas analizadas por el autor disponían de un fondo de maniobra positivo y un ratio de liquidez promedio inferior al 1,5. Del mismo modo a largo plazo el ratio de solvencia promedio es inferior a 1,5 y el ratio de endeudamiento de las empresas se encuentra por encima de la unidad, siendo este calculado como el cociente entre fondos ajenos y fondos propios. En cambio, la muestra empleada en este trabajo arroja unas cifras bastante más saludables: fondo de maniobra positivo en el 87% de las empresas, ratio de liquidez promedio en 1,81 y ratio de solvencia de 1,909 todo ello debido a la criba realizada en la muestra. Pese a ello encontramos factores en común como el endeudamiento, mostrando cifras bastante altas en ambos casos. En el análisis sobre las rentabilidades económicas y financieras sucede lo mismo que en las ratios de liquidez y solvencia, dado que la muestra empleada en este trabajo muestra rentabilidades más altas que las del autor. Pese a la diferencia muestral, en ambos casos nos encontramos con sector rentable, con alto volumen de endeudamiento y ratios de liquidez y solvencia promedio. El autor recalca que este endeudamiento es positivo para estas empresas al general mayores rentabilidades financieras, dato que se contrasta con el análisis clúster donde mostraba que las empresas con mayores rentabilidades eran las que mayor factor de endeudamiento poseían.

El siguiente autor (Amaral Marcos, 2019), realiza un análisis de viabilidad para la creación de una comercializadora eléctrica. Mediante un análisis DAFO se perfilan como aspectos claves contar con una financiación superior o cercana al millón de euros, la oportunidad que supone el mercado eléctrico debido al crecimiento del consumo eléctrico y la facilidad de contratación de pequeñas comercializadoras debido a la liberalización del mercado. Estos puntos explican en gran medida el auge de comercializadoras

eléctricas en los últimos años. En las diferentes estimaciones del proyecto los tres primeros años el flujo de los fondos sería negativo, pero los siete años siguientes habría flujos positivos, por tanto, existe la necesidad de paliar los tres primeros años con financiación propia o ajena, siendo probable que en la mayoría de los casos el capital necesario provenga de terceros, lo que explicaría el alto volumen de deuda observado en las comercializadoras eléctricas.

Por parte de las generadoras eléctricas es necesario contrastar los datos de las pequeñas generadoras eléctricas respecto a las de mayor tamaño.

En el caso de las pequeñas empresas eólicas, el autor (Moreno Casas, 2015) analiza que estrategias competitivas podrían adaptar estas empresas en el sector. En los diferentes análisis estratégicos realizados se menciona el importante desembolso que implica la instalación y creación de un parque eólico, cifras significativamente mayores a las necesarias para poner en funcionamiento una comercializadora eléctrica. Este capital necesario se podría conseguir mediante financiación pública, siendo esta deuda ajena no exigible, o de la mano de alguna gran empresa que pueda financiar dicho proyecto. En el caso de la muestra empleada hay dos pequeñas empresas eólicas, Olivento SL y Eólica de Medinaceli. Ambas cuentan con un alto endeudamiento, pero en el caso de la primera es mayor a corto, sus rentabilidades económicas son humildes y en las rentabilidades financieras destaca Eólica de Medinaceli con un 24%. Si comparamos estos datos con las filiales renovables de las principales empresas energéticas españolas, podemos observar que estas cuentan con rentabilidades financieras más altas, resaltando la importancia del factor peso en este punto.

La otra gran tecnología empleada por los pequeños generadores en los últimos años es la energía fotovoltaica, en el siguiente estudio, los autores (Espejo Marín y Aparicio-Guerrero, 2020) desglosan cuáles son las principales plantas fotovoltaicas en desarrollo en España, siendo la mayoría de los generadores independientes de las grandes empresas energéticas. En términos generales supone una fuerte inversión y por tanto un gran endeudamiento para las empresa que quieran desarrollar este tipo de plantas, encontrándose en condiciones similares a las empresas generadores eólicas.

En el caso de las grandes empresas energéticas, la autora (Medina Elias, 2017) compara las ratios económicas-financieras de Gas Natural, Iberdrola y Endesa. Las tres empresas cuentan con una estructura del endeudamiento más sana que el promedio de la muestra,

con un menor endeudamiento a corto plazo y unas rentabilidades económicas mayores y financieras sobre el promedio. Pese a tratarse de grupos consolidados, el factor peso sigue siendo bastante influyente en el sector eléctrico.

6. CONCLUSIONES

A lo largo de este trabajo se ha podido conocer con detalle el funcionamiento del sector eléctrico y se ha analizado a los dos principales agentes, de la misma forma que se han podido perfilar sus diferencias y comprobar sus similitudes.

La proliferación de comercializadoras eléctricas coincide en un momento donde los clientes optan por contratar tarifas en el mercado libre y las comercializadoras de referencia tienen un peso cada vez menor, diluyendo de forma lenta la cartera de clientes de las grandes empresas energéticas del país. Una baja estructura de costes y unas altas rentabilidades son el principal atractivo para los inversores que quieran por formar parte del sistema eléctrico.

En el caso de los productores eléctricos nos encontramos con un mercado aún dominado por las grandes empresas energéticas donde, lentamente se abren hueco agentes generadores mediante la instalación de parques eólicos y solares debido a la legislación favorable en el ámbito medioambiental y al abaratamiento de costes. No obstante, la estructura de costes y las rentabilidades son bastante menos atractivas si se comparan con las comercializadoras, al tratarse de proyectos con un horizonte bastante mayor y una mayor capacidad de financiación debido a la fuerte inversión en activo no corriente que es necesario realizar para el funcionamiento de la empresa, mientras que las comercializadoras únicamente deben mediar en el mercado eléctrico sin necesidad de realizar inversiones del mismo calibre.

Respecto al análisis de componentes principales podemos concluir que las comercializadoras necesitan una mejor estructura de endeudamiento al estar formado el primer factor por estas variables y las principales ratios que muestran una correcta salud empresarial, en cambio la estructura de endeudamiento en las generadoras no formaba parte con ninguna otra variable. Al contrastar esta información con otros estudio, se puede extrapolar lo siguiente: hay una mayor “profesionalización” por parte de los productores eléctricos al existir una fuerte barrera de entrada que es el capital, mientras que en las comercializadoras esta barrera es bastante menor. Eso sumado a las altas rentabilidades

ha provocado el auge de empresas comercializadoras, pero la falta de previsión de gran parte de ellas, se ha plasmado en importantes quiebras a principios de este año debido a la escalada de precio del mercado mayorista (Fernandez, 2022), cifra que posiblemente aumente a lo largo del año al no recoger el efecto de la guerra de Ucrania. Nos encontramos actualmente en un escenario de incertidumbre que afecta de manera desigual a los oferentes y demandantes, castigando especialmente a estos últimos.

El análisis clúster no arroja resultados interpretables en las comercializadoras eléctricas, pero en los productores eléctricos sí. Hay una mayor rentabilidad promedio en las empresas que usan tecnología renovable o emplean el gas como materia prima. En cambio, las empresas que usan un *mix* de tecnologías renovables y no renovables son bastante menos rentables. Las empresas cuya actividad principal no es la generación eléctrica forman parte del grupo de empresas ineficientes, esto podría explicar su intervención en el mercado eléctrico con el objetivo de rentabilizar el excedente energético que emplean en su producción habitual para lograr unos mejores resultados económicos al obtener ingresos complementarios en el mercado eléctrico.

La actual crisis energética y la escalada de precios en diferentes materias primas, especialmente gas y petróleo, está cambiando situación del mercado eléctrico. Las comercializadoras eran las empresas más rentables mientras que, los productores mostraban cifras más humildes. El sistema marginalista de fijación de precios del mercado eléctrico, junto a una importante reducción de los márgenes de intermediación por parte de las comercializadoras son el principal motivo de este cambio: los productores eléctricos se benefician de la escalada de precios mientras que las comercializadoras cada vez cuentan con menos márgenes de beneficio tanto por la subida como por el alto número de comercializadoras que incentivan un escenario cada vez más competitivo.

Los principales beneficiarios de la actual situación son las principales compañías energéticas del país: las operaciones de producción eléctrica les permite generar grandes beneficios en el mercado mayorista, los cuales compensan la pérdida de beneficio en la intermediación comercial, que junto a la quiebra de diversas compañías comercializadoras les permite recuperar ligeramente parte de la cuota de mercado.

El actual escenario de incertidumbre no nos permite proyectar conclusiones más allá de un muy corto plazo, pero en cualquier caso se puede afirmar que la situación del mercado mayorista eléctrico ha cambiado completamente en los dos últimos años.

7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abengoa. (2013). *Ciclos combinados y cogeneraciones*. https://www.abengoa.com/export/sites/abengoa_corp/resources/pdf/noticias_y_publicaciones/presentaciones/20130904_CCGT_Es.pdf
- Agosti, L., Padilla, J., y Requejo, A. (2007). El mercado de generación eléctrica en España: estructura, funcionamiento y resultados. *Organización y Competencia en los Mercados de Generación*, 364, 17. <https://www.mincotur.gob.es/Publicaciones/Publicacionesperiodicas/EconomiaIndustrial/RevistaEconomiaIndustrial/364/21.pdf>
- Amaral Marcos, L. (2019). *Valoración de proyectos empresariales. Creación comercializadora eléctrica*. [Trabajo Fin de Grado, Universidad de Salamanca]. https://gredos.usal.es/bitstream/handle/10366/140380/TG_AmaralMarcos_Valoracion.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Asociación Española de la Industria Eléctrica. (2005). *El sector eléctrico a través de UNESA. (1944-2004)*.
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (2017). *¿Cómo se fija el precio de la luz?* <https://blog.cnmc.es/2017/12/20/no-entiendo-nada-como-se-fija-el-precio-de-la-luz/>
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (2020). *Acuerdo por el que se emite informe sobre el estado actual de la deuda del sistema eléctrico*. https://www.cnmc.es/sites/default/files/2800103_1.pdf
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (2021). *Informes supervisión del mercado peninsular mayorista al contado de electricidad*. <https://www.cnmc.es/sites/default/files/3722490.pdf>
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (2022a). *La CNMC observa un traspaso de consumidores eléctricos al mercado liberalizado a precio fijo*. <https://www.cnmc.es/prensa/informe-minorista-2020-avance2021-cnmc-20220321>
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (2022b). *Listado de Comercializadores de Referencia*. <https://sede.cnmc.gob.es/listado/censo/10>

- Consejo de Ministros de España. (2021a). *Nota de prensa: El Gobierno prorroga las medidas para reducir la factura de la luz*.
<https://www.lamoncloa.gob.es/consejodeminstros/resumenes/Paginas/2021/211221-rp-cministros.aspx>
- Consejo de Ministros de España. (2021b). *Referencia del Consejo de Ministros*.
https://www.lamoncloa.gob.es/consejodeminstros/referencias/Paginas/2021/refc20210601.aspx#transi_co
- Costa Campi, M. T. (2016). Evolución del sector español. (1975-2015). *Revista de Economía ICE*, 889-890, 139-156.
<http://diposit.ub.edu/dspace/bitstream/2445/126604/1/666417.pdf>
- Cruz Peña, J. C. (2017, noviembre). La sequía deja la producción hidroeléctrica en el nivel más bajo de la historia de España. *El Confidencial*.
https://www.elconfidencial.com/economia/2017-11-01/sequia-hidraulica-octubre-minimo-agua-electricidad_1470330/
- El Economista. (2022). *Empresas por Facturación Producción Hidroeléctrica*.
https://ranking-empresas.eleconomista.es/ranking_empresas_nacional.html?qSectorNorm=3515
- Espejo Marín, C., y Aparicio-Guerrero, A. E. (2020). La Producción de Electricidad con Energía Solar Fotovoltaica en España en el Siglo XXI. *Revista de Estudios Andaluces*, 39, 66-93. <https://doi.org/10.12795/rea.2020.i39.04>
- Espejo Marín, C., y García Marín, R. (2010). Agua y Energía: Producción hidroeléctrica en España. *Investigaciones Geográficas*, 51, 107-129.
https://rua.ua.es/dspace/bitstream/10045/17169/1/IG_51_05.pdf
- Fernandez, F. (2022, febrero 26). La escalada de precios ahoga hasta la quiebra a medio centenar de empresas que venden luz y gas. *La Voz de Galicia*.
https://www.lavozdeg Galicia.es/noticia/economia/2022/02/26/escalada-precios-ahoga-quiebra-medio-centenar-empresas-venden-luz-gas/0003_202202G26P32991.htm
- Ferreira, J. L. (2021). *Manipulación del precio en el mercado eléctrico español*. Nada Es Gratis. <https://nadaesgratis.es/jose-luis-ferreira/manipulacion-del-precio-en-el>

mercado-electrico-espanol

Hernández-Canut Cano, J. Y. (2019). *La realización de la libre competencia en el sector eléctrico español*. [Trabajo Fin de Grado, Universidad Pontificia Comillas]. [https://repositorio.comillas.edu/xmlui/bitstream/handle/11531/28902/TFG.Hernandez-Canut Cano Juan Yago.pdf?sequence=-1&isAllowed=y](https://repositorio.comillas.edu/xmlui/bitstream/handle/11531/28902/TFG.Hernandez-Canut%20Cano%20Juan%20Yago.pdf?sequence=-1&isAllowed=y)

International Energy Agency. (2022). *Energy Fact Sheet: Why does Russian oil and gas matter?* <https://www.iea.org/articles/energy-fact-sheet-why-does-russian-oil-and-gas-matter>

Marcos Fano, J. M. (2012). Historia y panorama actual del sistema eléctrico español. *Física y Sociedad*, 13, 10-17. http://cofis.es/pdf/fys/fys13/fys13_10-17.pdf

Medina Elias, C. (2017). *Análisis económico-financiero del sector eléctrico en España y su responsabilidad social corporativa*. [Trabajo Fin Master, Universidad Politécnica de Cartagena]. <https://repositorio.upct.es/bitstream/handle/10317/6029/tfm-med-ana.pdf?sequence=1&isAllowed=y><https://repositorio.upct.es/bitstream/handle/10317/6029/tfm-med-ana.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Ministerio de Industria Comercio y Turismo. (2005). *Plan de energías renovables en España 2005-2010*. <https://www.idae.es/publicaciones/plan-de-energias-renovables-en-espana-2005-2010>

Ministerio de Industria Comercio y Turismo. (2010). Plan de acción nacional de energías renovables de España. (PANER) 2011 - 2020. En *Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE)*. https://energia.gob.es/desarrollo/EnergiaRenovable/Documents/20100630_PANER_Espanaversion_final.pdf

Morales, I. (2021, julio). La complicada tarea de prescindir del gas fósil en España. *El Confidencial*. https://www.elconfidencial.com/medioambiente/energia/2021-07-08/como-podemos-eliminar-gas-fosil-en-espana_3172644/

Moreno Casas, D. (2015). *Estrategias Competitivas De Las Empresas Del Sector De La Energía Eólica En España*. [Tesis doctoral, Universidad Nacional de Educación a Distancia]. http://e-spacio.uned.es/fez/eserv/tesisuned:CiencEcoEmpDmoreno/MORENO_CASAS_David_Tesis.pdf

- Navarro, J. G. (2019, julio). Zapatero reconoce que durante su mandato se generó una burbuja en renovables. *ABC*. https://www.abc.es/economia/abci-zapatero-reconoce-durante-mandato-genero-burbuja-renovables-201907111252_noticia.html
- Ndong Mangué, G. O. (2019). *Análisis económico y financiero del sector de comercio de energía eléctrica*. [Trabajo Fin de Grado, Universidad de Cantabria]. <https://repositorio.unican.es/xmlui/handle/10902/17451>
- Noceda, M. A., y Fariza, I. (2021, noviembre). España se desmarca de Francia y sigue con el plan de apagar las centrales nucleares en 2035. *El País*. <https://elpais.com/economia/2021-11-11/espana-se-desmarca-de-francia-y-sigue-con-el-plan-de-apagar-la-energia-nuclear-en-2035.html>
- Operador del Mercado Ibérico de Energía. (2022). *Mercado de electricidad. Diario e intradiario*. <https://www.omie.es/es/mercado-de-electricidad>
- Red Eléctrica Española. (2012). *Interconexiones eléctricas: un paso para el mercado único de la energía en Europa*. <https://www.ree.es/sites/default/files/interconexioneselectricas.pdf>
- Red Eléctrica Española. (2021a). *Precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC), cambios a 1 de Junio de 2021*. <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/precio-voluntario-pequeno-consumidor-pvpc>
- Red Eléctrica Española. (2021b). *Refuerzo de las interconexiones*. <https://www.ree.es/es/red21/refuerzo-de-las-interconexiones>
- Rolls Royce. (s. f.). *Small Modular Reactors*. <https://www.rolls-royce.com/innovation/small-modular-reactors.aspx#/>
- Rubio-Varas, M. del M., y De la Torre, J. (2014). El Estado y el Desarrollo de la Energía Nuclear en España. (1950-1985). *Asociación Española de Historia Económica*, 14, 1-35. <https://www.aehe.es/wp-content/uploads/2015/04/dt-aehe-1403.pdf>
- Salas, J. (1979). Algunas consideraciones sobre la función de las tarifas en el suministro de energía eléctrica. *Crónica Administrativa*, 88, 361-370. <https://www.cepc.gob.es/sites/default/files/2021-12/230961979088361.pdf>
- Shafqat, M., Yog Raj, S., y Jarial, R. K. (2018). A Review on Solar Photovoltaic

Technology and Future Trends. *International Journal of Scientific Research in Computer Science, Engineering and Information Technology*, 4(1), 227-235. <https://publons.com/publon/49277410/>

Torres, R. (2022). Crisis energética : las respuestas de Alemania , España , Francia e Italia. *Cuadernos de Información Económica*, 288, 11-18. https://www.funcas.es/wp-content/uploads/2022/05/CIE-288_Torres.pdf

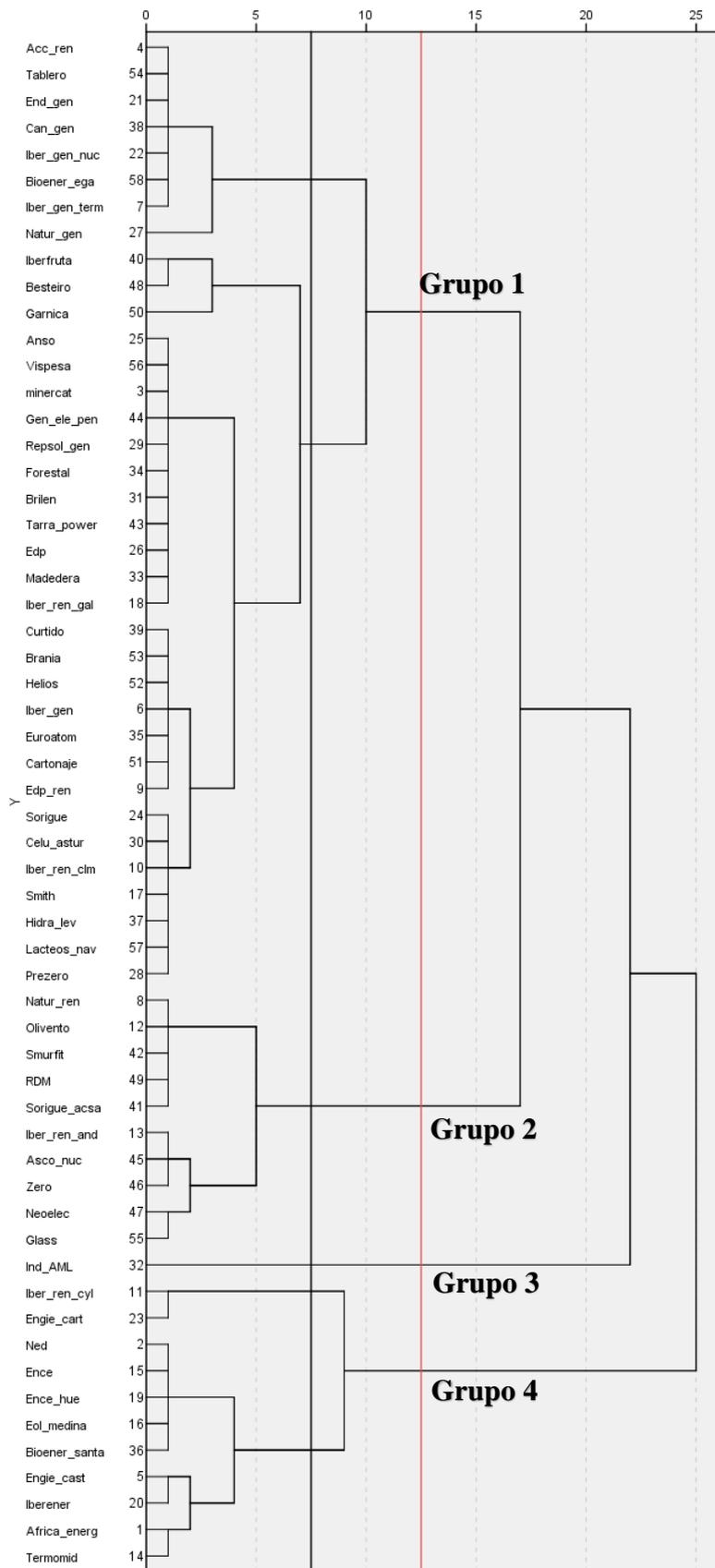
8. ANEXOS

Cuadro 8.1. ANEXO I. Empresas generadoras del mercado eléctrico

Generadoras del mercado eléctrico		
Nombre	Etiqueta	Producción
AFRICANA ENERGIA SA	Africa_energ	Solar
NED ESPAÑA DISTRIBUCION GAS SA.	Ned	Gas
SA MINERA CATALANO ARAGONESA	minercat	Carbón
ACCIONA GENERACION RENOVABLE SA.	Acc_ren	Mix renovables
ENGIE CASTELNOU SL.	Engie_cast	Ciclo combinado
IBERDROLA GENERACION SAU	Iber_gen	General
IBERDROLA GENERACION TERMICA SOCIEDAD LIM	Iber_gen_term	Ciclo Combinado
NATURGY RENOVABLES SLU	Natur_ren	Mix renovables
EDP RENOVABLES ESPAÑA SLU	Edp_ren	Mix renovables
IBERDROLA RENOVABLES CASTILLA LA MANCHA S	Iber_ren_clm	Mix renovables
IBERDROLA RENOVABLES CASTILLA Y LEON SA	Iber_ren_cyl	Mix renovables
OLIVENTO SL	Olivento	Eólica
IBERDROLA RENOVABLES ANDALUCIA SA	Iber_ren_and	Mix renovables
TERMOLLANO MIDCO SA.	Termomid	Gas
ENCE ENERGIA PUERTOLLANO SLU	Ence	Bioenergía
EOLICA DE MEDINACELI SL	Eol_medina	Eólica
DS SMITH SPAIN SAU	Smith	Actividad secundaria
IBERDROLA RENOVABLES GALICIA SA	Iber_ren_gal	Mix renovables
ENCE ENERGIA HUELVA DOS SL.	Ence_hue	Bioenergía
IBERENERGIA SA	Iberener	General
ENDESA GENERACION SA	End_gen	General
IBERDROLA GENERACION NUCLEAR SA.	Iber_gen_nuc	Nuclear
ENGIE CARTAGENA SL.	Engie_cart	Ciclo combinado
SORIGUE SA	Sorigue	Hidráulica
ANSO N. 3043 DE TAUSTE S.A.T.	Anso	Actividad secundaria
EDP ESPAÑA SAU	Edp	General
NATURGY GENERACION SLU	Natur_gen	General
PREZERO ESPAÑA SA.	Prezero	Actividad secundaria
REPSOL GENERACION ELECTRICA, SA	Repsol_gen	General
CELULOSAS DE ASTURIAS SA	Celu_astur	Actividad secundaria
BRILEN SA	Brilen	Actividad secundaria
INDUSTRIAS ANGEL MARTINEZ LOPEZ SL	Ind_AML	Actividad secundaria
FINANCIERA MADERERA SA	Madedera	Actividad secundaria
FORESTAL DEL ATLANTICO SA	Forestal	Petroquímico
EUROATOMIZADOS SA.	Euroatom	Mix renovables
BIOENERGIA SANTAMARIA, SA	Bioener_santa	Bioenergía
HIDRAQUA. GESTION INTEGRAL DE AGUAS DE LEV	Hidra_lev	Hidráulica
UNION ELECTRICA DE CANARIAS GENERACION SA	Can_gen	General
INDUSTRIAS DEL CURTIDO SA	Curtido	Actividad secundaria
IBERFRUTA-MUERZA SA	Iberfruta	Actividad secundaria
SORIGUE-ACSA CONSERVACION DE INFRAESTRUCT	Sorigue_acsa	Hidráulica
SMURFIT KAPPA NAVARRA SA	Smurfit	Actividad secundaria
TARRAGONA POWER SL	Tarra_power	Gas
GENERACION ELECTRICA PENINSULAR SA	Gen_ele_pen	General
ASOCIACION NUCLEAR ASCO VANDELLOS II AIE	Asco_nuc	Nuclear
ZERO WASTE BIOENERGY CASTILLA LA MANCHA S	Zero	Bioenergía
NEOELECTRA SC CINCA VERDE SL.	Neoelec	General
MADERAS BESTEIRO SL	Besteiro	Actividad secundaria
RDM PAPERINS SA.	RDM	Actividad secundaria
GARNICA PLYWOOD BAÑOS DE RIO TOBIA SA	Garnica	Actividad secundaria
CARTONAJES LEVANTE SA	Cartonaje	Actividad secundaria
DULCES Y CONSERVAS HELIOS SA	Helios	Actividad secundaria
PAPELERA DE BRANDIA SA	Brania	Actividad secundaria
INDUSTRIAS DEL TABLERO, SA	Tablero	Actividad secundaria
COMPACGLASS SL	Glass	Actividad secundaria
TRANSALFALS & LA VISPELA S.C.C.L.	Vispela	Bioenergía
LACTEOS DE NAVARRA SL	Lacteos_nav	Actividad secundaria
BIOENERGETICA EGABRENSE SA	Bioener_ega	Bioenergía

Fuente: SABI. Elaboración propia.

Gráfico 8.1. ANEXO II. Clúster empresas generadoras del mercado eléctrico



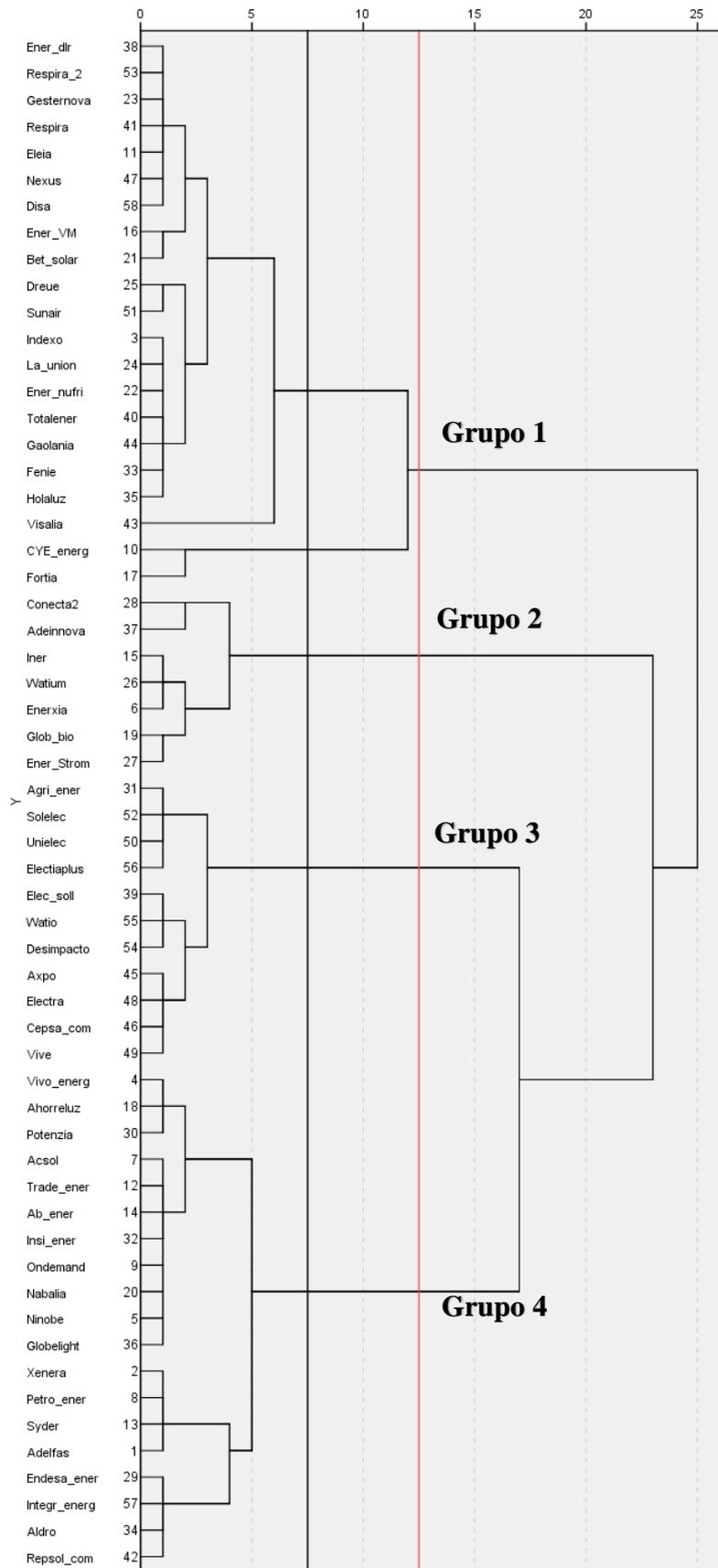
Fuente: SPSS 26.

Cuadro 8.2. ANEXO III. Empresas comercializadoras del mercado eléctrico

Comercializadoras del mercado eléctrico	
ADELFA ENERGIA SOCIEDAD LIMITADA.	Adelfas
XENERA COMPAÑIA ELECTRICA SA.	Xenera
INDEXO ENERGIA SL.	Indexo
VIVO ENERGIA FUTURA SA.	Vivo_energ
NINOBE SERVICIOS ENERGETICOS S.L.	Ninobe
ENERXIA GALEGA MAIS SL.	Enerxia
ACSOL ENERGIA GLOBAL SA.	Acsol
PETRONIEVES ENERGIA 1 SL.	Petro_ener
ONDEMAND FACILITIES SL	Ondemand
CYE ENERGIA SOCIEDAD LIMITADA.	CYE_energ
ELECTRICIDAD ELEIA SL.	Eleia
TRADE UNIVERSAL ENERGY SA.	Trade_ener
SYDER COMERCIALIZADORA VERDE SOCIEDAD LIMITADA.	Syder
AB ENERGIA 1903 SOCIEDAD LIMITADA.	Ab_ener
INER ENERGIA CASTILLA LA MANCHA SOCIEDAD LIMITADA.	Iner
ENERGYA VM GESTION DE ENERGIA SLU	Ener_VM
FORTIA ENERGIA SL	Fortia
AHORRELUZ SERVICIOS ONLINE SL.	Ahorreluz
GLOBAL BIOSFERA PROTEC SL	Glob_bio
NABALIA ENERGIA 2000 SA	Nabalia
BET SOLAR SOCIEDAD LIMITADA	Bet_solar
ENERGIA NUFRI SL.	Ener_nufri
GESTERNOVA, SA	Gesternova
LA UNION ELECTRO-INDUSTRIAL SL	La_union
DREUE ELECTRIC SOCIEDAD LIMITADA	Dreue
WATIUM SL.	Watium
ENERGY STROM XXI SL.	Ener_Strom
CONECTA2 ENERGIA SL.	Conecta2
ENDESA ENERGIA SAU	Endesa_ener
POTENZIA COMERCIALIZADORA SL.	Potenzia
AGRI-ENERGIA SA	Agri_ener
INSIGNIA ENERGIA SL.	Insi_ener
FENIE ENERGIA, SA	Fenie
ALDRO ENERGIA Y SOLUCIONES SL	Aldro
HOLALUZ-CLIDOM S.A.	Holaluz
GLOBELIGHT ENERGY SL.	Globelight
ADEINNOVA ENERGIA SL.	Adeinnova
ENERGIA DLR COMERCIALIZADORA SOCIEDAD LIMITADA.	Ener_dlr
ELECTRICA SOLLERENSE SOCIEDAD ANONIMA	Elec_soll
TOTALENERGIES CLIENTES SOCIEDAD ANONIMA.	Totalener
RESPIRA ENERGIA SA.	Respira
REPSOL COMERCIALIZADORA DE ELECTRICIDAD Y GAS, SLU	Repsol_com
VISALIA ENERGIA S.L.	Visalia
GAOLANIA SERVICIOS SL.	Gaolania
AXPO IBERIA SLU	Axpo
CEPSA GAS Y ELECTRICIDAD SA.	Cepsa_com
NEXUS ENERGIA, SA	Nexus
ELECTRA CALDENSE ENERGIA SA	Electra
VIVE ENERGIA ELECTRICA SA.	Vive
UNIELECTRICA ENERGIA SA	Unielec
SUNAIR ONE ENERGY SOCIEDAD LIMITADA.	Sunair
SOLELEC IBERICA SL.	Solelec
RESPIRA ENERGIA ESPAÑA, SOCIEDAD LIMITADA.	Respira_2
DESIMPACTO DE PURINES ERESMA SA	Desimpacto
WATIO WHOLESALE SL.	Watio
ELECTIAPLUS COMERCIALIZADORA DE ENERGIA SL.	Electiaplus
INTEGRACION EUROPEA DE ENERGIA SA.	Integr_energ
DISA ENERGIA ELECTRICA SL.	Disa

Fuente: SABI. Elaboración propia.

Gráfico 8.2. ANEXO IV. Clúster empresas comercializadoras eléctricas



Fuente: SPSS 26.

Tabla 8.1. ANEXO V. Estadísticos descriptivos variables comercializadoras eléctricas

Variable	Media	Desv. Desviación
ROA	0,1238	0,10881
ROE	0,4445	0,45772
Ratio_solventia	1,909	1,16923
Ratio_liquidez	1,819	1,12597
Ratio_Fondo_Maniobra	0,2878	0,25554
Ratio_pun_muerto	1,0407	0,03951
Ratio_rot_activos	3,7529	1,94921
End_cp	0,5268	0,21092
End_lp	0,229	0,18089

Elaboración propia a partir de los datos obtenidos del software SPSS.

Tabla 8.2. ANEXO VI. Estadísticos descriptivos variables productores eléctricos

Variable	Media	Desv. Desviación
ROA	0,0123	0,07632
ROE	0,0919	0,38369
Ratio_cob_intereses	17,8653	55,93973
Ratio_solventia	1,6503	1,56974
Ratio_liquidez	1,2409	1,15457
Ratio_Fondo_Maniobra	0,0664	0,23339
Ratio_solidez	1,0514	2,26948
Ratio_pun_muerto	1,0674	0,28999
End_cp	0,2959	0,19378
End_lp	0,2463	0,2353

Elaboración propia a partir de los datos obtenidos del software SPSS.