



Universidad de Valladolid

Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales

Trabajo de Fin de Grado

Grado en Marketing e Investigación de Mercados

El Mercado Eléctrico en España

Presentado por:

María Villacorta Alba

Tutelado por:

Julio López Díaz

Valladolid, 11 de diciembre de 2024.





RESUMEN

La electricidad, fuente de energía imprescindible en la sociedad actual, capaz de mover el mundo y paralizarlo a su vez si algo falla. En este trabajo se ha llevado a cabo un análisis del Mercado Eléctrico Español con el fin de estudiar tanto sus características y situación como retos futuros en el camino hacia la descarbonización total. Comienza tratando los aspectos básicos que denominan la electricidad y la historia que la ha hecho posicionarse como factor clave mundial. A continuación se estudia la parte más económica, viendo el estado del sector y la evolución del precio eléctrico a través de sus componentes y variaciones de sus determinantes. Posteriormente, se expone el marco normativo bajo el que actúa el sector eléctrico y las medidas más recientes en materia del mismo. Para finalizar, se introducen algunas de las perspectivas y proyectos de mayor relevancia para el futuro más próximo de la electricidad renovable.

Palabras clave: mercado eléctrico, energía, precio de la electricidad, energía renovable.

Códigos JEL: Q001, Q4.

ABSTRACT

Electricity, an essential source of energy in today's society, capable of moving the world and paralysing it at the same time if something goes wrong. This work has carried out an analysis of the Spanish Electricity Market in order to study both its characteristics and situation as well as future challenges on the road to total decarbonisation. It begins by dealing with the basic aspects that define electricity and the history that has made it position itself as a key global factor. Next, the most economic part is studied, looking at the state of the sector and the evolution of the electricity price through its components and variations in its determinants. Subsequently, the regulatory framework under which the electricity sector operates and the most recent measures in this area are presented. Finally, some of the most relevant perspectives and projects for the near future of renewable electricity are introduced.

Key words: electricity market, energy, electricity price, renewable energy.

JEL codes: Q001, Q4.



ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	5
1.1. Motivación y objetivos.	
1.2. Metodología.	
2. LA ELECTRICIDAD	7
2.1. Aspectos básicos.	
2.2. Historia de la electricidad en España.	
3. EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL. ESTRUCTURA	11
3.1. Generación.	
3.1.1. Tecnologías.	
3.1.2. Composición de la generación eléctrica española.	
3.2. Operadores.	
3.3. Transporte.	
3.4. Distribución.	
3.5. Comercialización.	
3.5.1. El Mercado Minorista.	
3.5.2. El Mercado Mayorista o Pool.	
4. ANÁLISIS ECONÓMICO FINANCIERO DEL SECTOR ELÉCTRICO	31
5. EL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD	34
5.1. Desglose.	
5.1.1. Casación del precio de la energía.	
5.1.2. Peajes.	
5.1.3. Cargos.	
5.1.4. Impuestos.	
5.2. Evolución reciente.	
5.2.1. Determinantes.	
6. MARCO NORMATIVO ESPAÑOL	49
6.1.1. Histórico.	
6.1.2. Medidas recientes del Gobierno de España.	
7. FUTURO DE LA ELECTRICIDAD	54
7.1. Fusión nuclear.	
7.2. Centrales hidroeléctricas de bombeo.	
7.3. Energía termosolar con almacenamiento de sales fundidas.	
7.4. Hidrógeno verde.	
8. CONCLUSIONES	59
9. BIBLIOGRAFÍA	61



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Estructura del Sistema Eléctrico Español	11
Figura 2. Balance Eléctrico Nacional 2023	16
Figura 3. Composición de la Generación Eléctrica	17
Figura 4. Repartición de las principales distribuidoras en el territorio español	22
Figura 5. Ejemplo de determinación del precio de mercado según la curva Oferta-Demanda	27
Figura 6. Evolución de la diferencia de precios media anual entre España, Portugal y Francia	28
Figura 7. Evolución de la demanda total de energía eléctrica	40
Figura 8. Evolución del precio de la luz y el gas natural	42
Figura 9. Reparto de la producción de gas natural (bcm)	44
Figura 10. Principales exportadores e importadores de gas natural (bcm)	45
Figura 11. Evolución del precio de la luz, el gas y las emisiones de CO2	48
Figura 12. Evolución temporal de los principales hitos en el Sistema Eléctrico Español	49
Figura 13. Fases en el funcionamiento de una central hidroeléctrica de bombeo	56
Figura 14. Abaratamiento del mercado diario OMIE versus la generación renovable ...	60



1. INTRODUCCIÓN

1.1. Motivación y objetivos

Las motivaciones que me han llevado a realizar el Trabajo de Fin de Grado sobre el mercado eléctrico español son varias, que en cierto modo son las tratadas en las distintas partes del trabajo. Por una parte, la electricidad en todas sus ramas, juega un papel fundamental en nuestras vidas, una palabra “electricidad” muy conocida, pero... ¿realmente todo el mundo sabe cómo funciona el sistema eléctrico que la rodea? Desde luego yo no, por lo que esta primera motivación nació de ahí, del interés en saber cómo funciona el sistema eléctrico y los mercados que lo forman, para así poder entender sus comportamientos y resultados que tanto nos afectan.

Por otra parte, derivado del desconocimiento del funcionamiento del sistema eléctrico, nace el desconcierto y enfado generalizado con los precios de la factura eléctrica. Por ello, también tenía interés en estudiar los determinantes del precio de la electricidad para conocer las causas que lo hacen fluctuar, y que en cierto modo se explican por las características que presenta el mercado eléctrico en nuestro país, cuyo funcionamiento quise también conocer en profundidad.

Como tercera motivación, me llamaba la atención conocer el mercado de las renovables, una apuesta con gran potencial de crecimiento y múltiples vías de desarrollo aun por explotar, una fuente de energía no sólo con claras ventajas medioambientales de cara a la descarbonización total, sino también económicas como el abaratamiento de costes.

1.2. Metodología

La electricidad es una commodity, traducido en el ámbito económico financiero como *“bien producido en masa por el hombre o del cual existen enormes cantidades disponibles en la naturaleza que tienen valor o utilidad”* según Castelo Montero (2003).

Utilidad tiene, ya que la electricidad cubre muchas de las principales necesidades sociales, y valor también, ya que es representada por un precio, teniendo por tanto validez económica, y es negociada en un mercado regulado, Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL), que veremos en profundidad en el cuerpo del trabajo.

Por ello, la metodología empleada durante el desarrollo de todo el trabajo será el estudio de fuentes bibliográficas que traten sobre esta commodity, además de analizar empíricamente la información proporcionada por organismos oficiales como: el Boletín Oficial del Estado (BOE), el Ministerio, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), el Instituto Nacional de Estadística (INE), la Oficina Oficial Europea de Estadística (EUROSTAT), el Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE) y Red Eléctrica (REE), entre otros, así como de la publicada por las empresas de mayor relevancia dentro del sector: Endesa, Iberdrola, etc.



1.3. Estructura

Tras esta introducción, el capítulo 2 analiza los aspectos básicos de la electricidad y expone una breve historia de la electricidad en España. A continuación, el capítulo 3 describe la estructura del sistema eléctrico español (generación y tecnologías generadoras, operadores, transporte, distribución y comercialización). El capítulo 4 se centrará en el análisis económico-financiero del sector eléctrico, y el 5 en los determinantes del precio de la electricidad. El capítulo 6 abordará el marco normativo, y el 7 el futuro de la electricidad. El trabajo finaliza con la exposición de las principales conclusiones del mismo.



2. LA ELECTRICIDAD

2.1. Aspectos básicos

La energía cuenta con numerosas definiciones en función de sus distintos enfoques aplicativos. Así, en términos físicos, se ha venido definiendo como esa capacidad que posee un cuerpo o sustancia para realizar un trabajo; en el ámbito económico/tecnológico, sería aquel recurso natural que debidamente manipulado y posteriormente transformado, tiene suficiente capacidad para realizar un trabajo, es decir, a ese recurso transformado se le puede dar un uso industrial traducido por ello en capacidad económica.

La cantidad disponible en el medio de todos estos recursos naturales que tienen poder de realizar trabajo son conocidos como recursos energéticos. La transformación necesaria para el uso de estos recursos tiene un claro impacto en el medio ambiente. Por ello la frase comúnmente escuchada de “La energía ni se crea ni se destruye, solo se transforma” puede debatirse ya que la forma de realizar dichas transformaciones puede influir en la degradación e imposibilidad de perduración en la extracción de trabajo del recurso natural utilizado, es decir, no se destruye en sí misma, pero sí la fuente que la genera.

Dentro de los distintos tipos de energía encontramos **la electricidad**, basada en que la materia cuenta con cargas eléctricas positivas y negativas; cuando dichas cargas están en reposo hablaremos de fuerzas electroestáticas, mientras que si están en movimiento se generará la corriente eléctrica y campos magnéticos. Independientemente de si es estática o no, la electricidad es capaz de dar lugar a distintos fenómenos, siendo estos desencadenantes de movimiento, calor o frío, luz, poner en marcha dispositivos y sistemas, etc. Cada una de estas aplicaciones es indispensable en el día a día tanto en los hogares, industria, medios de transporte y el mundo en general, siendo así la electrificación iniciada en el S. XIX no solamente un avance técnico, sino un cambio social que ha llegado a convertirse en un bien de primera necesidad. Tanto es así que los índices de consumo eléctrico son de gran relevancia dentro del desarrollo industrial de los países, con un peso significativo en los índices de crecimiento del Producto Interior Bruto y siendo una señal de desarrollo social ya que repercuten en el nivel de bienestar apreciado en valores como el consumo eléctrico per cápita o el nivel de electrificación de cada país.

Para la cuantificación de esta forma energía encontramos las siguientes unidades básicas: Voltios (V, tensión o voltaje), Amperios (A, corriente o intensidad eléctrica), Vatios (W, potencia eléctrica), Vatios/Hora (Wh, energía eléctrica producida/consumida). Para su uso en la vida cotidiana las veremos representadas mediante sus múltiplos mayores como el kilo o giga.



Dentro de las principales características de la energía eléctrica podemos apreciar que es limpia en su consumo, es decir, no detectable por los sentidos del olfato, oído o vista, y con posibilidad de obtenerse fácilmente o tener como fuente diversas energías primarias (combustibles fósiles, nuclear, biomasa, agua, viento, sol, etc.) a través de un proceso de transformación en los centros de generación para su posterior transporte mediante líneas eléctricas y cables subterráneos hasta cada punto de consumo. De manera negativa podemos apreciar su dificultad económica de almacenamiento en grandes cantidades, por lo que su generación es prácticamente simultánea al ritmo de consumo, y es por ello que su otra característica es la necesidad de continuidad eléctrica para su existencia.

Las dos últimas características dan lugar al Sistema Eléctrico, comúnmente conocido como *“la máquina más grande jamás construida por el hombre”*, ya que hacen que la disponibilidad de esta energía tan necesaria para la sociedad sea posible gracias a un sistema interconectado muy complejo que integra un gran número de componentes: fuentes de generación de electricidad, transformación, líneas eléctricas para su transporte y distribución, maquinaria eléctrica, sistemas de protección, control y gestión, circuitos eléctricos, etc.

2.2. Historia de la electricidad en España

Los primeros indicios de electricidad en nuestro país se remontan al año 1852 con el farmacéutico Domenech quien puso en marcha la iluminación de su negocio en Barcelona. Tras este acontecimiento le siguieron varios en la capital con las pruebas de iluminación de lugares emblemáticos como el Congreso de los Diputados o la Plaza de la Armería. Dós décadas después se consigue la iluminación de Las Ramblas, La Boquería, El Castillo de Montjuic y parte de Gracia. A partir de esto se dio comienzo en los años posteriores a la electrificación industrial española, constituyéndose con ello, en abril de 1881, la primera empresa eléctrica de nuestro país: La Sociedad Española de Electricidad (SEE).

Avanzado en siglo XIX, como señal del rápido desarrollo de la industria se dio lugar a la creación de múltiples empresas y con ello la normalización, siendo en 1885 cuando se publicó el primer decreto que ordenaba las instalaciones eléctricas y posteriormente una Real Orden que regulaba el alumbrado eléctrico de lugares públicos.

Hasta ese momento la electricidad se generaba a través de una corriente continua que imposibilitaba el transporte de larga distancia. Fue a principios del siglo siguiente con la aparición de la corriente alterna cuando la generación eléctrica española experimentó un gran cambio basado en mayor capacidad de transporte lejano, gran aumento de la potencia instalada y excesos en la capacidad de producción, siendo más del 80% de



fuentes hidroeléctricas. Esta transformación dio pie a grandes hitos como el de 1909 con la creación de la línea de transporte con mayor tensión y longitud de Europa y el de 1924 cuando el suministro eléctrico se declaró como público, teniendo las empresas que establecer unas tarifas reguladas públicas siempre bajo supervisión de la administración. Durante los años siguientes debido a la Guerra Civil y postguerra se produjo un estancamiento de esta capacidad productiva que se incrementó con la sequía contigua y el aumento de la demanda desencadenándose así un gran déficit de abastecimiento eléctrico.

Como respuesta a esta situación en el año 1944 se fundó Unidad Eléctrica S.A (UNESA) quien integraba las 18 principales compañías del sector bajo la que se creó el “Dispatching Central” una dirección conjunta del Sistema Eléctrico Nacional, que junto con la aplicación diez años más tarde de las “Tarifas Tope Unificadas” contribuyeron a la rápida disolución del déficit y con ello a una fase de consolidación y crecimiento de la economía española a la vez que lo hacía la demanda eléctrica. Resaltar que UNESA pasó a ser la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica al paso de los años.

Pocos años más tarde la producción de energía eléctrica se había triplicado situándose en torno a los 56.500 GWh con una potencia instalada de 17.925 MW. Sin embargo, la aportación de la parte hidráulica disminuyó considerablemente, siendo en 1970 del 50%, aumentando la producción con fuel-oil debido a los bajos precios del petróleo y a la creación de la primera central nuclear en Guadalajara.

Con la posterior escalada de los precios del petróleo se pasó al uso de derivados como combustible. Pese a que con la primera crisis del petróleo (1973) la mayor generación seguía siendo mediante fuel-oil debido a su contratación con anterioridad a esta, tras la segunda crisis (1979), se tomaron medidas para rebatir dependencia hacia el petróleo. Así, en los inicios de los ochenta se pusieron en marcha centrales de carbón a la que cinco grupos nucleares. Paralelamente se empezó a apostar por la cogeneración y las renovables.

A finales de esta década el sector eléctrico de nuestro país vio inmerso en una etapa poco productiva debido a la política que se focalizó en la creación de centrales de combustibles alternativos al petróleo, el freno del crecimiento de la demanda y los altos tipos de interés traducidos en una elevada deuda. De cara a la estabilización económico-financiera, en 1985 se implementaron varias medidas, destacando el establecimiento del Marco Legal y Estable (MLE) aprobado en el Real Decreto 1538/1987, que redujo el desequilibrio financiero mediante un nuevo cálculo de las tarifas eléctricas, estableciendo como parámetros esenciales la amortización y retribución de las



inversiones, retribución de los costes de producción y distribución, compensaciones entre los agentes y correcciones por desviación a fin de periodo.

Una década más tarde, en 1996, con la finalidad de establecer unos objetivos claros así como los criterios mínimos de liberalización que dieran paso a la competencia en el Sistema Eléctrico, quedo aprobada la Directiva Europea 96/92/CE, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, siendo España uno de los primeros países en adoptarla y cuyo resultado se vio dos años más tarde (1 de enero de 1998) con la entrada en vigor de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, la cual plasmaba los cambios más importantes de la historia del sector español y se adjudica el transporte de la electricidad a la Red de Electricidad Española, actualmente bajo el nombre de Redeia (Red eléctrica corporación S.A.) , quedando esta ley posteriormente derogada por la actual, la Ley 24/2013.

El periodo siguiente, hasta principios de los 2000, estuvo marcado por numerosas dificultades e incertidumbres. La demanda eléctrica se incrementó por encima de lo esperado, teniendo como resultado un aumento exponencial de las necesidades en cuanto a infraestructuras eléctricas, los precios se redujeron en un 30% real teniendo en cuenta la inflación, a lo que se le suma el entorno de incertidumbre existente a causa de la liberalización sectorial y regulación cambiante, junto con la sensibilidad del precio de la electricidad y ningún incentivo de cara a la mejora de la curva.

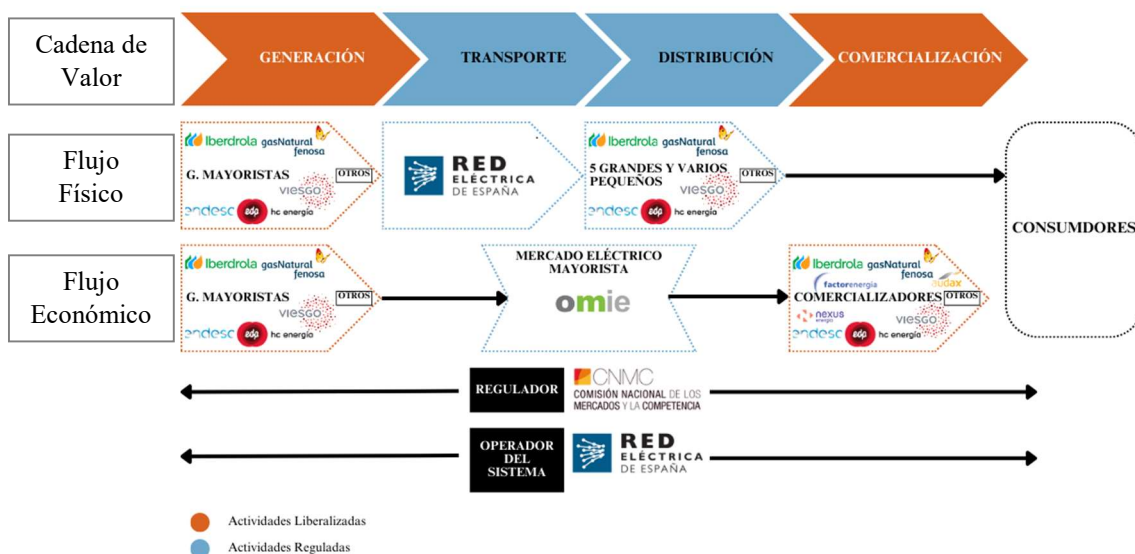
Desde entonces, el sistema de producción de energía eléctrica se encuentra en pleno proceso de cambio, tanto en sus fuentes, las renovables, como en las tecnologías a emplear. También por los requisitos medioambientales asumidos en los distintos compromisos, ejemplo de ello el “Compromiso 20-20-20”. También en lo relativo al propio sistema en sí mismo, evolucionando hacia la “Generación Distribuida” que sustituye los grandes centros de generación alejados de las zonas de consumo que por tanto requerían de grandes redes de transporte y distribución, por centros de generación de menor tamaño próximos al consumidor, teniendo como ventaja la disminución considerable de pérdidas en transporte y distribución. En este contexto cambiante cabe destacar que toman el protagonismo tanto a nivel técnico como económico las fuentes renovables y la eficiencia energética.



3. EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL. ESTRUCTURA

La estructura del Sistema Eléctrico Español está compuesta por cuatro actividades principales, dos reguladas, transporte y distribución, y dos en libre competencia, generación y comercialización. En la [Figura 1](#) se plantea un esquema de su funcionamiento, así como de los principales componentes.

Figura 1. Estructura del Sistema Eléctrico Español.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sociedad y Energía.

3.1. Generación

Según la Ley actual del Sistema Eléctrico, BOE (Ley 24/2013), se consideran productores de energía a aquellas personas físicas o jurídicas cuya función es la generación de energía eléctrica, así como la construcción, operación y mantenimiento de las centrales productivas. Es decir, la generación es la encargada de obtener la energía eléctrica resultante de la transformación de una energía primaria mediante el uso de una tecnología concreta.

3.1.1. Tecnologías

Dichas tecnologías generadoras se clasifican en dos grupos:

- Energías no renovables:** aquellas que requieren el uso de recursos naturales que se agotan con su consumo, y que por lo tanto no poseen capacidad regeneradora, provocando con ello gran cantidad de agentes contaminantes y gases de efecto invernadero. Las principales fuentes de este tipo son el petróleo, el carbón, el gas natural, y los materiales radiactivos.
- Energías renovables:** originadas a partir de fuentes energéticas infinitas o inagotables, y con capacidad de regeneración a corto plazo, con efectos



negativos sobre el medio ambiente en su mayoría inexistentes. Este tipo de fuentes son el sol, el viento, el agua, el calor terrestre y la biomasa.

A continuación, se explican las distintas tecnologías que componen la generación eléctrica de nuestro país, utilizando como fuentes principales: REE (2023), Energía y Sociedad (2023) e Institutos Estadísticos.

Centrales térmicas convencionales (carbón, gas natural y fuelóleo). Producen electricidad mediante el vapor obtenido con la quema de algún tipo de combustible fósil, principalmente carbón, gas natural y fuelóleo, posteriormente turbinado.

En las centrales de carbón específicamente podemos destacar dos tipos, las de carbón autóctono, con la ventaja del autoabastecimiento nacional suficiente, y el carbón importado, que normalmente tiene un menor coste, mayor poder calorífico, produce menor daño medioambiental ya que su combustión genera menos emisiones y partículas, está diversificado geográficamente y se da en países con escaso riesgo geopolítico.

Las centrales térmicas convencionales, en mayor medida las de carbón y fuelóleo, tienen un fuerte impacto medioambiental debido a la gran emisión que realizan a la atmósfera de gases contaminantes y otras partículas. Actualmente, en el intento de paliar esto se están incorporando sistemas en el proceso productivo que permiten reducir esas emisiones como por ejemplo desulfucadoras.

Centrales térmicas de ciclo combinado. En este tipo de centrales la electricidad se produce a través de la transformación de la energía térmica del gas natural mediante dos ciclos termodinámicos consecutivos, una turbina de gas y una turbina de vapor.

Esta tecnología tiene grandes cualidades a nivel técnico, como es su alta eficiencia, mayor que cualquier central convencional, y su escaso poder contaminante. Además, tienen una gran fiabilidad con reducida tasa de fallo. Su principal hándicap es la dependencia de combustible externo y de países inestables políticamente hablando. Si bien es cierto, España es uno de los países del mundo con mayor potencial diversificador de ese suministro y por lo tanto elevada seguridad del mismo gracias al gran desarrollo de plantas de regasificación.

Cogeneración. Son instalaciones especiales, ya que son capaces de producir de manera simultánea electricidad y energía térmica. Por este motivo las dimensiones de estas centrales pueden variar desde unos pocos MW a más de 50 MW. El producir de manera conjunta y con un alto rendimiento electricidad y termicidad, reduce la emisión de contaminantes en comparación con la producción mediante procesos individuales ya que requiere de menor combustible.



Centrales Nucleares. En ellas se produce la fisión o rotura de los núcleos de uranio obteniendo calor, fuente productora del vapor que se turbinan y da lugar a la producción de electricidad. Las centrales nucleares tienen una parte positiva ya que no emiten ningún tipo de gas contaminante a la atmósfera, y una parte negativa, que producen residuos nucleares radiactivos de alta peligrosidad que deben depositarse adecuadamente y ser controlados a lo largo del tiempo. Dentro de estos residuos diferenciamos dos clases, los residuos de baja y media actividad (RBMA) que pasan a ser inofensivos en pocas decenas de años, y los residuos de alta actividad (RAA), productos de vida larga, en su mayoría combustible gastado.

Además del correcto trato que se reciben, cabe destacar que el volumen de RAA es una pequeñísima parte de los generados por cualquiera de las otras tecnologías no renovables activas, por lo que no tiene que descartarse como tecnología poco atractiva por este motivo, ya que realizan un gran aporte de firmeza al sistema gracias a su capacidad productiva las 24h del día 7 días a la semana (quitando los tiempos de recarga del reactor), en lo que a datos se traduce: con solo un 6% de potencia instalada, produce el 20% de la generación nacional dentro de la península, y muy importante, libre de CO₂.

Esto último las hace ser ventajosas ante los derechos de emisión¹ exigidos por Europa que no atañan a esta tecnología por la nula emisión de CO₂, aunque en realidad estos se ven en su mayoría compensados por la gran carga fiscal a la que están sometidas las nucleares y que genera un gran desequilibrio en su estructura de ingresos/costes.

Centrales Hidráulicas. En las que se utiliza la energía que contiene una masa de agua ya sea encauzada o embalsada, para convertirla en energía eléctrica con la ayuda de un generador acoplado a una turbina. Podemos distinguir tres tipos:

- Agua embalsada: almacenan el agua en embalses de grandes capacidades y van produciendo electricidad en función de valores futuros, ya sea el precio esperado del mercado o las precipitaciones.
- Hidráulicas fluyentes: no hay almacenamiento de agua, por lo que su producción depende del agua que se aporte en cada momento.
- De bombeo o reversibles: en las que se bombea el agua desde un punto inferior a las turbinas hasta un embalse superior a las mismas, para posteriormente turbinar esa agua elevada generando electricidad. Dentro de este tipo de

¹ Derechos de emisión: con sus inicios en 2005 y dentro de las medidas del paquete legislativo “Objetivo 55”, tienen como objetivo reducir las emisiones de dióxido de carbono de la industria de cara a 2030 y alcanzar las cero emisiones en 2050. Las industrias dentro de este sistema, deben comprar un permiso de emisión por cada tonelada de CO₂ arrojada, siendo esto un gran incentivo financiero. Estos permisos se compran en subastas y el precio se fija según la oferta/demanda, Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico (2023).



centrales diferenciamos bombeo puro, en el que la única aportación de agua que recibe el embalse superior es la que se bombea desde abajo, y bombeo mixto, en la que el embalse superior recibe también aportaciones naturales.

Generación eólica. Produce electricidad gracias a la energía cinética del viento. Normalmente para una mayor eficiencia se agrupan en una misma localización varios aerogeneradores, dando lugar a “parques eólicos”, pudiendo estos superar los 100 MW.

Dentro de la generación eólica podemos distinguir dos tipos:

- On-shore: la tecnología se encuentra situada sobre la superficie terrestre, caracterizándose por lo mencionado anteriormente.
- Off-shore: la tecnología se encuentra situada sobre la superficie marina.

Este tipo de fuente es muy ventajosa ya que no produce emisiones contaminantes y nos permite ser autoabastecidos ya que no requiere de ninguna energía primaria procedente del exterior. En cuanto a las desventajas más sonantes podemos encontrar la dependencia del viento, un factor inestable, su gran impacto visual, y la ocupación de grandes espacios anteriormente destinados a actividades del sector primario.

En nuestro país, la energía eólica terrestre es una de las fuentes renovables que más desarrollo ha tenido, presentando unas altas expectativas futuras en cuanto a su contribución al abastecimiento energético tanto a nivel interno como en panorama europeo. Por el lado de marina, también está proliferando su desarrollo.

Generación solar. Presenta dos formas de aprovechamiento del recurso solar para la generación de electricidad:

- Solar fotovoltaica: basada en la transformación de la energía solar mediante la utilización de células solares, comúnmente conocidas como “placas solares”, las cuales generan electricidad al recibir los rayos solares sobre ellas.
- Solar termoeléctrica: la cual obtiene energía eléctrica mediante el aprovechamiento del recurso solar encargado del calentamiento de un fluido.

Las instalaciones que ocupan pueden ser superiores a los 50 MW, y no producen emisiones contaminantes.

Biomasa. Su funcionamiento es muy parecido al de las centrales térmicas convencionales, la diferencia está en el combustible que requieren, ya que en las centrales de generación por biomasa este es orgánico, la biomasa, que se define como todo material de origen biológico, excluyendo aquellos que han sido englobados en formaciones geológicas sufriendo un proceso de mineralización. La procedencia de este combustible puede ser:



- Forestal: biomasa generada a partir del tratamiento y aprovechamiento de las masas vegetales.
- Agrícola: biomasa generada en los cultivos (agrícolas, leñosos y herbáceos), en sus distintas etapas, ya sea la poda, cosecha o en la recogida del producto final.
- Industrial, forestal y agrícola: biomasa generada en las actividades industriales, forestales y agrícolas, inmersa en sus productos, subproductos o residuos.
- Cultivos energéticos: biomasa generada a partir de cultivos y/o aprovechamiento de vegetales cuya única finalidad es la producción energética.

Las instalaciones con este tipo de tecnologías suelen ser de pequeño tamaño, 30/40 MW.

Energías del mar. El 70% de nuestro planeta está compuesto por agua salada, lo que señala a los mares y océanos como el sistema de almacenamiento de energía más grande del mundo. Un gran potencial energético que mediante distintos recursos como el oleaje, las corrientes, las mareas, las diferencias de temperatura o de salinidad, dan lugar a varias tecnologías capaces de aprovechar esa energía marina:

- Energía de las mareas (mareomotriz): producida por el ascenso y descenso de agua marina gracias a la acción gravitatoria del sol y la luna.
- Energía de las corrientes: flujo energético constante y predecible que surge de la energía cinética contenida en las corrientes marinas.
- Energía maremotérmica: producida gracias al gradiente térmico marino generado por la diferencia de temperatura entre el agua superficial y las aguas profundas.
- Energía de las olas (audomotriz): generada a través del movimiento ondulado en la superficie marina.
- Energía azul (potencia osmótica): obtenida mediante el proceso de ósmosis al diferir la cantidad de sal en las aguas marinas y las dulces de los ríos. La ósmosis consiste en la permeación de agua de una disolución de baja salinidad a otra de gran salinidad presurizada obteniéndose la energía al despresurizar el permeado en una turbina.

Geotermia. Denominada así la energía, almacenada en forma de calor, procedente del interior de la superficie terrestre. Es una de las fuentes energéticas más desconocidas, pese a ser el recurso energético renovable más importante tras el sol. Es evidente que cada tecnología es distinta a la otra, tanto en términos económicos por sus diferentes estructuras de costes, como por su capacidad de adaptación a la variabilidad de la demanda. Por ello la eficiencia y optimización se logra únicamente con la participación de varias tecnologías generadoras simultáneamente en el proceso productivo,

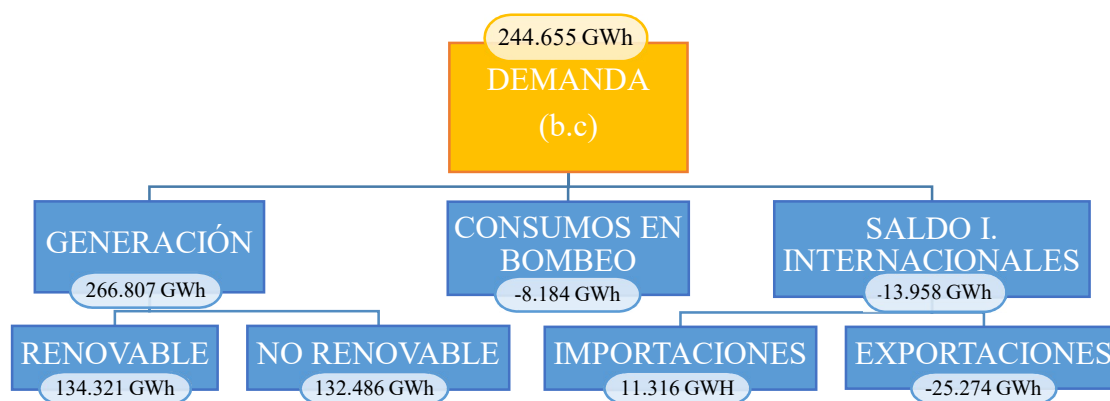


alternándolas para cada determinado momento de manera óptima, es decir, con el mínimo coste total.

3.1.2. Composición de la generación eléctrica en España

La composición de la generación eléctrica en España se explica en buena medida por el complejo contexto geopolítico que vivimos. Así, 2022 estuvo marcado por el conflicto entre Rusia y Ucrania, desencadenante de una gran crisis energética. Posteriormente, en la primera mitad de 2023, la moderación de los precios energéticos y el incremento del turismo consiguieron encaminar la economía y situarla, junto con el consumo, en un momento de crecimiento. Ambos se moderaron en la segunda mitad del año debido a factores como el aumento de precios, tanto en bienes de primera necesidad, como en el petróleo entre otros, la subida de los tipos de interés y la ralentización del crecimiento de la zona euro. Por último, lejos de mejorar, el entorno ha seguido complicándose a lo largo de 2024, tensionando la economía, con hechos como el aumento del conflicto bélico de Oriente Próximo entre Israel y Palestina, y su extensión a Yemen, complicando, por medio de restricciones, el tráfico de mercancías por el Canal de Suez, derivando en una subida de los precios del transporte y un retraso en las entregas. En este contexto, según datos de REE (2022, 2023), en 2023 la demanda de energía eléctrica en España ha descendido en un 2,3% respecto al 2022, con un total de 244.655 GWh demandados. A continuación en la [Figura 2](#) podemos ver el desglose del Balance Eléctrico Nacional del año 2023:

Figura 2. Balance Eléctrico Nacional 2023.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE.

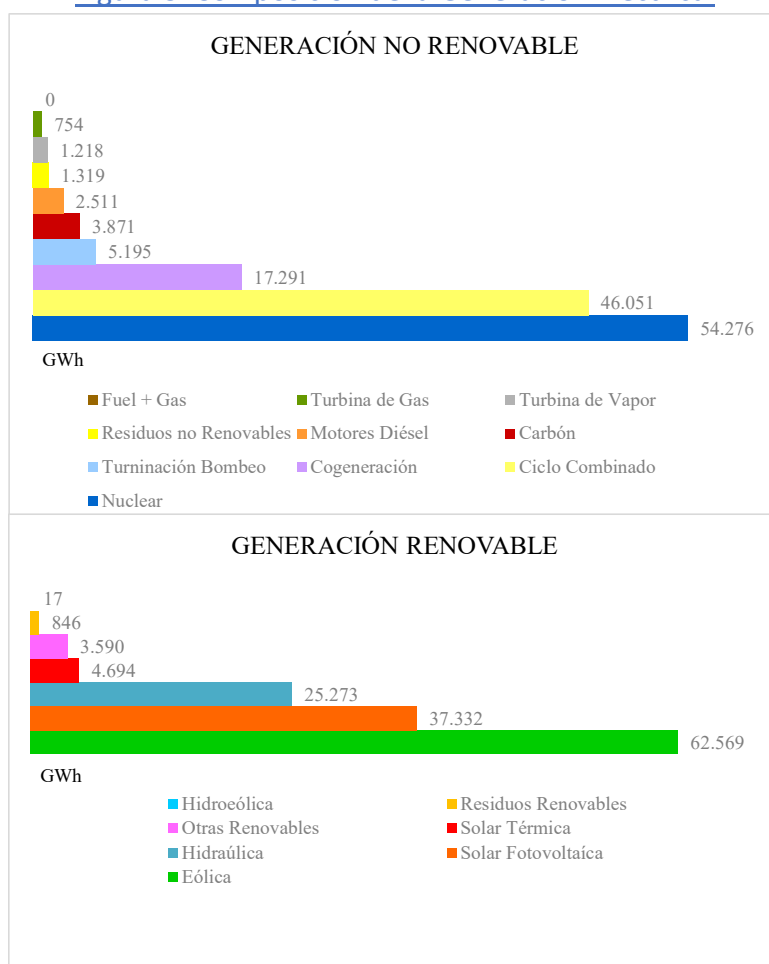
Pese al descenso de la generación de energía eléctrica nacional del 3,5% tras una tendencia al alza de dos años consecutivos, la capacidad instalada en el parque generador español ha aumentado en un 5,2%, sumando un total de 125.620 MW.

Dentro del sector renovable, la potencia instalada se ha acrecentado en 6,3 GW, consiguiendo cubrir el 50,3% del total instalado, ya que la generación de este tipo de



energía ha conseguido en el 2023 franquear por primera vez la barrera del 50% sobre el total generado anualmente, con una variación positiva del 15,1% en el último año, logrando el máximo histórico de 134.321 GWh, teniendo un mayor grado de cobertura dentro del mix nacional, las fuentes eólica, solar fotovoltaica e hidráulica. Por otro lado, el sector no renovable, en cuanto a niveles de generación, decayó en un 17%, por lo tanto su nivel de cobertura se situó en un 49,7%.

Figura 3. Composición de la Generación Eléctrica.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE.

En cuanto a la partida de energía eléctrica intercambiada con el exterior, 2023 se cerró con saldo exportador de 25.274 GWh, un 10% inferior que en 2022, pero siendo la segunda cifra más alta hasta el momento. El saldo importador se cerró en 11.316 GWh, apreciando un aumento del 40% con respecto a 2022, pero aún por debajo de la media histórica (desde 2014). El cómputo de ambos saldos resulta exportador con 13.958 GWh, lo cual nos indica que la Balanza Comercial, es decir, el grado de dependencia del exterior, es positivo para España. Haciendo referencia a la década pasada, España venía arrastrando un periodo de dependencia exterior con saldo importador, es decir, negativo, entre los años 2016 y 2021, por lo que la mejora es notable en las últimas anualidades.



Los países de mayores intercambios con nuestro país son: Francia, Portugal, Marruecos y Andorra, en todos ellos el saldo exportador. La [Figura 3](#) resume lo anteriormente expuesto.

3.2. Operadores

Una de las principales características que tienen en común las tecnologías generadoras anteriormente descritas, así como también caracteriza a la energía eléctrica en sí misma, es la incapacidad de almacenamiento en grandes cantidades. Por este motivo es de vital importancia el correcto funcionamiento del sistema en su conjunto. Para ello se presenta la figura del operador del sistema/mercado eléctrico español, Red Eléctrica de España (REE), mediante el cual, la Administración General del Estado con la participación de las Comunidades Autónomas, llevan a cabo la planificación del mismo.

Red Eléctrica, fundada en 1985 en aplicación de la Ley 49/1984, fue la primera empresa del mundo en dedicarse exclusivamente al transporte y operación del sistema eléctrico. En sus principios fue una sociedad constituida mayormente por capital público, aunque años más tarde con la salida a bolsa en 1999 y la cotización en el IBEX 35 en la década de los 2000, se redujo de manera considerable el poder público iniciándose el camino hacia la privatización de la misma, alcanzando un 20% de la SEPI² (Sociedad Estatal de Participaciones Industriales) y el 80% free float, es decir, de cotización libre en los mercados financieros internacionales.

La figura de operador comprende las funciones necesarias para alcanzar el equilibrio en un sistema comprometido con la correcta coordinación entre las actividades que lo componen, garantizando la seguridad y continuidad del suministro eléctrico, en las condiciones de calidad exigidas por la normativa actual, y bajo los principios de transparencia, objetividad, independencia, eficiencia económica y claro compromiso con el desarrollo sostenible. Este equilibrio dependerá de la capacidad de igualar generación y demanda de manera instantánea, para lo cual el operador, REE, realiza previsiones de demanda de energía eléctrica con el objetivo de que la producción programada en las centrales sea equitativa a los valores de demanda de los consumidores, siempre manteniendo los márgenes suficientes para hacer frente a posibles variaciones por ambas partes.

A su vez, REE, es el encargado en la zona peninsular del ajuste de los programas de producción que son establecidos libremente por los agentes en los mercados (diario, intradiario) a los parámetros de calidad, fiabilidad y seguridad del sistema. En estos mercados de compra venta de energía entre productores y comercializadores, el

² SEPI: principal gestora de las participaciones empresariales del Gobierno de España.



operador actúa de intermediario entre ambas partes, estableciendo los mecanismos necesarios para asegurar que el pago de las transacciones se efectúe correctamente.

En cambio, en el mercado exterior de venta de energía tanto dentro de la Unión Europea como a terceros, su función es la de estar informado en todo momento de estos movimientos y dar su correspondiente aprobación, pudiendo denegarles en caso de que el suministro nacional se viera comprometido por la transacción. Una vez aprobados por el operador, pasarán por el Ministerio de Industria, Energía y Pesca, quien deberá confirmar su autorización.

3.3. Transporte

Como su propio nombre indica, esta fase tiene como objetivo transportar la electricidad, bajo los principios de calidad y seguridad de suministro, desde los puntos de generación, hasta los puntos de consumo de grandes consumidores conectados directamente a la red de transporte, o hasta los puntos de conexión con las redes de distribución encargadas de llevar dicha electricidad al resto de consumidores.

La Ley define al transportista como la sociedad mercantil que tiene como función el transporte de energía eléctrica, al igual que la construcción, maniobra y mantenimiento de las instalaciones de transporte.

En nuestro país esta red de transporte, está formada por:

- a) Líneas, transformadores y demás elementos de 220kV o superior tensión.
- b) Instalaciones inferiores a 220kV de tensión cuya función sea el transporte.
- c) Instalaciones de interconexión internacional y con los sistemas peninsulares e insulares.

Hoy en día suman una red mallada³, fiable y segura, de alta calidad en el servicio, con un total de más de 43.600km de líneas, 5.400 subestaciones y más de 85.000 Megavoltiamperios (MVA) de capacidad transformadora.

Las principales funciones que debe satisfacer la red se basan en garantizar el equilibrio del sistema mediante la transferencia neta de energía con capacidad de variación direccional del flujo energético en función de las necesidades o circunstancias, bajo los parámetros básicos exigidos de tensión y frecuencia en cada punto de la red, así como minimizar pérdidas y optimizar el uso de los medios productivos en función de la demanda.

³ Red Mallada: cuando tiene distintas conexiones entre las subestaciones, de manera que si falla una, la energía circula por otros caminos alternativos, Redeia (2023).



En España, como ya he mencionado en el apartado anterior, el transporte de electricidad está a cargo de Red Eléctrica de España (REE), actualmente bajo la marca y matriz comercial Redeia.

Aunque ya en 1997 con la aprobación de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, se ratifican sus funciones y se confirma su papel como pieza clave en el funcionamiento del sistema, fue tras la Ley 17/2007, cuando se le otorgó el título de transportista único, titular de toda la red de transporte tanto peninsular como de los sistemas insulares y extrapeninsulares. Como administrador debe cumplir con la planificación aprobada plurianualmente, “Planificación de los sectores de electricidad y gas - Desarrollo de las redes de transporte” del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, comprendiendo la última aprobación el horizonte 2026⁴.

Esta planificación se rige mediante criterios tanto técnicos como económicos de la red de transporte, de manera que las inversiones previstas sean justificables mediante los beneficios aportados por la eficacia en la gestión del sistema como, por ejemplo: la reducción de pérdidas en el transporte o incorporación de nuevos generadores, así como los beneficios derivados del aumento de seguridad operacional minimizando la energía no servida o utilizada.

Debido a la imposibilidad económica de almacenamiento de la electricidad, a su vez, REE debe realizar una operación adecuada, segura y eficiente del sistema, en la que el equilibrio entre generación, es decir, oferta, y demanda esté garantizado de manera continuada, estando todo ello recogido en los “Procedimientos de Operación del Sistema”.

Por lo tanto, el operador del sistema, actúa siguiendo los Procedimientos de Operación adecuados para la gestión del sistema eléctrico propuestos por el mismo, pero de obligada aprobación por el Ministerio. Dentro de dichos procedimientos se detallan: las bases de actuación para la realización de previsiones de demanda y cobertura, así como de los análisis necesarios de llevar a cabo para la seguridad del suministro eléctrico, la planificación del mantenimiento de las centrales generadoras, y otras cuestiones dispuestas a la resolución de congestiones en la red o desvíos efímeros entre demanda/oferta.

Además, desde 2006, REE es responsable de la liquidación de los mercados de operación, es decir, resolución de restricciones técnicas, suministro de servicios

⁴ Horizonte 2026: aprobado en marzo de 2022 por el Consejo de Ministros dentro de la “Planificación Energética: Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica 2021-2026”. Tiene por objeto primordial llevar a cabo el desarrollo y actuaciones necesarias en la red de transporte nacional de cara al impulso de las energías renovables, un suministro de electricidad más robusto y resiliente, así como un mayor bienestar y riqueza para los territorios, Red Eléctrica + Gobierno de España (2022).



complementarios, gestión de desvíos o pagos por capacidad, funciones anteriormente designadas al operador del mercado. También recae sobre este operador la proposición ante la Administración General del Estado de la planificación de la red de transporte con durabilidad de seis años, requiriéndose previamente un informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con trámite de audiencia, sometimiento al Congreso de los Diputados y finalmente aprobación por parte del Gobierno.

3.4. Distribución

La distribución eléctrica es la intermediaria entre la salida de las redes de transporte y el consumidor final, denominándose como distribuidores las sociedades mercantiles o cooperativas de consumidores y usuarios cuya función es la distribución de energía eléctrica, a la vez que la construcción, operación y mantenimiento de esas instalaciones destinadas a la situación de la energía en los distintos puntos de consumo.

En España están consideradas distribuidoras las líneas de tensión inferior a 220 kV no consideradas como parte de la red de transporte, y los elementos requeridos para la correcta actividad y en los parámetros de calidad exigidos por la regulación como son comunicaciones, protecciones, control, etc.

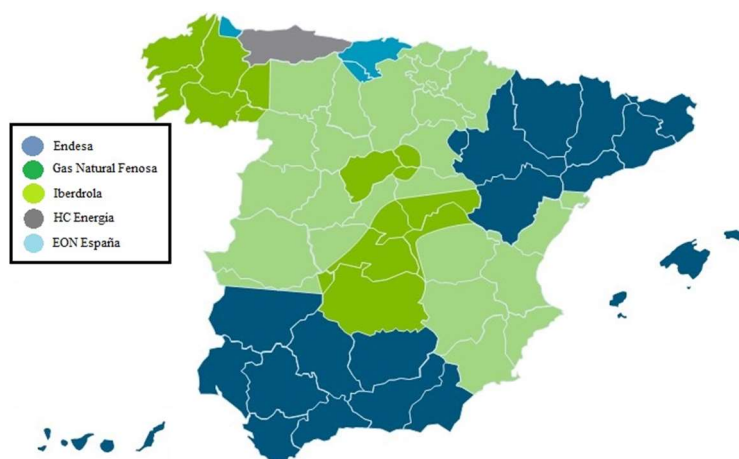
En el pasado, las distribuidoras estaban encargadas del servicio de suministro regulado, pero a partir del año 2009 lo reemplazó el “Suministro de Último Recurso”, gestionado por los comercializadores de último recurso, siendo ahora los comercializadores de referencia. Es por ello que, en la actualidad de nuestro país, solo tienen implicación en la actividad de distribución en sí misma, no pudiendo abarcar ningún ámbito relacionado con las actividades liberalizadas de generación y comercialización.

Sus principales funciones son la construcción, el mantenimiento y operación de las redes e instalaciones de suministro, ampliando las mismas en función del aumento de puntos de demanda y asegurando una calidad óptima en todo el proceso. Deberán medir los datos de consumo y actualizar las bases de datos en cada punto de suministro, así como aplicar los peajes y tarifas de acceso a los consumidores. Además, se encargarán de la presentación de los planes de inversión anual a las Comunidades Autónomas.

A nivel nacional, hay 5 distribuidoras de gran tamaño: Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa, HC Energía y EON España, y más de 300 de menor (menos de 100.000 clientes), Energía y Sociedad (2023). En la [Figura 4](#) se muestra un mapa con las zonas que se reparten las cinco grandes:



Figura 4. Repartición de las principales distribuidoras en el territorio español.



Fuente: Imagen obtenida de Energía y Sociedad, elaboración propia.

Smart Grids

Una Smart Grid es una “red que integra de manera inteligente las acciones de los usuarios que se encuentran conectados a ella, con el fin de conseguir un suministro eléctrico seguro y sostenible”, Energía y Sociedad (2023). Estas redes inteligentes serán de vital importancia en el futuro más próximo para el transporte y la distribución de energía eléctrica debido a los retos que del sector de cara al cumplimiento de los objetivos europeos 2020, 2030 y 2050. Estas redes llevarán a cabo la automatización y fortalecimiento de la red junto con un progreso en el desarrollo del mercado, optimizando las conexiones renovables, desarrollando y expandiendo la generación descentralizada o distribuida⁵ de menor tamaño, integrando la generación intermitente así como nuevas formas de almacenamiento eléctrico, con una gestión activa de la demanda traducida en la mejora de la eficiencia energética.

En nuestro país, como primera medida en el camino hacia estas redes inteligentes, se ha llevado a cabo un plan de sustitución de los contadores eléctricos domésticos por nuevos electrónicos en los que su gestión y lectura se lleve a cabo mediante un sistema de tele gestión implantado por parte de la empresa distribuidora. Esta medida se hizo efectiva a través de la publicación de la Directiva 2012/27/UE sobre eficiencia energética.

A su vez, también en 2012, la Comisión Nacional de Energía (Actual CNMC) creó un grupo de trabajo, con participación de las distribuidoras, el operador del sistema y dos empresas tecnológicas, Indra y Tecnalia, con objetivo de analizar la situación y realizar

⁵ Generación distribuida: imprescindible en las denominadas “Smart City”, se basa en la generación eléctrica mediante pequeñas fuentes generadoras cercanas a los puntos de consumo, así como en la cooperación de estas con las centrales convencionales, Fundación Endesa (2023).



propuestas legislativas de integración de los recursos atribuidos a estas redes inteligentes.

3.5. Comercialización

3.5.1. El Mercado Minorista

La última etapa del sistema, la comercialización, se refiere a la fase de entrega de esa energía generada, transportada y distribuida, a los clientes finales, a cambio de una contraprestación económica. Esta actividad la ejercen las empresas comercializadoras, sociedades mercantiles o sociedades cooperativas de consumidores usuarios, en régimen de competencia, las cuales adquieren la energía en el mercado, haciendo una previa estimación del consumo que realizarán los clientes, y fraccionan esta adquisición en cada uno de los formatos de contratación, es decir, mercado diario⁶, mercados a plazo⁷ o contratación bilateral⁸, para posteriormente suministrársela al cliente final, ya sea consumidores, otros sujetos del sistema o para la realización de operaciones de intercambio teniendo como propósito el consumo.

Para realizar este recorrido las empresas comercializadoras requieren del uso de las redes tanto de transporte como de distribución, para lo cual cumplen unas condiciones de acceso y pagan unos peajes de acceso regulados por la Administración. Entre las condiciones a cumplir se encuentra la comunicación constante con el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, así como el cumplimiento de los requisitos de suministro y parámetros reglamentarios que establecen.

La primera función que realiza un comercializador eléctrico es la adquisición de energía mediante el uso racional del recurso energético, así como el contrato de los peajes correspondientes a las redes de transporte y distribución necesarias para su actividad. Posteriormente deberán formalizar los contratos de suministro con los consumidores actuando según los programas de gestión de demanda designados por la Administración. Una vez establecida la relación contractual con el cliente deberán informarle y protegerle conforme a lo establecido legalmente, así como ofrecer un servicio post venta para aquel suministro dirigido exclusivamente al consumidor final.

Por otro lado, tienen como derechos el acceso a las redes de distribución y transporte, el cobro y facturación del suministro realizado bajo condiciones de contrato fijadas

⁶ Mercado diario: en el que se realizan transacciones de energía eléctrica mediante la presentación de ofertas de venta, por parte de las generadoras, y de compra, por parte de las comercializadoras y clientes directos, de los agentes del mercado para las 24 horas del día siguiente, OMIE (2023).

⁷ Mercados a plazo: o mercado a término, en el que se negocian compraventas de activos de liquidación futura, a un precio fijado en el momento de la contratación de la operación, (Expansión 2023).

⁸ Contratación bilateral: en el que mediante un acuerdo de compra-venta de energía eléctrica entre dos sujetos del mercado, se compromete una cantidad de electricidad a un precio determinado durante un periodo de tiempo (REE, 2020).



legislativamente, y el poder de exigir unos equipos de medida para el usuario en condiciones óptimas, así como el correcto uso de los mismos.

Dentro de las ya mencionadas funciones comercializadoras, la principal y en la que se centrará este apartado es la de suministro al consumidor. Este suministro se lleva a cabo en el mercado eléctrico español de dos formas: Suministro de Referencia y Contratación en el Mercado Liberalizado.

Suministro de Referencia

El suministro de referencia aparece tras la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, y lo hace en sustitución del Suministro de Último Recurso (SUR), implantado en el mercado español desde 2009. Como requisito para acogerse a este tipo de suministro se deberá estar conectado a baja tensión con una potencia máxima contratada de 10kW.

Al consumidor que escoja esta opción se le aplicará el precio voluntario para el pequeño consumidor, PVPC (antes denominada Tarifa de Último Recurso, TUR), calculado por Red Eléctrica de España en función del precio horario del mercado diario e intermediario durante el periodo establecido en la facturación y por medio de la aplicación de un perfil de consumidor promedio. Este precio se calculará mediante la suma del coste de producción y adquisición de la energía, los peajes de acceso y cargos, y los costes asociados a la gestión comercial, siendo el máximo y único al que le puedan cobrar los comercializadores de referencia en todo el territorio nacional. Estos comercializadores están designados por el Gobierno, aunque actúen bajo las mismas condiciones que el resto.

Además, si el consumidor está categorizado como vulnerable, se le aplicará el PVPC menos el Bono Social. Por el contrario, a todos aquellos consumidores no cumplidores de los requisitos para el PVPC, pero que no disponen de contrato de suministro temporalmente con ningún comercializador en mercado libre, se les aplicará el PVPC más un recargo.

Con la tarifa explicada en el párrafo anterior aplicada al consumidor vulnerable se esclarece la diferencia, para no incurrir a equivocaciones, entre el Suministro de Referencia, el cual garantiza el derecho al suministro bajo condiciones razonables, y el SUR con el Bono Social, que está configurado como medida de protección ante la situación desfavorable socioeconómica del consumidor. El bono social fue aprobado como figura oficial con el Real Decreto 897/2017 y es de aplicación a consumidores vulnerables (descuento 25%) o consumidores vulnerables severos⁹ (descuento del 40%).

⁹ Consumidores vulnerables severos: niveles de renta igual o inferior al 50% de los vulnerables o familia numerosa con renta anual igual o inferior a 16.800€ o que la renta individual anual sea inferior a 8.400€.



A parte del con el PVPC, el suministro de referencia suministra también mediante la tarifa de Precio Fijo Anual en Mercado Regulado, ofertado de igual modo por la comercializadora de referencia que corresponda en cada caso.

Los comercializadores de referencia son desde 2017 las siguientes empresas:

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

Contratación en el Mercado Liberalizado

Supone la formalización de un contrato libre con una comercializadora, sin las restricciones existentes en el mercado regulado o de referencia. Este tipo de contratación permite a sus clientes ajustar sus gastos energéticos en función de sus necesidades teniendo la opción de contratar a precio fijo o precio variable.

Según los últimos datos de 2017, encontrados en el informe elaborado por Energía y Sociedad (2023), el mercado minorista superaba los 27,3 millones de suministros en nuestro país, de los que más de 26 millones corresponden al consumo doméstico y de pymes, el restante al sector industrial. El consumo doméstico y de pymes, aunque suponen un 95,2% del total de suministros, realizan un consumo de energía del 46,7%, del cual un 40% es en régimen de PVPC y un 60% en mercado libre. El sector industrial, pese a que supone una minoritaria cantidad de 1,1 millones de puntos de suministro, tienen un mayor porcentaje de energía suministrada, el 53,3%, siendo en su totalidad en mercado libre. La tendencia general es claramente favorable para el mercado libre, con un crecimiento en cuanto a cuota de mercado exponencial que ha pasado del 6,4% en 2009 al 56,1% en 2017.

3.5.2. El Mercado Mayorista o Pool

El mercado mayorista del sistema eléctrico lo componen todos los negociadores a partir de los cuales se contrata la energía eléctrica para su entrega en un periodo temporal determinado. Este periodo puede ser de dos tipos, al contado (para las horas o el día siguiente), o a plazo (para las próximas semanas, meses, trimestres o años).

Cuando además de cumplirse alguna de las anteriores le sea financiado al menos en un 50% su factura por servicios sociales se le considerará en riesgo de exclusión social, CNMC (2022).



El mercado al contado de electricidad (diario e intradiario)

El mercado diario e intradiario de electricidad en España está gestionado desde 2003, tras la firma en 2001 del acuerdo cooperativo: “Protocolo de colaboración entre la Administración española y portuguesa para la creación del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL)”, por la figura imprescindible del Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE), encargado de la regulación y organización del mercado eléctrico y de todo el proceso inmerso en él, asegurando una correcta compra-venta de energía, así como los principios de transparencia, objetividad e independencia. En 2007, OMIE amplió su ámbito de actuación a la totalidad del mercado ibérico, España y Portugal, dando lugar al MIBEL, Mercado Ibérico de Electricidad, lo que permitió la participación en el mercado de las unidades productivas de ambos territorios. Seis años más tarde, en el 2013, el mercado ibérico se unió al resto de mercados europeos continentales.

Otras de funciones del OMIE son fomentar la competitividad a favor del consumidor final asegurando la libertad de acceso de nuevos agentes, recibir las ofertas de venta y adquisición de energía, calcular y comunicar a partir de estas el precio final medio del mercado así como sus principales componentes, construyendo con ello una evolución de los datos de mercado de carácter público, y comunicar cualquier comportamiento por parte de los agentes que suponga alteraciones en el mercado a la autoridad competente.

El mercado diario se celebra el día anterior a la fecha de entrega de energía fijada, siendo éste su funcionamiento:

Los vendedores (generadores y comercializadores en su papel de importadores) presentan las ofertas de venta de energía eléctrica al OMIE para cada hora del día siguiente. El OMIE las agrega en tramos de ofertas que provengan de centrales de generación bajo la misma tecnología y las ordena por precio de menor a mayor, resultando de ello la curva de oferta. Resaltar que todas las ofertas que conforman la curva deben cumplir los principios de la Ley de Defensa de la Competencia, siendo para ello supervisadas por las instituciones de mercado dedicadas a ello.

Los compradores (comercializadores dedicados a exportar o revender energía en el mercado minorista, y consumidores finales que actúen en este mercado) presentan las ofertas de compra de energía eléctrica a OMIE para cada hora del día siguiente.

Los compradores suelen clasificarse en tres segmentos: grandes consumidores industriales, de tamaño medio en sectores industriales y de servicios, y pequeños consumidores de redes de baja tensión, es decir, en su mayoría el consumo de los hogares o pequeños negocios, dependiendo su participación en el mercado del tipo de suministro al que estén acogidos. Si su suministro es de referencia, participaran siempre

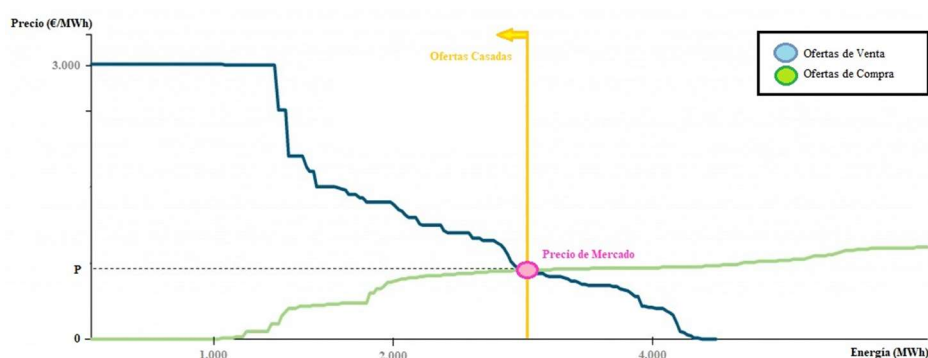


de forma indirecta ya que lo harán bajo la figura de su comercializador de referencia, mientras que si su suministro es liberalizado, podrán hacerlo de manera directa o a través de su comercializadora libre.

Es por ello que la forma que presenta la curva de demanda viene determinada por el hecho de que normalmente los comercializadores suele hacer oferta de compra al máximo precio permitido, 3.000€/MWh, sirviéndoles de garantía de abastecimiento, y presentando una forma lineal. Mientras que la otra parte de consumidores (directamente o bajo su comercializadora) ofertan un precio menor o igual al que están dispuestos a tomar energía, representando la parte de la curva con pendiente negativa. Aunque la forma de la curva sea muy similar, los valores oscilarán ya que a nivel cortoplacista dependerá de dos factores: si el día es laboral o festivo, y de las condiciones climatológicas (luz y temperatura).

Recibidas las propuestas, el OMIE construye las curvas de oferta-demanda para cada hora del día siguiente. Del cruce de estas curvas surge el precio para cada una de las horas. A su vez se identifican las ofertas casadas, es decir, las ofertas que se convierten en compromisos finales de entrega. En cada hora, cada una de estas ofertas de venta (compra) casadas reciben (pagan) el precio del mercado. En la [Figura 5](#) podemos apreciar un ejemplo de las casaciones de oferta y demanda de OMIE para cada hora del día siguiente:

[Figura 5. Ejemplo de determinación del precio de mercado según la curva Oferta-Demanda.](#)



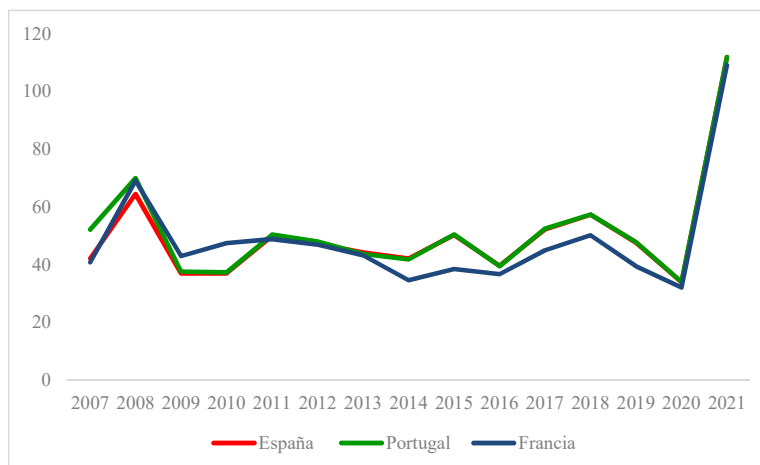
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIE.

Desde 2013 el mercado ibérico se adhirió al resto de mercados europeos continentales. Desde entonces cada vez ha sido mayor el esfuerzo inversor en esas conexiones internacionales con el fin de la creación de un mercado único de la energía en Europa. A día de hoy el avance es notable, aunque en materia de precios sigue habiendo diferencias. Según los datos extraídos de OMIE, en el caso de Portugal, el acoplamiento entre los mercados es casi total ya que en 2021 el precio medio anual en España fue de 111,93 €/MWh, y en Portugal de 112,01 €/MWh, una diferencia de 0,08. En cambio, si



nos fijamos en otros países como Francia, en 2021 su precio medio anual de mercado se establecía en 109,17 €/MWh, una diferencia de 2,76. En la [Figura 6](#) se puede apreciar la diferencia de sus precios de mercado medios anuales.

Figura 6. Evolución de la diferencia de precios media anual entre España, Portugal y Francia.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIE.

Como podemos ver en el gráfico, lo que destaca de manera común en los tres es el aumento y la volatilidad de los precios, sobre todo destacable a partir del año 2020. Debido a esta subida exponencial de los precios y sumada la ofensiva rusa en Ucrania, Europa se vio obligada a desarrollar planes de mitigación dirigidos al impacto hacia el consumidor que veremos más adelante en el Apartado 6.2. *Medidas recientes del Gobierno de España.*

El mercado a plazo de electricidad

Los mercados a plazo de electricidad son aquellos en los que esos contratos de compra-venta, surgidos de las negociaciones en el intercambio entre generación y demanda, tienen fijados unos plazos de entrega de esa electricidad/energía mayores a 24 horas. En el transcurso de este plazo hasta la fecha de entrega podemos hablar de dos periodos:

- Corto plazo: el que transcurre dentro de las 24 anteriores a la entrega de la energía. En este momento, los agentes pueden realizar ajustes contractuales, y en el caso de los generadores, ofrecer ciertos servicios de gestión técnica.
- Largo y medio plazo: se llevan a cabo las negociaciones contractuales para los diferentes periodos de tiempo y en los distintos mercados a plazo.

Tal y como marca la CNMC (2023), en nuestro país hay dos tipos de mercados a plazo, organizados y no organizados. En el mercado no organizado, también conocido como



“Over The Counter” (OTC)¹⁰, se establecen contratos bilaterales ya sean físicos o financieros, siendo estos últimos los que se llevan la mayor parte de la contratación. Por su parte, los mercados organizados¹¹ están gestionados por OMIP, EEX y BME de futuros eléctricos. El OMIP (Operador el Mercado Ibérico-Polo) es portugués, entidad privada independiente, fundada en 2003 con sede en Portugal es dependiente del ya mencionado MIBEL. El EEX (European Energy Exchange) tiene sede en Alemania, y principal competidor de OMIP. Y el BME (Bolsas y Mercados Españoles) tiene sede en España. El correcto funcionamiento de cada uno de ellos, así como del mercado en su conjunto está a cargo de la CNMC y la Comisión Europea.

Las ventajas que podemos encontrar en un mercado a plazo con liquidez y profundidad, en comparación con el mercado diario son la eliminación del riesgo de incurrir a pérdidas por parte del comercializador en caso de ofertar a sus clientes un precio desconocido en el mercado diario y que posteriormente ese precio en el mercado sea más elevado que el que estimó al ofertar, y la reducción del riesgo de variabilidad de ingresos de los generadores permitiéndoles fijar un precio al que vender su producción. Ambos de manera agregada facilitan la entrada de nuevos competidores. Por el lado de los consumidores que adquirirían la energía de manera directa por sí mismos también tiene su atractivo, ya que en este tipo de mercado a plazo la contratación la suele ofrecer un comercializador, el cual podrá ofrecer un menor coste y mayor estabilidad de pago.

Cabe destacar que, pese a las ventajas anteriores, no hay que caer en el error de pensar que el mercado a plazo nos va a ofrecer precios más bajos que el mercado diario, simplemente es una opción que permite estabilizar un precio de electricidad futura entre comprador y vendedor, pudiendo resultar este mayor o menor que el que suceda en el mercado diario.

En cuanto al proceso de formación del precio en los mercados a plazo, siendo el precio futuro esperado en el mercado diario el coste de oportunidad de los contratos a plazo y por tanto el precio del mercado a plazo será el precio que se espera en el futuro dentro del mercado diario (teoría económica), este quedará determinado de igual manera que en el mercado diario, mediante la intersección de las curvas de oferta (ofertas de vendedores) y demanda (ofertas de compradores), pero con la particularidad de que cada tipo de mercado a plazo procede de forma diferente.

¹⁰ Mercados OTC: mercados extrabursátiles, no organizados ni estandarizados, en los que los agentes negocian mediante intermediarios llamados brokers, físicos o financieros, Energía y Sociedad (2023).

¹¹ Mercados organizados: en los que la liquidez está garantizada por sus instituciones y que cuentan con procedimientos de participación comunes y firmados en los contratos de adhesión a las Reglas del Mercado aprobadas por la entidad de gestión. Las operaciones se realizan ante cámaras de compensación que garantizan cobros y pagos, El Economista (2023).



Los mercados no organizados fijan el precio mediante la negociación bilateral de las partes, el en caso de los OTC, con la intervención de un intermediario o bróker. En cambio, en los mercados organizados, cada gestor (OMIP, EEX o BME) presenta en su plataforma de forma pública todas las ofertas recibidas por parte de vendedores y compradores, y en el momento que un agente encuentra la oferta que le sea interesante puede cerrar en ese mismo momento la operación mediante el método estandarizado.

Los factores que pueden repercutir en la fijación de estos precios son muy similares a los que afectan al precio del mercado diario ya sea directa o indirectamente, es decir, factores de oferta y demanda que influirán a los agentes a la hora de estimar el precio futuro de mercado. La curva en la que se representa el precio estimado en un determinado momento para los diferentes periodos futuros se denomina “Curva Forward” o curva a plazo, muy cambiante debido a las continuas variaciones de los factores anteriores. Esta curva puede presentar dos formas: Cuando el precio a plazo es mayor que el precio actual del mercado diario se denomina “Curva en contango”, y suele tener pendiente positiva. El contango indica una situación en la que los precios a plazo aumentan a medida que la fecha de vencimiento se aleja del momento actual. Y cuando el precio a plazo es menor que el precio actual del mercado diario la denominaremos “Curva en backwardation”, y suele tener pendiente negativa, Energía y Sociedad (2023).



4. ANÁLISIS ECONÓMICO FINANCIERO DEL SECTOR

A continuación, se lleva a cabo un análisis económico financiero del Sector Eléctrico español, siguiendo un informe referente al periodo 2019-2023 elaborado por Deloitte (2024) para la fundación Naturgy.

El Sector Eléctrico en nuestro país se encuentra en un proceso de doble transformación energética; por una parte, el cambio hacia una energía limpia y renovable con la descarbonización económica; por otro lado, acrecentado por las fuertes tensiones geopolíticas desde el inicio del conflicto bélico en Ucrania, un proceso de transición hacia la no dependencia que garantice una energía segura y accesible.

Ambos cambios tienen una parte común y es el papel fundamental de las renovables, ya que son necesarias en sí mismas para conseguir una sociedad verde energéticamente hablando, y son necesarias de igual modo para reducir la dependencia de combustibles fósiles externos. Por ello, el sector renovable es y será de gran atractivo inversionista.

Por otro lado, tanto el conflicto bélico mencionado como la crisis provocada por el Covid-19, provocaron desde 2022 una situación de subidas de precio de las materias primas al igual que de su volatilidad en el mercado eléctrico español. Por ello las Administraciones han centrado sus esfuerzos en medidas paliativas ante la vertiginosa escalada de precios en el mercado, así como hacia a la protección del consumidor. Destacar que estas medidas parecen hacer efecto ya que en 2023 se consiguió reducir entorno a un 50% el precio final medio de la demanda nacional en el sistema eléctrico español con respecto al año anterior.

Puestos en contexto, en la actualidad el Sector Eléctrico de España se caracteriza por:

- Una rentabilidad económica (ROA)¹², definida como la capacidad de los activos para generar beneficios, situada en un nivel medio anual del 7,16% en 2023, lo que supone un ligero descenso con respecto al año anterior, que se situaba en un 7,32%, tras una tendencia que venía siendo creciente en 4 puntos porcentuales desde el inicio del periodo analizado, obteniendo una rentabilidad media del 5,65%.
- Una rentabilidad financiera (ROE)¹³, definida como el rendimiento que obtendrán los accionistas teniendo en cuenta únicamente los beneficios de recursos propios e inversiones después de impuestos, se sitúa en un nivel medio anual del 6,34% en 2023, lo que supone un descenso con respecto al año anterior

¹² Rentabilidad económica: calculada mediante la fórmula $ROA = (EBIT/Activo\ Total) \times 100$.

¹³ Rentabilidad financiera: calculada mediante la fórmula $ROE = (Resultado\ Neto/Nivel\ de\ Capitalización) \times 100$.



de más de 3 puntos porcentuales, presentando una rentabilidad media del periodo, con tendencia creciente hasta este último año datado, del 4,84%.

- Un Tipo medio efectivo¹⁴ de impuesto de sociedades del 24% en el 2023, con una media aproximada desde 2019 del 22,5%.

Este último punto es clave en un momento en el que los agentes económicos implicados en el proceso eléctrico tienen por delante numerosos retos a los que hacer frente como la multitud de cambios tecnológicos en toda la cadena de valor del sector, los cambios regulatorios, así como el proceso de descarbonización y transición energética, la nueva situación geoestratégica del sector y la seguridad de suministro mencionadas anteriormente.

Por ello, y con la necesidad de implicar a los principales agentes que participan en las actividades del Sector Eléctrico en nuestro país, las cifras del 2023 lo sitúan con presencia en más de 40 países, con aproximadamente 24 mil empleados en España y más del doble en el exterior, un inmovilizado de aproximado de 67 miles de millones de euros, un volumen de deuda financiera que asciende hasta los 38 miles de millones de euros, requeridos para la financiación de su actividad, con una cifra de negocios de alrededor de 44 miles de millones de euros para las actividades realizadas en el interior del país, y un resultado neto global de 9.782 millones de euros, perteneciendo más o menos la mitad a las actividades eléctricas en España, de los que aproximadamente algo más de un tercio pertenece a las actividades reguladas y la parte restante a las actividades en libre competencia.

Como podemos apreciar, el Sector Eléctrico de nuestro país, en términos de resultado de ejercicio, se encuentra afectado en mayor medida por las actividades en libre competencia (generación y comercialización) que poseen una rentabilidad económica y financiera media anual para el periodo 2019-2023 del 4,39% y 4,40% respectivamente. Por lo tanto, el incremento del resultado neto que se apreció en el año 2023 está determinado mayoritariamente por las variables que atañan a estas actividades. Estas variables son:

- Disminución del volumen de deterioros de activos en el Sector, relacionado con la disminución del valor de algunos activos como consecuencia de la transición energética generalizada en toda Europa.
- Disminución de los precios eléctricos, por una parte, repercutido a las compañías reduciendo sus costes de aprovisionamiento y por otro lado a los consumidores en la bajada de precio de su factura.

¹⁴ Tipo medio efectivo: calculado mediante el gasto por el Impuesto de Sociedades sobre el resultado antes de impuestos sin contar el deterioro de los activos.



Para conseguir alcanzar todas las cifras expuestas anteriormente, especialmente las rentabilidades, teniendo en cuenta la intensividad en activos y los largos periodos de maduración que singularizan al sector, y hacer frente a su vez a los retos que lo atañan, es necesario un gran volumen de inversiones. En el 2023 se alcanzaron unas cifras de inversión en el sector eléctrico español de 6.369 millones de euros, destinando 317 millones de euros en I+D+I.

En lo que a la financiación de los activos respecta, financiación realizada con un coste de deuda¹⁵ del 5,3% para el 2023 (el más alto en comparación con el periodo 2019-2023), el ratio de apalancamiento¹⁶, es decir, la cantidad de deuda que tiene el sector (las compañías que lo forman), se sitúa en un 31,67%, considerado como óptimo. Además el ratio de devolución de deuda¹⁷ presenta un valor del 2,69.

¹⁵ Coste de deuda: coste medio al que el Sector Eléctrico se financia, calculado mediante la fórmula Coste de deuda=Gastos financieros/Deuda financiera.

¹⁶ Ratio de apalancamiento: calculado mediante la fórmula Ratio de apalancamiento= Deuda neta/(Deuda neta+Capitalización).

¹⁷ Ratio de devolución de deuda: calculado mediante la fórmula Ratio devolución de deuda=Deuda neta/EBITDA, siendo este último el beneficio antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones.



5. EL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD.

5.1. Desglose

5.1.1. Casación del precio de la energía.

Este primer apartado tratará acerca del sistema de determinación del precio de la energía en el mercado diario, anteriormente explicado, conocido como casación, siguiendo el informe del funcionamiento del mercado diario de OMIE (2022).

El precio de la electricidad para una hora concreta de un día determinado se fija mediante la intersección de las curvas de oferta y demanda para esa hora. La recepción de ofertas por parte de los vendedores/compradores para la composición de esas curvas se cierra a las 12.00h del día anterior al que se realice el suministro. Es entonces cuando entra en juego el OMIE, encargado de la construcción de las curvas y de su cruce. De estos cruces se identifican las ofertas que se convertirán en compromisos finales de entrega, es decir, las ofertas casadas que para cada hora recibirán/pagarán el precio del mercado.

El proceso de casación se realiza siguiendo el algoritmo EUPHEMIA, el cual es utilizado por todos los mercados diarios europeos de electricidad, bajo el criterio de preferencia económica, donde el precio de casación fijado por el equilibrio de oferta y demanda se denomina precio marginal, ya que sigue el modelo de mercado marginalista o “pay-as-clear”, y será el precio al que se remunerará a todos los productores/vendedores de energía que hayan entrado en la “pool” del mercado mayorista con sus ofertas.

Se puede hablar de la existencia de dos tipos de mercados, el anteriormente nombrado, mercados “pay-as-clear” o marginales, en los que el conjunto de generadores casados recibe un precio común determinado por la curva oferta-demanda, y mercados “pay-as-bid”, donde el generador recibe el precio que él mismo ha ofertado. Pese a la existencia de los dos modelos de mercado, la teoría económica ha demostrado que en ambos se acaba obteniendo el mismo precio. Tras la situación reciente de subidas de precio exponenciales en la factura de la luz, se ha puesto en el punto de mira el sistema marginalista, ¿Están realmente justificadas estas críticas o estamos bajo el mejor sistema de fijación de precios?

Las semejanzas entre ambos modelos de mercado son tres. Una, la igual ordenación de las ofertas en la curva de oferta (menor-mayor) y la curva de demanda (mayor-menor). Dos, las diferencias de precios en función de la hora de consumo energético, donde por ejemplo los precios serán más altos los días laborables en los horarios de mayor concentración de demanda del día (de 10h-14h y de 18h-22h) denominándose “horas punta”, y más bajos los días laborables de madrugada (de 24h-8h) así como los fin de semana y festivos denominándose “horas valle”. Las horas en las que el precio es más



estable, “horas llano” serán las intermedias (de 8h-10h, de 14h-18h y de 22h-24h). Y tres, que las ofertas por parte de los vendedores que sean superiores al precio de casación quedarán fuera del mercado pool.

En cuanto a las diferencias entre ambos sistemas, la principal es que el precio marginalista no realiza distinciones de precio entre energías que pudieran resultar más baratas y otras por el contrario más caras. Por ejemplo, la producción de energías limpias (renovables y nuclear) tiene unos costes muy reducidos, siendo la mayor parte fijos, por lo que sus ofertas de venta irán orientadas hacia precios muy bajos que les asegure la entrada en el pool, ya que de igual modo obtendrán el precio de casación. Por otro lado, las centrales de carbón o ciclo combinado tienen unos costes de producción muy elevados, ya que a parte de los fijos incurren en grandes gastos variables de los que dependen totalmente: el combustible fósil, con precios muy volátiles. Sus ofertas se centrarán en monetizar la cobertura de sus costes, ya que si no lo hicieran sus pérdidas serían superiores a las de no producir. Esto en parte perjudica también al consumidor y puede parecer injusto ya que paga lo mismo por una energía que por otra, aunque también tiene sus ventajas. La principal, que todos los productores parten con igualdad de condiciones (precio), fomentando con ello las posibilidades de competencia entre pequeños y grandes productores contando con las mismas posibilidades de vender tu total producción, y favoreciendo a su vez la producción de energías más eficientes y con emisiones de CO₂ nulas.

Por su parte, el precio fijado mediante el sistema “pay as bid”, sí realizará distinciones de precio entre energías ya que cada productor venderá al precio que considera oportuno ofertarla. Para poder realizar estas ofertas de manera correcta requerirán el uso de programas de predicción del precio de casación del día siguiente. Además, las estrategias que seguirán los vendedores energéticos cambiarán, teniendo como objetivo maximizar su beneficio propio. Pero aunque pudiera parecer un sistema ideal y menos injusto ya que no favorece los llamados “beneficios caídos del cielo” de las energías verdes, sobre todos en los tiempos que corren con la subida de los precios, la realidad es que este sistema de fijación de precios únicamente los reduciría en el corto plazo, ya que con el paso del tiempo gran parte de las ofertas de los productores se irían acercando a las del precio de casación ya que es el que con vista largoplacista maximizara el beneficio.

Por tanto, respondiendo a la pregunta planteada sobre si las críticas al sistema marginalista actual están justificadas, la respuesta es que obviamente no es perfecto, pero el cambio a pay as bid lejos estaría de serlo, ya que el resultado final que presenta es muy similar al del precio marginal, y aparte de no resolver ningún tipo de problema, provoca grandes ineficiencias en el mercado favoreciendo a los grandes generadores y



a los que más recursos económicos tengan de cara a las inversiones en tecnologías predictivas, además de salirse de la teoría económica al no fijar los precios mediante el equilibrio de oferta/demanda sino por los costes, ya que a corto plazo su cobertura la establecerán como máximo beneficio.

5.1.2. *Peajes*

El transporte y la distribución de electricidad son, como ya hemos visto en apartados anteriores, actividades reguladas debido a su naturaleza monopolística, por ello parte de sus costes son repercutidos a los consumidores a través de los peajes y cargos que veremos en el apartado siguiente.

Los peajes son únicos en todo el territorio español, y de su cálculo y fijación se encarga la CNMC. En cuanto a la composición de los mismos, constan de dos componentes, una parte en términos de potencia (T_p) y otra en términos de energía (T_e), es decir, el coste de acceso dependerá de una parte fija, la potencia que cada consumidor tenga contratada, y de una parte variable, la cantidad de energía que haya consumido y el tramo horario en el que haya efectuado ese consumo.

A parte de sus componentes, no hay que olvidar que el peaje nace con el objetivo de cubrir los gastos de las redes de transporte y distribución, por lo que el precio no solo estará marcado por los términos de potencia y energía, sino también por la entrada o salida de activos a las redes, por ejemplo cuanto mayor sean las inversiones realizadas en dichas redes durante un periodo, más alto será el coste del peaje, mientras que por el contrario en un periodo de escasas inversiones se reduciría el peaje y por consiguiente el precio final de factura.

En lo que a 2024 respecta, según un informe del grupo Naturgy (2024), la retribución del transporte es un 10,3% menor que el pasado año, mientras que la de distribución ha aumentado en un 2,8%, por lo que de media los peajes aplicados se han visto reducidos en un 1,1% este último año. Los consumidores en términos generales no se han visto afectados por esto ya que los peajes se han mantenido estables para todos aquellos conectados a baja tensión y se han reducido para los conectados a alta, ya que la parte de transporte, que ha disminuido considerablemente (10,3%), afecta en mayor medida a estos últimos.

5.1.3. *Cargos.*

Los términos peaje y cargos, aunque ambos son costes repercutidos a los consumidores, la Ley 24/2013, del 26 de diciembre diferencia los términos para asemejarse a la terminología utilizada en las directivas europeas, estableciendo como peaje los pagos destinados a la contribución de la cobertura de costes de las redes de transporte y distribución, y como cargos los pagos que no son inducidos por los consumidores en su



demanda eléctrica, es decir, costes ajenos derivados de las políticas energéticas. Los cargos también son únicos en todo el territorio nacional, fijándose anualmente por Orden Ministerial.

Entre otros, dentro de los cargos principales encontramos la retribución de los sobrecostes provocados por las renovables, la cogeneración y residuos, así como la actividad de producción eléctrica en territorios no peninsulares y por tanto con régimen retributivo adicional, y la amortización de la deuda del sector eléctrico contando con intereses y ajustes. Dentro de estos cargos, la retribución de los sobrecostes asociados a las renovables son el principal gasto. Se calcula en base a la estimación de los precios de mercado derivados de esta fuente de energía. Según el Boletín Económico del Banco de España (2024), el precio de la electricidad podría reducirse hasta en un 50% adicional de cara a 2030 con el despliegue de la generación renovable. Por lo que, con unas previsiones mucho más bajas de cara a los próximos años, este tipo de retribuciones tenderán a la baja.

Además, el Fondo Nacional de Sostenibilidad del Sistema Eléctrico (FNSSE), creado en 2020 con el objetivo de reducir la factura eléctrica, tiene en tramitación un proyecto de ley, que aunque se vio paralizado por la crisis energética, sigue propuesto y ha sido retomado en los últimos meses. Busca la eliminación de estos cargos por retribución de los sobrecostes provocados por las renovables, cogeneración y residuos (Recore) de la factura eléctrica, pasando a ser asumidos por el propio FNSSE.

Aunque con ello parece que el recibo de electricidad de los hogares se va a ver reducido, lo cierto es que en el medio-largo plazo no será así, ya que esta retribución asociada con las energías limpias se sustituirá por el sobrecoste que afectará a las comercializadoras de fuentes de generación no renovable procedente de las subastas de derechos de emisión de CO₂, trasladándose de igual modo a los consumidores finales.

En lo que a los demás cargos mencionados se refiere, por un lado los gastos pertenecientes a los territorios no peninsulares de Canarias, Baleares, Ceuta y Melilla, se estima que crecerán a causa del aumento de los precios del gas y del petróleo a no ser que evolucione la instalación de plantas de generación renovable en dichos territorios. Actualmente son cubiertos a medias entre los Presupuestos Generales del Estado y los cargos.

Para concluir, los gastos paliativos del déficit o deuda del sistema eléctrico se situaron el pasado 2023 entorno a los 8 mil millones de euros, un 21,5% menor que en 2022 según el informe de la CNMC (2023). Según las previsiones estima que el pago de la deuda se liquide en 2028 por lo que en este caso si se podría dar una reducción de los cargos.



5.1.4. Impuestos.

El último de los incrementos sobre el precio que encontramos en la factura de la luz son los impuestos. En nuestro país diferenciamos tres: el Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA), el Impuesto especial Sobre la Electricidad (ISE) y el Impuesto a la Producción Eléctrica (IVPEE).

El IVA, que grava el coste de la energía, los peajes, los cargos y el ISE, ha experimentado variaciones en los últimos tiempos. En sus orígenes estaba sujeto al régimen general de gravamen del 21%, pero en 2021 se estableció un tipo reducido del 10% como medida paliativa temporal ante el aumento del precio del gas. En 2022, debido a la persistente crisis energética, se redujo al 5%. Este gravamen se mantuvo hasta enero de 2024 cuando se estabilizó el mercado energético, teniendo como respuesta incrementarlo nuevamente al 10%. A partir de entonces y con medidas redactadas en el Real Decreto-ley 8/2023, el cambio en el tipo de gravamen de este impuesto estará sujeto a una condición relacionada indirectamente con el precio de la luz. De marzo en adelante, si el precio de mercado es menor de 45€/MWh el IVA se incrementará al 21%, mientras que si el precio sube hasta sobrepasar los 45€/MWh, el IVA se reducirá al 10%.

Dentro de España hay territorios en los que el IVA no existe como es el caso de Canarias donde se aplica el Impuesto General Canario (IGIC) del 7%, o Ceuta y Melilla, donde repercute el Impuesto sobre la Producción, Servicios e Importación (IPSI) del 1%.

En cuanto al ISE, que grava el precio eléctrico, es un impuesto especial establecido por el Ministerio de Industria y Turismo de cara a la optimización del consumo del recurso eléctrico. Su cálculo se efectúa sobre la base imponible de la factura, es decir que dependerá del consumo acumulado y la potencia contratada. En los últimos años también ha experimentado cambios en su tipo de gravamen, ya que era del 5,11% pero se redujo al 0,5% en 2021 por las tensiones ocasionadas por la crisis energética. Actualmente en el primer trimestre de 2024 se pagó un 2,5% de la factura, mientras que a partir del segundo trimestre se aumentó hasta el 3,8% con el objetivo de recuperar de manera progresiva el tipo de gravamen original de este impuesto, 5,11%, a finales de año.

En la ciudadanía se considera un impuesto injusto, ya que además de que el verdadero motivo de su creación se remonta a la eliminación del recargo en concepto de ayudas a la minería sirviendo de contraprestación, completamente en desuso a día de hoy, la normativa europea que obliga a tener este impuesto lo establece en 1€/MWh, que teniendo en cuenta un consumo medio por hogar de en torno a los 3 MWh al año, resultaría ser un coste de 3€ al año, mientras que la realidad es que con el tipo de gravamen mencionados en el párrafo anterior (5,11%), y un precio medio en los últimos



años de en torno a los 100€/MWh, su coste es, en el mejor de los casos, cinco veces mayor al mínimo exigido por la UE. A esto se le suma que es un impuesto que se computa de manera doble, solo hay que fijarse en las partes que grava el IVA. Todo ello pone de manifiesto que sí es posible reducir el precio de la factura de la luz mediante la bajada o modificación de los impuestos.

Por último, el IVPEE, tiene un tipo de gravamen del 7%, que experimentará aumentos progresivos a lo largo del año 2024. Este impuesto tiene una característica que difiere de los anteriores y es que no se cobra directamente en las facturas sino que repercute sobre las empresas generadoras y son estas las que lo transfieren a los consumidores finales camuflado en el precio de la electricidad.

5.2. Evolución reciente del precio de la electricidad.

5.2.1. Determinantes

Por último, se va a estudiar la evolución reciente de los precios en el mercado eléctrico español, así como los determinantes que influyen en sus variaciones en el periodo transcurrido entre 2018-2023 (2024 cuando haya datos). La tendencia de los precios antes de 2018 era creciente, explicada por factores como el encarecimiento de las materias primas necesarias para la generación eléctrica, el aumento de los costes de inversión y mantenimiento de las infraestructuras asociados a las nuevas tecnologías, y los retos medioambientales, así como al deterioro de los activos de las entidades eléctricas generadoras, o el aumento de la demanda de consumo eléctrico.

La tendencia alcista de los precios se interrumpió como consecuencia de la pandemia, que provocó la paralización total de la sociedad y por ende en la mayoría de sectores, destacando el industrial por el peso que tiene sobre el sector. La demanda por tanto bajó de manera inesperada ante un ambiente de incertidumbre, conllevando un exceso de oferta y guerras de precios con el resultante desplome del precio eléctrico.

Cuando parecía que conseguíamos salir de la crisis provocada por el Covid19, en 2022 se inició el conflicto bélico entre Rusia y Ucrania. Rusia se situaba como el mayor productor de gas a nivel mundial, por lo que la dependencia europea de este gas ruso era muy alta, lo que supuso la búsqueda de nuevos proveedores (Argelia o Francia) a precios más altos, situación que explica la subida drástica de los precios junto con la situación geopolítica y las medidas restrictivas que aplicó el Gobierno encareciendo las materias primas. Como factor explicativo de esta subida de precios también está el aumento de los derechos de emisión de CO₂, un coste que al final queda repercutido en el consumidor final.

A lo largo de 2024 los precios parecen estabilizarse y retornando a los niveles anteriores a la crisis. Ello puede deberse a las medidas establecidas por el Gobierno como el



“Decreto de la luz”, Real Decreto Ley 18/2022, cuyo principal objetivo era proteger al consumidor de la escalada de precios en la luz y el gas, la Excepción Ibérica, que fijaría un tope para el precio del gas requerido para la generación eléctrica, o las nuevas subvenciones para fomentar el autoconsumo y las energías renovables. En el Apartado 6.2. *Medidas recientes del Gobierno de España* las estudiaremos en mayor profundidad junto con otras no mencionadas.

La evolución descrita del precio de la luz es el resultado de un conjunto de factores, en los que cabe destacar la demanda, el mix de generación, es decir, la dependencia de combustibles fósiles y la producción renovable, el precio del gas natural, influenciado por la situación geopolítica ya que repercute de manera directa en el coste de generación eléctrica, y el coste de los derechos de emisión de CO₂.

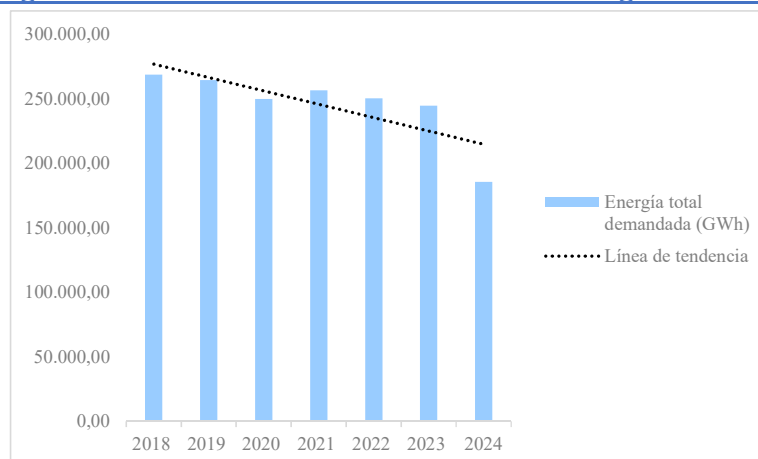
La demanda

La demanda eléctrica es la cantidad de electricidad que los distintos grupos de consumidores necesitan para abastecer sus necesidades. En la figura 7 se representa la evolución de la demanda de energía eléctrica durante el periodo de análisis:

La demanda de energía eléctrica en España mantuvo una tendencia creciente de 2014 a 2018, aunque sin conseguir alcanzar los máximos de 2008 y con unas tasas de crecimiento interanual decrecientes. En 2018 los consumidores demandaron 268.885,78 GWh, un 0,3% más que el año anterior, pero inferior al 1,2% de 2017.

En 2019 y 2020 la demanda se redujo, especialmente en 2020 donde cayó un 5%, alcanzando los 250.050 GWh, una caída mayor en 0,4 puntos porcentuales que la vivida con la gran crisis de 2009. Este declive fue provocado por la crisis de la pandemia COVID-19 con las medidas de confinamiento y de cierre de actividades no esenciales entre otras que, aparte de condicionar por completo la evolución de la demanda eléctrica, derivó en un desplome del PIB del 10,8% respecto al año anterior.

Figura 7. Evolución de la demanda total de energía eléctrica.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE.



En lo que a 2021 se refiere, fue un año influenciado por la prolongación de la pandemia, las rupturas en las cadenas de suministro y el alza en los precios de las materias primas. Aunque no se alcanzó una recuperación total, la demanda eléctrica tuvo un incremento del 2,4%, alcanzando los 256.545 GWh.

Pese a los inicios de crecimiento, el 2022 volvió a ser un año de recaída para la demanda de energía eléctrica, la cual experimentó una disminución del 3,9% respecto al año anterior, con un total de 250.470 GWh. Esto se debió al inicio de la guerra en Ucrania que sumó a los retos anteriores un aumento de incertidumbre con claro efecto sobre los precios, ya elevados, de las materias primas.

La guerra y sus derivados, es decir, la fuerte inflación y las medidas de ahorro, afectaron también en 2023. Lejos de mejorar, la situación empeora en el panorama internacional con el aumento de los conflictos bélicos en Oriente Próximo con la extensión a Yemen y las consecuentes restricciones al tráfico de mercancías por el Canal de Suez, provocando un aumento de costes y retrasos de entregas que tensionaron la economía. En cuanto a la demanda eléctrica descendió un 1,9% respecto al año anterior con 244.665 GWh.

Actualmente, los últimos datos registrados hasta octubre de 2024 presentan una demanda acumulada de energía eléctrica de 185.599 GWh, un 0,9% mayor que en el mismo periodo de 2023, y con previsiones de aumento drástico mundial en lo que queda de 2024 y 2025 según un informe de la Agencia Internacional de Energía (AIE, 2024).

El mix de generación

El mix de generación o mix energético se refiere al conjunto de fuentes de energía primaria que se utilizan para la producción de electricidad. Como ya se abordó en el apartado 3, sólo recordar que en España la cobertura de generación eléctrica sitúa con un 50,3% a las fuentes renovables y con un 49,7% a las no renovables, REE (2023). La influencia del mix eléctrico en el precio se encuentran relacionadas con lo que se estudiará en los apartados siguientes. Por un lado, con los precios del gas, ya que cuanta mayor dependencia externa de combustibles, que puede derivar como hemos visto recientemente en situaciones de desabastecimiento, mayor probabilidad de subida de precios, mientras que si se opta por una generación cada vez más renovable se reforzaría el autoabastecimiento, libre de estos perjuicios nombrados. Por otro lado, con los derechos de emisión de CO₂ ya que, si el mix de generación avanza hacia una mayor cobertura renovable, los precios de los derechos de emisión, que afectan de manera considerable al consumidor final, quedarían drásticamente reducidos.

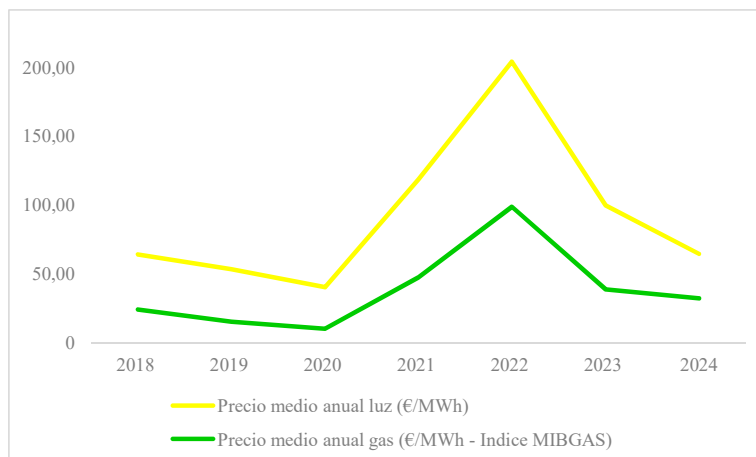
El precio del gas

El precio del gas es un factor de gran relevancia en las variaciones del precio, ya que repercute de manera directa en el coste de generación eléctrica.



Como muestra la figura, la evolución de los precios de la luz y del gas es prácticamente paralela, siendo el precio del gas su principal determinante en varias fases del período analizado. Diferenciamos tres ciclos, una disminución de los precios hasta finales de 2020, una subida exponencial hasta 2022, y una bajada drástica en 2023 hasta alcanzar niveles similares a los del inicio del periodo en la actualidad.

Figura 8. Evolución del precio de la luz y el gas natural.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIE Y MIBGAS.

El segundo tramo es el que llama más la atención por la fuerte subida que experimentó el precio del gas desde principios de 2021. Como factores explicativos de este incremento podemos encontrar el temporal comúnmente conocido como del “Filomena”, que afectó con gran intensidad a prácticamente todo el país, provocando un aumento del consumo energético por las gélidas temperaturas y como consecuencia un descenso de las reservas del gas nacional; pero como motivo principal que explica no solo la subida de precios del gas en España, sino a nivel mundial, se encuentra la reducción de la oferta de suministro por parte de los países productores quienes a raíz de la pandemia por el Covid-19 redujeron su producción provocando el cambio del mercado de GNL, hasta ahora basado al 100% en contratos a futuros con negociaciones a largo plazo, hacia un mercado con el 50% de negociaciones fijas garantizadas en contratos a largo plazo y el 50% restante al contado en el que gana el mejor postor. Esto significa que aquellos países como España que vieron mermadas sus reservas y necesitan operar en el mercado al contado, solamente contarán con la oferta del 50% de GNL, resultando así una situación de alta demanda e insuficiente oferta que ha dado lugar a un aumento histórico de los precios del gas natural.

Por su parte 2022 fue un año en el que la incertidumbre y la presión al mercado, lejos de reducirse, se fomentaron con la invasión rusa de Ucrania, tensionando aún más las cadenas de suministro e incrementando la volatilidad de los precios del gas. Pese a que en España se notó considerablemente este hecho, se logró contener su impacto gracias a la robusta infraestructura gasista existente y una dependencia hacia el gas ruso cada



vez menor, todo ello hizo que el precio medio según MIBGAS (2022) del gas para entregas al día siguiente fuera un 20% inferior al precio medio alcanzado en otros mercados europeos como el hub holandés TTF, traduciéndose de igual modo a los precios del mercado eléctrico que tras las medidas implementadas por el Gobierno español cotizó a alrededor de 70€/MWh menos que el precio de referencia europeo.

En 2023 se dio una bajada generalizada de precios en todo el continente europeo debido al aumento de las reservas de gas y al incremento del suministro de GNL en gran parte proveniente de Estados Unidos. España, con el mercado MIBGAS, siguió liderando en cuestiones de competitividad gracias a su pronta recuperación de normalidad y menor volatilidad de los precios, situándose con un precio anual inferior en un 6% al resto del promedio de los hubs europeos.

En la actualidad el mercado gasista está alcanzando niveles de normalidad y estabilidad, reflejada a su vez en los precios.

Una vez vista la evolución del mercado del gas en nuestro país desde el año 2018, pasaré a analizar brevemente los comportamientos actuales del mercado en cuanto a producción, consumo y comercio, introduciendo también hitos de relevancia en su historia tomando como referencia el estudio de Enerdata (2023).

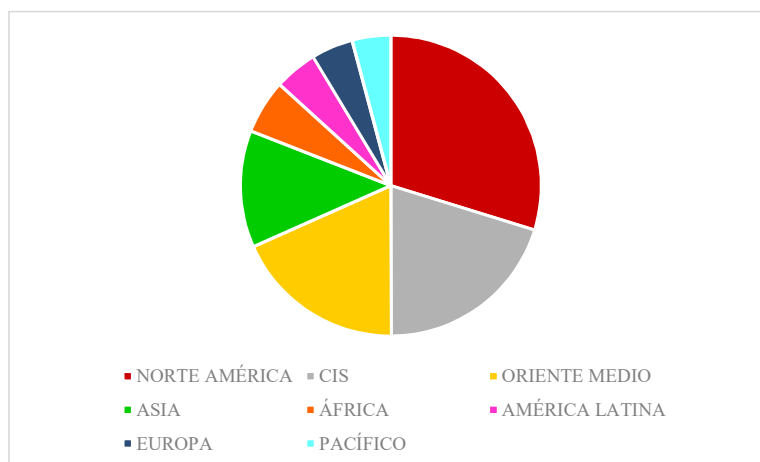
Producción

La producción mundial se ha mantenido estable en los dos últimos años con una subida del 0,7% en 2023, aunque debiera haberse visto modificada por el fuerte crecimiento constante de Estados Unidos como productor de gas, no lo ha hecho ya que ese crecimiento americano se ha visto compensado por la caída de Rusia en un 5,5% debido mayormente a la disminución de las relaciones comerciales con la Unión Europea.

Por su parte Europa también vio reducida su producción de gas en un 9,3%, tras el desplome del 34% en Países Bajos con el cierre del campo de Groningen y los programas de mantenimiento de los campos noruegos. De igual modo sucedió con Oriente Medio quién bajó de su media histórica por la fuerte desaceleración de Irán, que pasó de tener un crecimiento de más del 5% a un 1,3% anual. Sin embargo, en el continente asiático la producción de gas aumentó de manera considerable, destacando a China e India como principales con un incremento del 6%. En cuanto a África, América Latina y Australia, se mantuviera estables.



Figura 9. Reparto de la producción de gas natural (bcm).



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Enerdata.

Consumo

Tras el descenso del consumo del gas natural generalizado en 2022 propiciado por los precios récord, en 2023 se consiguió estabilizar y recuperar, aunque con ritmos de crecimiento menores que en el periodo anterior a la pandemia por Covid-19.

En Asia, el consumo del gas aumentó en términos generales a causa del fuerte crecimiento económico y el déficit de generación hidroeléctrica, aunque en Japón y Corea del Sur la mayor generación de energía nuclear redujo parte de este consumo gasista. También aumentaron su consumo en el continente africano.

Al contrario sucedió en Europa, donde la demanda del gas natural ha retrocedido hasta niveles de 1997, teniendo como motivo la volatilidad de los precios atravesada y una mayor generación renovable que ha contribuido a la reducción del consumo del gas natural en un 7,3%. También en EE.UU, considerado como el mayor consumidor de gas del mundo, se frenó levemente debido a temperaturas algo más suaves que en años anteriores. En Arabia Saudí y América Latina permanecieron con un consumo prácticamente estable.

Comercio

El conflicto bélico entre Rusia y Ucrania marcó un antes y un después en el mercado mundial del gas, ya que tras las medidas impuestas por la invasión se redujo considerablemente la dependencia de Europa al gas ruso, manteniendo actualmente un 15% de importaciones provenientes de Rusia. Esto resultó en el aumento de las exportaciones de GNL estadounidense a Europa y unos precios del gas crecientes para Europa y Asia.

Las exportaciones de Rusia siguieron disminuyeron en 2023 un 24%, tras la caída del 31% en 2022. Ese 15% mencionado de exportaciones que se mantienen hacia Europa,

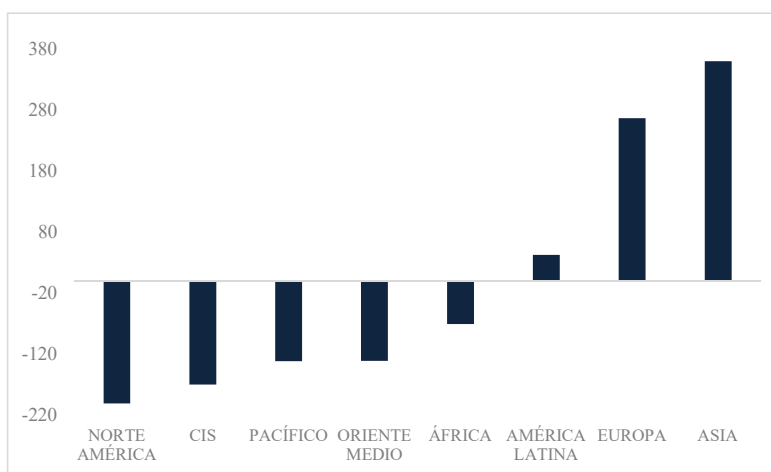


pese a que cada día son mayores los esfuerzos en tratar de reducir por completo esta dependencia, se realizan mediante el Nord Stream 1, ya que con el inicio invasión rusa al país ucraniano, EE.UU y Reino Unido pusieron en marcha un paquete de sanciones conjuntas hacia Rusia entre las que se encuentra la dirigida hacia el Nord Stream 2, el otro gasoducto ruso, provocando su inutilización y quiebra de la empresa constructora. Por el contrario, Estados Unidos ha salido beneficiado de todo ello ya que el cambio de proveedor de gas a Europa le ha permitido aumentar su saldo exportador en un 21%, convirtiéndose en el mayor exportador de gas a nivel mundial.

Europa también se abastece de países como Azerbaiyán y Argelia. En cuanto a las importaciones de gas argelino, han atravesado años de tensiones debido al conflicto entre Argelia y Marruecos iniciado en 1975, el cual se endureció con el paso de los años llegando a poner fin al suministro de gas argelino que llegaba a Marruecos a través del gasoducto Magreb-Europa. Esta medida perjudicó también a la parte europea correspondiente, entre ellos España, quien llegó a acuerdos de aprovisionamiento directo con Argelia, pero en cantidades menores a las que llegaban anteriormente, lo cual también desembocó en la derivación de ese porcentaje restante hacia EE.UU, nuestro mayor proveedor de gas pero a precios más elevados.

En cuanto a Asia, Malasia creció a nivel de exportaciones en un 18%, mientras que India alcanzaba la misma cifra pero con sus importaciones, siguiéndole China con un 9,8%. Cabe destacar que China se ha visto obligada años atrás a emprender un proceso de descarbonización debido a los índices de contaminación de sus ciudades, por lo que su dependencia del gas ha ido aumentando de manera considerable, siendo hoy en día el principal importador de GNL.

Figura 10. Principales exportadores e importadores de gas natural (bcm).



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Enerdata.

En importaciones destaca el aumento de América Latina, especialmente México con un 7,8% y Brasil. Brasil especialmente no se caracterizaba por ser un país importador de



gas, ya que históricamente destaca por su capacidad de generación hidroeléctrica que abastecía el 66% del mix eléctrico de la nación, pero la sequía que acontece los últimos años al río Paraná, de donde se extrae el 70% de la energía hidroeléctrica, crea la necesidad de recurrir al GNL para abastecerse. Este GNL, como en la mayoría de países importadores actualmente, proviene al 90% de EE.UU y a un precio elevado, siendo otro más de los motivos que generó la subida en los precios al contado del gas natural a nivel mundial.

El coste de los derechos de emisión de CO₂

Los derechos de emisión nacen como una de las estrategias a nivel internacional para controlar las emisiones de gases de efecto invernadero (GEIs), de gran poder contaminante y perjuicio para el cambio climático que nos acecha, a la atmósfera.

El origen del Régimen de Comercio de Derechos de Emisión (RCDE) se remonta a 1992 con la firma del Convenio Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático en el que se plantearon medidas que fueron traducidas en acciones específicas con el Protocolo de Kioto en 1997. El RCDE es un régimen de “cap & trade” basado en la comercialización de derechos de emisión de GEIs por parte de la administración pública, quien controla el número de derechos y cuya intención es ir disminuyéndolos de manera progresiva a lo largo de los años, favoreciendo la competitividad y cambio hacia las energías renovables.

Los principales objetivos de este sistema son: limitar las emisiones (cap) y conseguirlo con el mínimo coste permitiendo el libre comercio de los derechos (trade). El RCDE ha constado de varias fases en su implantación para una introducción paulatina de este gravamen que facilite la adaptación de las distintas industrias y sus estructuras de costes.

Iniciada en 2021, actualmente estamos en la fase iv del proceso. Desde su comienzo los precios de los derechos de emisión no han parado de aumentar a unos niveles nunca vistos, pasando de un precio de 5,35€/T de CO₂ en 2016, a 84,46€/T en 2022, SENDECO (2023). Este hecho ha tenido consecuencias de gran importancia en los sectores más contaminantes, perjudicando en la mayoría de los casos su competitividad y la de los precios de sus bienes/servicios.

La evolución del precio de los derechos de emisión de CO₂ la marcan las decisiones políticas de la Unión Europea, con capacidad para determinar la cantidad de derechos que circula en el mercado y con ello poder controlar su precio. Es por ello que, tras la fijación de los últimos años hacia la necesidad de transición ecológica, se ha restringido de manera considerable la oferta de derechos de emisión de cara a acelerar el proceso, afectando colateralmente de manera negativa al precio de la generación mediante



centrales térmicas convencionales y centrales de ciclo combinado que siguen operando tanto en nuestro país como en el resto de Europa. No menciono a las centrales nucleares, no emiten emisiones de CO₂ en la actividad de generación eléctrica.

La generación eléctrica mediante fuentes no renovables en España tuvo una participación en 2023 de un 49,7% sobre el total generado. Dentro de este porcentaje, la energía nuclear es la que realiza una mayor cobertura de la demanda con un 21%, siguiéndole las centrales de ciclo combinado con un 18%, repartiéndose la parte restante entre las fuentes convencionales como por ejemplo la de mayor poder contaminante, el carbón, que el año pasado tuvo una cobertura de la demanda de energía eléctrica en nuestro país de apenas el 1,5%, disminuyendo en mayor medida cada año.

Para explicar el coste que suponen los derechos de emisión para el consumidor final, nos centraremos en las centrales de ciclo combinado ya que es la fuente contaminante de CO₂ que mayor generación y reparto de la demanda tiene a nivel nacional.

Las centrales de ciclo combinado se suelen utilizar en nuestro país como soporte cuando no puede hacerse uso de las centrales renovables debido a su ventaja de rápida respuesta de puesta en marcha, ya que el principal inconveniente de las renovables se centra en esa incapacidad de funcionamiento continuado o constante debido a su abastecimiento de recursos intermitentes como el sol, el viento, etc. Si no fuera por este último motivo, la potencia instalada de este tipo de tecnologías generadoras renovables sería capaz de abastecer prácticamente la totalidad de la demanda energética nacional.

Las centrales de ciclo combinado son altamente contaminantes ya que funcionan mediante la combustión de gas, por lo que aparte de tener unos elevados costes por el aprovisionamiento de gas, tienen que sumar la adquisición de derechos de emisión de CO₂. Por ejemplo, en 2023 estas centrales produjeron alrededor del 20% de la energía consumida en España, si tenemos en cuenta que más o menos emiten 1T de CO₂ para poder producir 2MWh, que el consumo medio en los hogares españoles es de 3,487 MWh, y que el precio medio de los derechos de emisión ha sido de 83,5 €/T, en 2023 los derechos de emisión han supuesto un coste anual por hogar de alrededor de 30€, sin tener en cuenta el margen de beneficio de las comercializadoras e impuestos. Este es otro de los motivos por los cuales los precios de la energía eléctrica aumentaron considerablemente.

Por último, en cuanto al funcionamiento del RCDE, los derechos son emitidos por la Unión Europea, la cual realiza el reparto y se los entrega a cada uno de los países miembros quienes los ponen a subasta. Los derechos de emisión que cada una de las empresas generadoras adquiera, deben entregarlos a finales de año en base a las

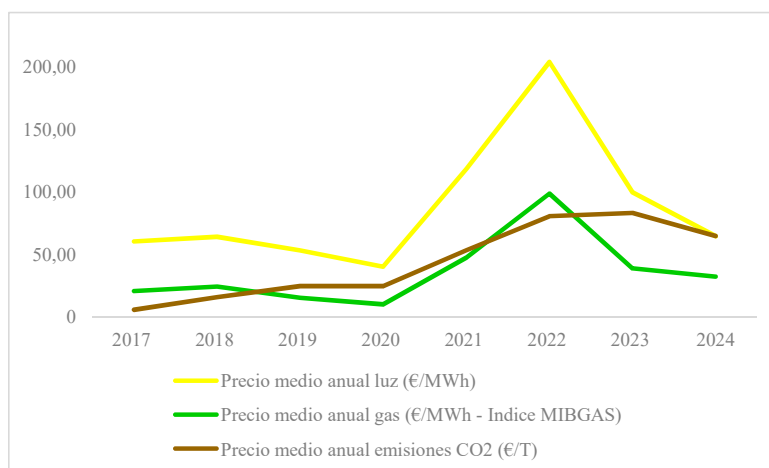


emisiones realizadas, y en el caso de no haber requerido de la totalidad de los mismos, les podrán reservar de cara al siguiente ejercicio o venderlos, mostrando su carácter especulativo.

Este mercado de derechos de emisión tiene un límite marcado por la Unión Europea, que desde 2021 se ha ido reduciendo en un 2,2% anual para acelerar el proceso de transición ecológica y cumplir con la reducción del 26% de los gases efecto invernadero establecida para el periodo 2021-2030. Además, en los últimos años se han ido añadiendo nuevos sectores bajo el RCDE como las industrias o el transporte con las aerolíneas. Esto significa que el mercado de los derechos de emisión ira aumentando el número de demandantes de manera exponencial, mientras que la oferta como hemos visto irá en disminución, teniendo como resultado el aumento de los precios año tras año, Santacruz (2021).

Los principales beneficiarios de las subidas de precios de los derechos de emisión, a parte del planeta por hacer menos competitivas las fuentes de mayor poder contaminante, son los gobiernos europeos. Únicamente en España, según los últimos datos disponibles, se preveía que en 2023 las recaudaciones superarían cifras récord de 3.500 millones de euros a través de estas subastas de derechos de emisión de CO₂. En la figura 10 podemos ver la evolución del precio medio anual de las emisiones de CO₂, el cual se presenta junto con el precio de la luz y el gas, cuya tendencia es muy similar.

Figura 11. Evolución del precio de la luz, el gas y las emisiones de CO₂.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIE, SENDECO₂ Y MIBGAS.

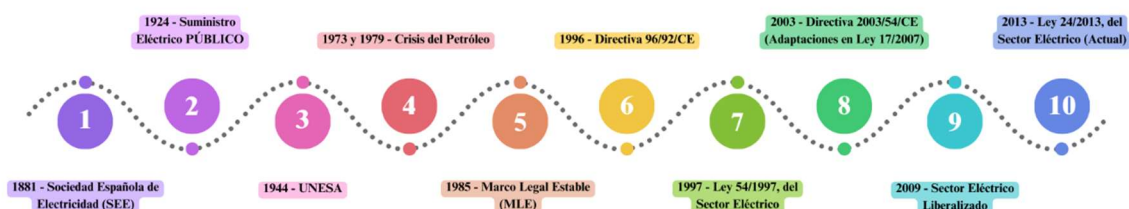


6. MARCO NORMATIVO ESPAÑOL

6.1. Histórico

Desde los inicios legislativos de la electricidad, es decir, desde finales de los años 90 hasta nuestros días, la regulación eléctrica ha ido evolucionando de manera muy cambiante en nuestro país debido en gran parte a la persecución de los objetivos y directrices marcados desde la Unión Europea. Evolución que aún tiene para largo, ya que el mercado eléctrico se encuentra en pleno periodo de cambios y retos. En la [Figura 12](#) se muestra el desarrollo temporal de los principales hitos en el Sistema Eléctrico Español, los cuales quedan desarrollados, en lo que al marco legislativo se refiere, seguidamente:

[Figura 12. Evolución temporal de los principales hitos en el Sistema Eléctrico Español.](#)



Fuente: Elaboración propia.

El punto de partida en la regulación del mercado eléctrico se dio con la **Directiva 96/92/CE**, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, cuyo objetivo principal era la apertura de los mercados eléctricos entre los Estados miembros de la Unión. Esta directiva se implantó a través de la **Ley 54/1997**, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, la cual introdujo cambios significativos nunca vistos hasta la fecha en la regulación eléctrica española. Esta norma presentaba cuatro principios regulatorios básicos:

- I. Separación entre, el transporte y la distribución, tratándose estas de actividades reguladas por el Estado, y la generación y comercialización, que se podrían llevar a cabo en régimen de libre competencia.
- II. Progresiva liberalización, hoy en día total, de la elección del consumidor final en cuanto a las etapas de contratación y elección del suministrador eléctrico.
- III. Libertad de acceso a las redes de transporte y distribución mediante el pago de peajes, fomentando con ello la entrada de nuevas empresas al sector.
- IV. Creación de dos figuras fundamentales, el operador del sistema, encargado de la gestión técnica del mismo, y el operador del mercado, encargado de la gestión económica.

Mientras la Unión Europea seguía en la línea de liberalización del mercado y la protección de los consumidores, con la entrada en el nuevo siglo, se dieron novedades



de regulación. Se aprobó la **Directiva 2003/54/CE**, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, que sustituirá de manera complementaria a la Directiva anterior. En cuanto a los puntos clave regulados encontramos: el aumento de las medidas de separación e independencia entre las actividades de generación, distribución y suministro, con el objetivo de promover la competencia dentro del sector, (con la sucesión de normativas europeas, fue en 2009 cuando se introdujeron los últimos cambios clave en nuestro país con el Decreto 485/2009, de 3 de abril, y momento en el que se pudo decir que el sector estaba ya liberalizado), la eliminación de las barreras supervivientes de acceso a la red de transporte y distribución, destacar el papel relevante de las agencias reguladoras del país en la supervisión y regulación del mercado asegurando la competencia y a su vez la protección al consumidor, poniendo énfasis esto último declarando como necesidad la información clara y transparente sobre todos los aspectos relacionados con el precio, las condiciones de contrato y suministro, y sus posibilidades de cambio. Como novedad, también introdujo la cooperación transfronteriza entre reguladores nacionales y empresas públicas para una mayor integración que facilite la eficiencia operativa del mercado eléctrico en toda la Unión Europea.

La Directiva de 2003 se impuso en el ordenamiento jurídico mediante la **Ley 17/2007**, de 4 de julio, de modificación de la Ley anterior (Ley 54/1997), para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva actual, cuyo elemento más significativo fue la eliminación de las tarifas integrales y la introducción del Suministro de Referencia¹⁸.

Pasada la primera década del siglo XXI, comenzó en España una etapa de reformas de gran transcendencia en la regulación del mercado eléctrico del país, reformas necesarias y creadas en base a los desafíos que concernían al sector en este tiempo, principalmente el déficit tarifario¹⁹ debido a la gran inestabilidad entre ingresos y gastos que se había producido. El sistema eléctrico español hasta la fecha estaba caracterizado por tener unas tarifas reguladas, pero debido a la subida de los costes reales derivados de la actividad de generación, estas tarifas fueron ineficientes, provocando así una gran deuda en el sector de la energía. La situación de déficit sumada a la gran crisis económica en la que seguía sumida España entre los años 2012 y 2013, hizo primordial la resolución de las dificultades financieras que arrastraba el sector eléctrico. Con la finalidad de abordar el problema y garantizar la continuidad de manera estable y sostenible del sector a largo plazo, se probaron las siguientes reformas:

¹⁸ Suministro de Referencia: Ver apartado 3.5 Comercialización, El Mercado Minorista.

¹⁹ Déficit tarifario: desde el año 2000 se ha ido reduciendo, siendo en 2023 de 7.866 millones de €, CNMC (2024).



- ✓ **Real Decreto-Ley 1/2012**, de 27 de enero, que por una parte fijaba medidas para la sostenibilidad del sector y de reducción del déficit tarifario, así como una reforma de dichas tarifas, y por otro suprimía los incentivos fijados para las energías renovables como fomento de competitividad.
- ✓ **Real Decreto-Ley 12/2012 y 13/2012**, de 30 de marzo, de medidas para disminuir los costes del sistema en su conjunto (generación, transporte, distribución, comercialización y consumo) y con ello el déficit.
- ✓ **Real Decreto-Ley 20/2012**, de 13 de julio, de medidas garantistas de estabilidad presupuestaria y fomento de la competitividad que orbitaban entono a la consolidación fiscal y el fomento de las reformas estructurales del sector energético.
- ✓ **Ley 15/2012**, de 27 de diciembre, de Medidas Fiscales para la Sostenibilidad Energética. Introduce los impuestos sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrica, y sobre almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas.
- ✓ **Real Decreto-Ley 2/2013**, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y financiero.
- ✓ **Real Decreto-Ley 9/2013**, de 12 de julio, de medidas urgentes garantistas de estabilidad financiera en el sistema eléctrico.

A finales de 2013 se aprueba la Nueva Ley del Sector Eléctrico, **Ley 24/2013** de 26 de diciembre. Ley vigente en la actualidad y cuyo principal objetivo es la sostenibilidad económica/financiera del sistema a largo plazo, mediante la implantación de un marco que corregía los desequilibrios económicos y financieros del sector, entre los que se encuentran la deuda acumulada y el déficit tarifario. Las principales novedades para cumplir esta finalidad fueron: el Suministro eléctrico como Servicio de Interés Económico General²⁰, un déficit de ingresos que no podrá sobrepasar el 2% de los ingresos estimados y una deuda acumulada que no podrá rebasar el 5% los mismos, la regulación de nuevos precios sustitutivos a la Tarifa de Último Recurso²¹, y la supresión de los dos grupos existentes en la producción energética, régimen ordinario y especial, pasando a una regulación unificada.

²⁰ Servicio de Interés Económico General (SIEG): actividades de servicio comercial que cumplen misiones de interés general y que están sujetas a obligaciones específicas de servicio público. Entre ellos figuran las redes de transporte, energía, comunicación y los servicios postales, Comisión Europea (2017).

²¹ Tarifa de Último Recurso: (TUR) precios de aplicación a categorías concretas de consumidores como los vulnerables (PVPC-bono social) o los que no dispongan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador libre (PVPC+recargo), hoy en día sustituida, CNMC (2022).



Otros de los objetivos se basaban en la eficacia y competitividad, bajo un sistema eficiente de generación, distribución y comercialización eléctrica con capacidad competitiva interna, y la integración eficiente de las energías renovables, con la revisión de los incentivos económicos a favor de estas energías de manera que estuvieran en equilibrio con la sostenibilidad financiera del sistema eléctrico.

A partir de esta última reforma se han aprobado múltiples Reales Decretos y Reales Decretos-Leyes como el **Real Decreto-Ley 7/2016**, de 23 de diciembre, de regulación del mecanismo de financiación del coste del Bono Social y otras medidas de protección hacia la figura del Consumidor Vulnerable que, entre otras, veremos a continuación.

6.2. Medidas recientes del Gobierno de España

Como consecuencia de la reciente crisis energética atravesada, el gobierno español puso en marcha una serie de medidas de contingencia para hacer frente a la gran subida del precio energético que quedaron recogidas en el Real Decreto-Ley 6/2022, de 29 de marzo, en el marco del Plan Nacional de respuesta al impacto económico y social de la guerra en Ucrania. Las medidas más relevantes en materia energética fueron:

Reducción de impuestos, donde se aprobó la suspensión temporal del Impuesto a la Producción Eléctrica (IVPEE), y la rebaja del IVA y el Impuesto especial Sobre la Electricidad (ISE) hasta el 5% y el 0,5% respectivamente.

Reducción de cargos, tanto para la potencia contratada como para el consumo eléctrico. Pero que dado a que los cargos, pese a ser un coste gubernamental, lo aplican las compañías eléctricas, no se notó tanto la reducción de los mismos ya que las comercializadores aumentaron el precio del MWh.

Aumento del Bono Social y Bono Social Térmico para los consumidores vulnerables y vulnerables severos, pasando del 25% al 60% en el primer caso y del 40% al 70% en el segundo, llegando a eximirse el pago a aquellos consumidores en riesgo de exclusión social atendidos por alguna de las administraciones competentes.

La Excepción Ibérica, tratándose de un paquete de ayudas aprobadas por la Comisión Europea para España y Portugal, por un valor de 6.300 millones y 2.100 millones respectivamente, de cara a limitar el precio del gas de tal manera que la subida del precio de este no repercuta tanto en los precios de las facturas eléctricas, yendo esta subvención destinada a sufragar las diferencias de precios en el mercado gasista. Los seis primeros meses el límite se estableció en 40€/MWh, a partir de entonces, iría ampliándose en 5€ mensuales hasta llegar al máximo previsto de 70€/MWh.

Todas estas medidas tenían fecha de caducidad establecida entre finales de 2022 y principios del 2023, pero el gobierno ha aprobado recientemente el Real Decreto-Ley



4/2024, de 26 de junio, por el que se prorrogan algunas de estas medidas para afrontar las consecuencias económicas y sociales derivadas de los conflictos en Ucrania y además en Oriente próximo, adoptándose también nuevas medidas tanto en materia energética como social y fiscal.

Las medidas que siguen vigentes son: la rebaja fiscal del IVA al 10% cuando el precio medio de mercado supere los 45€/MWh o bien se trate de consumidores en situación de vulnerabilidad energética o perceptores del bono social, los descuentos del Bono Social Eléctrico que se irán reduciendo de manera gradual, y la prohibición de interrupción de los suministros esenciales de electricidad, gas y agua a consumidores vulnerables, vulnerables severos o en riesgo de exclusión social.



7. FUTURO DE LA ELECTRICIDAD

El futuro de la electricidad pasa por poner solución a los problemas que han ido reluciendo durante el trabajo enfocados en la necesidad de mayor oferta energética de origen renovable que sea capaz de abastecer la totalidad de la demanda, para, de este modo, no tener que recurrir a fuentes no renovables de alto poder contaminante y a su vez encarecedoras de precios tanto por la dependencia externa que los caracteriza como por las penalizaciones que hay que sufragar debido a las emisiones de CO₂ entre otros gases contaminantes.

A continuación, se introducen los cuatro proyectos principales que formarán parte del futuro más próximo en materia energética: la fusión nuclear, las centrales hidroeléctricas de bombeo, la energía termo solar con almacenamiento de sales fundidas y el hidrógeno verde, quizá el más nombrado socialmente.

7.1. Fusión nuclear.

La fusión nuclear es uno de los proyectos más ambiciosos, una promesa emocionante que imita las reacciones del sol emulando los procesos que ocurren en el interior de las estrellas, formados por la contracción gravitacional de masas de gas y polvo, para generar electricidad, asegurando ser una fuente 100% limpia, al no producir ni emisiones de gases de efecto invernadero, ni residuos nucleares, e inagotable.

Según el Foro de la Industria Nuclear Española, el proceso de obtención se basa en dos núcleos ligeros, normalmente de dos isótopos del hidrógeno, deuterio y tritio, que se unen para dar lugar a un núcleo pesado de helio, liberando con ello una cantidad inmensa de energía, ya que, aunque se obtiene un núcleo pesado, su masa va a ser inferior a la de los núcleos originales, siendo el sobrante la energía. Esto queda demostrado por la famosa ecuación de Einstein (1905) $E=MC^2$ que demuestra que masa y energía son equivalentes y por tanto con capacidad de transformación entre ellas. El principal inconveniente es que los dos núcleos de átomos a unir están cargados positivamente por lo que lejos de atraerse se repelen y las soluciones posibles consumen gran cantidad de energía. Hay dos métodos que reducirían este consumo:

- Fusión por confinamiento inercial: se comprimen esferas de combustible mediante haces de láseres o de partículas obteniendo densidades muy elevadas con núcleos muy cercanos, de tal manera que por efecto túnel se fusionan dando lugar a la energía.
- Fusión por confinamiento magnético: que calienta el combustible hasta temperaturas altísimas produciendo agitación térmica y con ello el choque entre los núcleos.



Pese a este inconveniente, hay ventajas que lo contrarrestan como el uso de combustibles baratos, abundantes, no radiactivos y con múltiples puntos de extracción, con un sistema seguro en el que la fusión está libre de gases efecto invernadero, además de minimizar la reactividad y la durabilidad de su almacenamiento eligiendo materiales de baja activación.

Con el objetivo de demostrar la factibilidad de la fusión nuclear, en 1986 se formó el Reactor Termonuclear Experimental Internacional, ITER por sus siglas en inglés. Ubicado en Francia, tiene como finalidad reunir los recursos tecnológicos y científicos de cara a testar todos los elementos necesarios para la construcción y mantenimiento del reactor. Aunque las inversiones son millonarias, aún queda mucho para que sea una opción viable de cara a su comercialización.

7.2. Centrales hidroeléctricas de bombeo

Las centrales hidroeléctricas de bombeo, explicadas brevemente en el apartado 3 de generación, se trata a día de hoy de la mejor opción, al menos, la más realista y viable para afrontar la crisis energética actual. La principal ventaja que presentan, aparte de: ser un sistema rentable, estable, seguro y sostenible, ya que es un sistema cero emisiones con gran capacidad de respuesta, es que es un sistema con gran eficiencia en el almacenamiento de grandes cantidades de energía, de tal manera que permite la utilización del excedente generado los días en que la demanda energética es menor que la oferta producida, asegurando la regla de oro del sistema eléctrico donde oferta es igual a demanda.

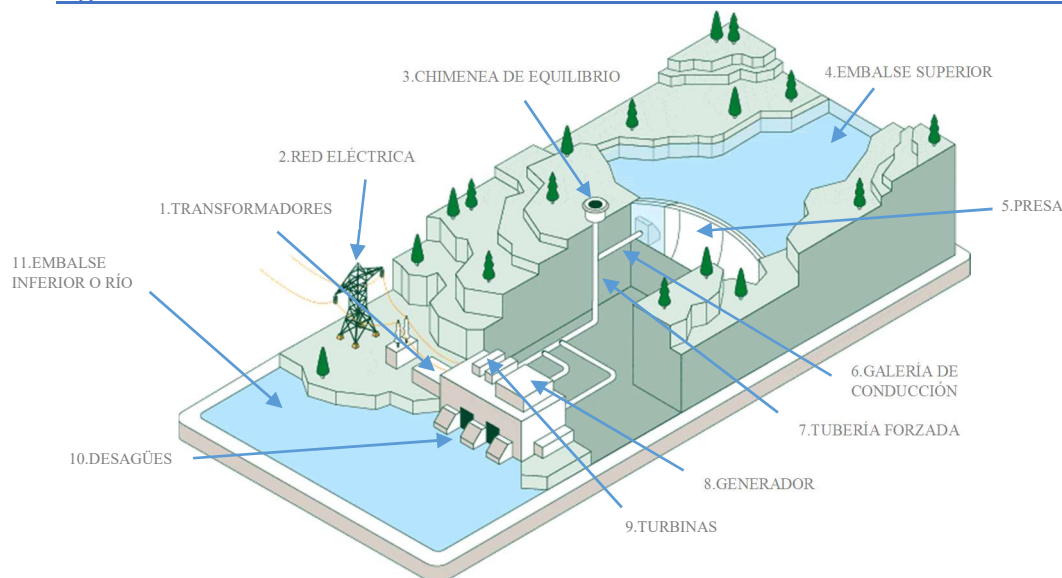
En cuanto a su funcionamiento, estas centrales cuentan con dos embalses a distintas alturas. Durante las horas de exceso de generación, gran parte del bombeo se emplea en la elevación del agua almacenada en el embalse de abajo hacia el de arriba mediante una bomba hidráulica, pasando a actuar el embalse superior como depósito de almacenamiento. Por el contrario, en las horas de mayor demanda, el agua almacenada en este embalse superior, se envía al embalse inferior mediante la apertura de una presa. Con el salto de agua provocado, y mediante la turbinación de la misma, se produce la generación de energía eléctrica, del mismo modo que ocurre en las plantas hidroeléctricas convencionales, pero con la diferencia de que el agua, una vez finalizado el proceso, vuelve nuevamente a ser almacenada en la balsa inferior para poder repetirse el proceso sucesivamente, Iberdrola (2023).

Una estrategia rentable a seguir es activar el sistema de bombeo durante las horas valle, donde la demanda de energía eléctrica es más baja, para así, activar el modo turbinación en las horas punta. De esta forma, habrá una mayor producción renovable durante las horas en las que la energía es más cara. Para un mejor entendimiento del



funcionamiento de este tipo de centrales, en la [Figura 13](#) aparecen las fases que componen el ciclo productivo:

Figura 13. Fases en el funcionamiento de una central hidroeléctrica de bombeo.



Fuente: Imagen obtenida de Iberdrola, elaboración propia.

7.3. Energía termosolar con almacenamiento de sales fundidas.

La energía termosolar con almacenamiento de sales fundidas tiene una utilidad similar a las centrales hidroeléctricas de bombeo, almacenar energía para cuando sea necesaria, ya que las centrales termosolares producen la electricidad con el calor del sol durante las horas de luz, con la diferencia de que gracias a los tanques de sales pueden acumular esa energía para poder liberarla en horas de oscuridad o cuando haya demanda que lo requiera.

Las sales fundidas se utilizan como mecanismo de almacenamiento a nivel comercial gracias a la experiencia previa demostrada en Proyecto Solar²², donde la mezcla Sal Solar = wt-60%NaNO₃+40%KNO₃ (nitrato de sodio y nitrato de potasio), fue capaz de soportar el rango de temperaturas de operación de las centrales termosolares establecido entre 250°C y 600°C, además de trabajar a presión atmosférica en tanques de gran tamaño, haciéndolo un medio seguro, no explosivo y no contaminante, EsEnergía (2023).

Dentro del almacenamiento de sales fundidas existen tres modalidades diferentes de plantas termosolares: plantas de fresnel lineal, plantas de torre solar y plantas de cilindro parabólico, diferenciándose en la forma de calentar dichas sales. El método que permite alcanzar una mayor temperatura y por tanto generar una mayor cantidad de

²² Proyecto Solar: formado por Solar One, Solar Two y Solar Tres, proyecto de varias centrales solares de energía termosolar de concentración de investigación, las dos primeras de EEUU únicamente, llegando a alcanzar los 10MW con Solar Two, mientras que el tercero, Solar Tres, fue construido en España utilizando la misma tecnología para la producción de electricidad a escala comercial, con una potencia de 15 MW.



energía eléctrica son las plantas de torre solar, cuyo funcionamiento consiste en que los rayos de sol reflejados en los espejos de las placas o heliostatos, apuntan hacia una torre central en la que se encuentra el receptor con un circuito de sales que se calientan en su interior. Estas sales, como ya he mencionado, alcanzan temperaturas muy elevadas, permitiendo conservar la temperatura incluso cuando no hay sol, y utilizar este calor residual para calentar agua, que se convierte en vapor, y a través de unas turbinas genera electricidad.

En España se encuentra la planta Gemasolar, la primera del mundo en compaginar la tecnología de receptor de torre central con el almacenamiento térmico con sales fundidas. Esta planta, ubicada en Andalucía, cuenta con un campo solar de 2.650 heliostatos y una potencia eléctrica registrada de 19,9 MWe, siendo capaz de producir 80 GWh/año, Inesem Business School (2023).

7.4. Hidrógeno verde.

El hidrógeno verde es otro de los puntos clave dentro de la estrategia española a seguir en el camino hacia la neutralidad climática y descarbonización de la economía.

Hay multitud de tipos de hidrógeno clasificados en función de su procedencia, el hidrógeno verde o renovable, es generado mediante un proceso de electrólisis²³, teniendo como materia prima el agua, destacando por la no producción de CO₂, lo cual lo hace muy interesante y esencial para sectores difíciles de electrificar o para sistemas energéticos aislados. Actualmente el hidrógeno obtenido mediante el reformado del biogás o la conversión química de la biomasa, cumpliendo ciertos requisitos de sostenibilidad establecidos, también son considerados como renovables.

Este tipo de hidrógeno verde tiene múltiples usos. Por ejemplo, en industrias químicas o refinerías de petróleo, el hidrógeno verde puede reemplazar al gris, es decir, gas natural y otros hidrocarburos ligeros, consiguiendo una reducción importante de emisiones. En los sectores de energía y calefacción, este tipo de hidrógeno es capaz, a través de los sistemas de cogeneración, de producir simultáneamente electricidad y calor, por lo que además de reducir el CO₂, mejora la eficiencia del sistema. Por último, el transporte, un sector de gran relevancia, está comenzando a implementar vehículos con celdas de combustible de hidrogeno verde para alimentar los motores.

A parte de estos usos, tiene grandes posibilidades de crecimiento de cara al futuro debido a múltiples puntos a favor en su desarrollo como la capacidad que tiene tanto para generar electricidad como para almacenarla y poder utilizarla cuando se requiera, ya que el hidrogeno se puede almacenar para luego volver a convertirse en electricidad.

²³ Electrólisis: proceso mediante el cual se utiliza una corriente eléctrica para descomponer mediante electrodos la molécula del agua en oxígeno e hidrógeno, RAE.



Además, dentro del proceso de descarbonización, industrias intensivas en energía como la del acero pueden beneficiarse del hidrógeno sustituyendo al carbón en el proceso de reducción del hierro, eliminándose con ello las emisiones. Igualmente, en el transporte, su alta densidad energética lo hace óptimo para el transporte pesado como camiones, barcos o incluso aviones, donde los motores de baterías eléctricas no llegaban a ser prácticos, incluso en este mismo sector, el hidrógeno verde puede llegar a producir combustibles sintéticos mediante la combinación con dióxido de carbono capturado, que puedan usarse en motores de combustión interna pero neutra en CO₂.

España está consiguiendo posicionarse como un país líder en la producción e implementación del hidrógeno verde, creando la Hoja de Ruta del Hidrógeno, con objetivos ambiciosos para el 2030 y que lo trata de pieza clave para alcanzar un sistema eléctrico 100% renovable de cara a 2050, Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (2024). Esto también deja ver otro punto a favor de esta fuente energética, su exportación, y es que países con abundancia de recursos renovables, como lo es el nuestro, pueden convertirse en exportadores de hidrógeno verde favoreciendo la economía y la transición global hacia la energía limpia.



8. CONCLUSIONES

Como hemos podido observar durante todo el trabajo, el mercado eléctrico español, desde los primeros pasos de la electricidad en 1852, se ha ido posicionando como sector fundamental para el desarrollo económico-social del país.

Su evolución ha sido vertiginosa, comenzando en un pequeño negocio farmacéutico de Barcelona, formándose 30 años más tarde la primera empresa eléctrica, SEE, y pasando de ser un monopolio estatal, a un mercado liberalizado gracias a la fuerza regulatoria de las Directivas y Leyes pertinentes. Actualmente, el sistema eléctrico está compuesto por cuatro actividades, dos de ellas, transporte y distribución, están reguladas, mientras que las dos restantes, generación y comercialización, se encuentran liberalizadas. Esta liberalización fomenta la competitividad y la autorregulación de los precios bajo la Ley de Oferta-Demanda, siempre bajo la supervisión de la CNMC.

Como hemos visto en el Apartado 4, el sector eléctrico de nuestro país se caracteriza por unas rentabilidades económico-financieras positivas, aunque ligeramente en descenso este último año debido a la multitud de retos a los que ha tenido que hacer frente: la descarbonización total, las tensiones geopolíticas y la multitud de cambios tecnológicos en la cadena de valor del sector, entre otros. Pese a esto, el resultado global del ejercicio del 2023 mejoró gracias a la disminución del volumen de deterioro de los activos como consecuencia de la transición energética, y la disminución de los precios eléctricos en comparación con el periodo alcista de los últimos tres años.

Este precio eléctrico tiene distintos componentes a parte de su propia casación: los peajes, cargos e impuestos, que sumado a los determinantes principales que influyen en sus variaciones: la demanda eléctrica, el mix de generación, el precio del gas y el coste de las emisiones de CO₂, explican su comportamiento. Es precisamente esta evolución, sobre todo durante estos últimos tres años en los que el precio de la electricidad ha sido noticia debido a su inestabilidad, y la línea que sigue la actual normativa en términos de protección al consumidor y lucha contra el cambio climático, entre otros, junto con cada una de las partes tratadas lo que me ha hecho extraer las siguientes conclusiones.

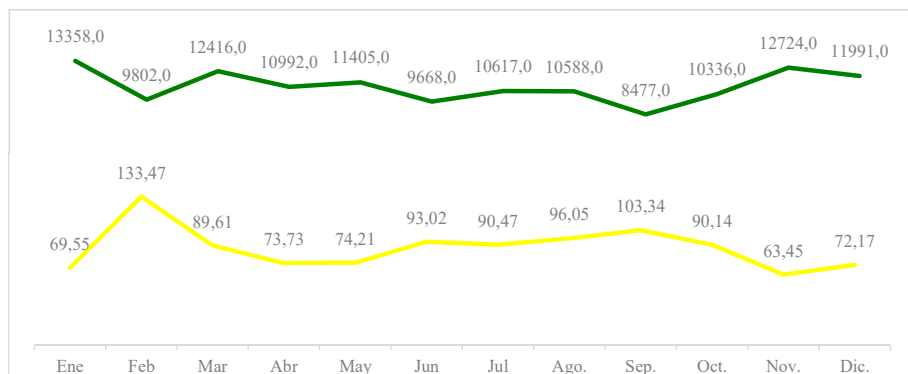
El sector eléctrico se encuentra en un proceso de doble transformación, por un lado, el cambio hacia la descarbonización económica con una oferta compuesta de energías limpias en su totalidad, y por otro, un proceso de transición hacia la no dependencia energética del exterior que garantice la seguridad de suministro en tiempos de grandes tensiones geopolíticas como los que afrontamos en la actualidad, y que lejos de paliarse, se expanden a nivel mundial.

Es por ello que las energías renovables se presentan como solución a ambos retos debido a la gran capacidad de generación de las mismas con la que cuenta nuestro país.



Otro de los hándicaps del sector, derivado en parte de los dos retos anteriores y del resto de determinantes, es el alto precio eléctrico, para lo que las renovables también se presentan como factor moderador. Ejemplo de ello, según la Asociación de Empresas de Energías Renovables, APPA (2023), solamente en 2023, las energías renovables ahorraron 15.622 millones de euros en importación de combustibles fósiles y 5.586 millones en derechos de emisión. El gráfico revela el efecto espejo que producen, arriba se refleja la generación renovable (GWh) y abajo el precio en el mercado diario OMIE:

Figura 14. Abaratamiento del mercado diario OMIE versus la generación renovable.



Fuente: Elaboración propia con datos de APPA.

Bien es cierto que no es oro todo lo que reluce, ya que las renovables también tienen inconvenientes, de los cuales destaco dos. El primero es que, dentro de las energías renovables, la palabra renovable define a la fuente o materia prima requerida, pero la tecnología necesaria para la transformación de esa materia prima en energía está formada por muchos recursos tecnológicos que no son renovables y que provocan crisis de desabastecimiento como la vivida recientemente. Por ello el fomento de plantas de reciclaje de material renovable es vital, ahora mismo en España solamente hay una que funcione de manera eficaz, situada en Zaragoza y perteneciente al Grupo FCC.

El segundo inconveniente hace referencia a que las dos fuentes de generación renovable más desarrolladas en nuestro país, la eólica y la solar fotovoltaica, requieren para su instalación de grandes extensiones de terreno, el cual estaba anteriormente destinado al sector primario al que se está desplazando debido a las mayores rentas que pagan las energéticas por el arrendamiento del suelo y la falta de relevo generacional del sector. Por ello habrá que buscar alternativas futuras que no sigan favoreciendo este efecto en un sector de vital importancia para nuestra supervivencia como es el primario.

Concluyendo, el mercado eléctrico español, es un mercado con grandes posibilidades de desarrollo, pero a su vez de gran complejidad y retos, por lo cual será necesario no disminuir las cifras de inversión sobre todo en I+D+I que le hagan crecer de manera eficaz, sostenible, y con grandes rentabilidades que lo hagan sobrevivir al actual capitalismo mundial, ya que de no ser así...quién sabe si no volveremos al carbón.



9. BIBLIOGRAFÍA

- Boletín Oficial del Estado. (2024, Octubre 31). *Código de la Energía Eléctrica*. www.boe.es/biblioteca_juridica/
- Boletín Oficial del Estado. (s.f). *Legislación: Sector eléctrico*. <https://www.boe.es/buscar/legislacion.php>
- Bonilla, E. (2017, Septiembre). *El Mercado Eléctrico Español: estructura y formación de precios*. Universidad de Cantabria. <https://repositorio.unican.es/xmlui/handle/10902/13272>
- Chaves, J.P., & Gómez, T., & Morell, N. (2021, Diciembre). *La electricidad en España: formación del precio, composición de la factura y comparativa con otros países*. IIT-Fundación Naturgy. <https://www.fundacionnaturgy.org/publicacion/la-electricidad-en-espana-formacion-del-precio-composicion-de-la-factura-y-comparativa-con-otros-paises/>
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (2024, Enero 18). *Informe sobre el estado actual de la deuda del sistema eléctrico* (INF/DE/582/23). <https://www.cnmc.es/sites/default/files/5083455.pdf>
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (2024, Abril 29). *Los precios mayoristas de la electricidad en España descendieron durante el 2023*. <https://www.cnmc.es/prensa/boletin-anual-mercados-plazo-20240429>
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (s.f). *Sectores que regulamos: Energía*. <https://www.cnmc.es/sectores-que-regulamos/energia>
- Consejo de la Unión Europea. (s.f). *Áreas temáticas: Energía*. <https://www.consilium.europa.eu/es/topics/energy/>
- Consejo de la Unión Europea. (s.f). *Áreas temáticas: Medio Ambiente*. <https://www.consilium.europa.eu/es/topics/environment/>
- Consumadrid. (2017). *La liberalización del sector eléctrico*. Ayuntamiento de Arganda del Rey. https://www.argandadelrey.es/wp-content/uploads/2017/03/0_5759_1.pdf
- Crea Energía. (2024, Junio 19). *Subida del precio de la luz: factores y evolución*. <https://www.crea-energia.com/es/blog/luz/subida-precio-luz>
- Datosmacro. (2024, Junio). *España – Precios de la electricidad en los hogares*. <https://datosmacro.expansion.com/energia-y-medio-ambiente/electricidad-precio-hogares/espana>
- De Aragón, E. (2024, Enero 22). *La cifra de negociación en el mercado ibérico del gas, MIBGAS, fue de 158,1 TWh en 2023, un 22% más que la de 2022*. Energy News. <https://www.energynews.es/mibgas-negociacion-total-2023/>
- Delgado, R. (s.f). *La primera planta Gemasolar del mundo llega a España*. Inesem Business School. <https://www.inesem.es/revistadigital/gestion-integrada/planta-gemasolar/>
- Deloitte., & Fundación Naturgy. (2024, Junio). *Situación económico-financiera de las principales empresas del Sector Eléctrico en España 2019-2023*. <https://www.fundacionnaturgy.org/publicacion/situacion-economico-financiera-de-las-principales-empresas-del-sector-electrico-en-espana-2019-2023/>
- Endesa. (2021, Mayo 11). *Sociedad Española de Electricidad: El valor de los pioneros*. <https://www.endesa.com/es/la-cara-e/historia/aniversario-primera-compania-electrica-espanola>
- Enerdata. (2024). *Energía y clima mundial - Anuario estadístico 2024*. <https://datos.enerdata.net/>



- Energías Renovables. (2024, Noviembre). *Frente al cambio climático, más renovables* (Numero 236). <https://www.energias-renovables.com/revistas-energias-renovables/nnumero-236-noviembre-2024>
- Energía y Sociedad. (2024, Abril). *Fuentes de generación eléctrica en España y su aportación*. <https://www.energiaysociedad.es/fuentes-de-generacion-electrica-en-espana-y-su-aportacion/>
- Energía y Sociedad. (2024). *Manual de la Energía: Energía y Sociedad*. <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/energia-y-sociedad/>
- EUROSTAT. (s.f). *Statistical themes: Environment and energy*. <https://ec.europa.eu/eurostat/web/main/data/statistical-themes#environment-energy>
- Foro Nuclear. (2024). *Preguntas y respuestas: La fusión nuclear*. <https://www.foronuclear.org/descubre-la-energia-nuclear/preguntas-y-respuestas/sobre-fusion-nuclear/la-fusion-nuclear/>
- Hernández, A. (2016, Diciembre 1). *Análisis económico de un sistema de almacenamiento para la disminución de desvíos de producción en un parque eólico*. Universidad de Sevilla. <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/70692/fichero/7+Mercado+Electrico+Espa%C3%B1ol+y+Operaci%C3%B3n+del+Sistema.pdf>
- Iberdrola. (2023). *Central hidroeléctrica de bombeo: ¿Sabes para qué sirven las centrales hidroeléctricas de bombeo?*. <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/central-hidroelectrica-bombeo>
- Iberdrola. (s.f). *Luz*. <https://www.iberdrola.es/blog/luz>
- Iberdrola. (s.f). *Sostenibilidad*. <https://www.iberdrola.es/blog/sostenibilidad>
- Instituto Nacional de Estadística. (s.f), *Estadísticas: Agricultura y Medio Ambiente*. https://www.ine.es/dyngs/INEbase/es/categoria.htm?c=Estadistica_P&cid=1254735976612
- Instituto Nacional de Estadística. (s.f). *Estadísticas: Industria y Energía*. https://www.ine.es/dyngs/INEbase/es/categoria.htm?c=Estadistica_P&cid=1254735576715
- International Energy Agency. (2024, Octubre). *Renewables 2024, analysis and forecast to 2030*. <https://www.iea.org/reports/renewables-2024>
- Medina, R. (2023, Marzo). *Los mercados energéticos en España y Europa: situación, evolución y perspectivas de futuro* (Documento de Trabajo Número 47). Instituto de Estudios Financieros. https://www.iefweb.org/wp-content/uploads/2023/06/DT-47-Los-mercados-energeticos-en-Espana-y-Europa_v3.pdf
- Mercado Ibérico de Electricidad. (s.f). https://www.mibel.com/es/home_es/
- Mercado Ibérico del Gas. (2024, Marzo). *Informe anual del mercado organizado del gas 2023*. https://www.mibgas.es/sites/default/files/MIBGAS_informe_anual_2023.pdf
- Mercado Ibérico del Gas. (s.f). <https://www.mibgas.es/>
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (s.f). *Energía Eléctrica*. <https://www.miteco.gob.es/es/energia/energia-electrica/electricidad.html>
- Naturgy. (2024, Enero 5). *¿Qué es OMIE?*. https://www.naturgy.es/hogar/blog/que_es_omie
- Naturgy. (2024, Enero 11). *Regulaciones Energéticas*. https://www.naturgy.es/hogar/blog/regulaciones_energeticas



- Naturgy. (2024, Abril 23). *Impuestos de electricidad en tu factura de la luz*. [https://www.naturgy.es/hogar/blog/impuestos de electricidad en 2024](https://www.naturgy.es/hogar/blog/impuestos-de-electricidad-en-2024)
- Naturgy. (2024, Julio 5). *Peajes de electricidad 2024: ¿Qué necesitas saber?*. [https://www.naturgy.es/hogar/blog/peajes de electricidad 2024 que necesitas saber](https://www.naturgy.es/hogar/blog/peajes-de-electricidad-2024-que-necesitas-saber)
- Navarro, J.O. (2023, Marzo 27). *El Mercado Eléctrico*. Universidad de Valladolid. <https://uvadoc.uva.es/handle/10324/61343>
- Operador del Mercado Ibérico de Energía. (2023). *Funcionamiento del mercado diario*. [https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/mercado diario.pdf](https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/mercado_diario.pdf)
- Operador del Mercado Ibérico de Energía. (2024). *Precio final medio*. <https://www.omie.es/es/market-results/interannual/average-final-prices/spanish-demand?scope=interannual>
- Operador del Mercado Ibérico de Energía. (s.f). <https://www.omie.es/>
- Parlamento Europeo. (s.f). *Temas: Clima y medio ambiente*. <https://www.europarl.europa.eu/topics/es/topic/climate-and-environment>
- Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. (2024, Septiembre 6). *¿Qué es el Hidrógeno Verde?*. Gobierno de España. <https://planderecuperacion.gob.es/noticias/que-es-hidrogeno-verde-beneficios-impacto-espana-prtr>
- Quintana, J. (2024, Septiembre 4). *El impacto de las energías renovables sobre el precio mayorista de la electricidad* (Artículo 09). Banco de España. <https://www.bde.es/f/webbe/SES/Secciones/Publicaciones/InformesBoletinesRevistas/BoletinEconomico/24/T3/Fich/be2403-art09.pdf>
- Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania. *Boletín Oficial del Estado*, 76, de 30 de marzo de 2022. <https://www.boe.es/buscar/legislacion.php>
- Real Decreto-ley 4/2024, de 26 de junio, por el que se prorrogan determinadas medidas para afrontar las consecuencias económicas y sociales derivadas de los conflictos en Ucrania y Oriente Próximo y se adoptan medidas urgentes en materia fiscal, energética y social. *Boletín Oficial del Estado*, 155, de 27 de junio de 2024. <https://www.boe.es/buscar/legislacion.php>
- Redeia. (s.f). *Conócenos: quienes somos*. <https://www.redeia.com/es/conocenos/quienes-somos>
- Red Eléctrica. (2023). *El Sistema Eléctrico Español 2023*. <https://www.sistemaelectricoree.es/informe-del-sistema-electrico>
- Red Eléctrica. (2024, Abril 16). *Plan de desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica: período 2021-2026*. Planificación Eléctrica. <https://www.planificacionelectrica.es/planificacion-vigente>
- Red Eléctrica. (s.f). *Historia Red Eléctrica*. <https://www.ree.es/es/conocenos/nuestra-historia>
- Repsol. (2024). *Subida del IVA de la luz en marzo: cómo repercute en tu factura*. <https://www.repsol.es/particulares/asesoramiento-consumo/subida-iva-luz-como-me-afecta/>
- Ruiz, V. (2023, Enero). *El sector energético en España: retos en un futuro inestable*. OBS Business School.



<https://marketing.onlinebschool.es/Prensa/Informes/Informe%20OBS%20Sector%20energ%C3%A9tico%202023.pdf>

- SENDECO2. (2024). *Precios CO2*. <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>
- Smart Grids Info. (s.f). *Smart Grid*. <https://www.smartgridsinfo.es/smart-grid>
- Soto, R. (2016, Julio). *El Sector Eléctrico en España*. Universidad Pontificia de Comillas: Icade Business School. <https://repositorio.comillas.edu/rest/bitstreams/36297/retrieve>
- Sotysolar. (2024, Marzo 11). *Motivos y evolución de la subida de la luz en España 2024*. <https://sotysolar.es/blog/luz-subida-precio-espana>
- Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2024, Julio 4). *Medidas contra la crisis energética en España: ¿cómo me afectan?*. La Moncloa. <https://www.lamoncloa.gob.es/serviciosdeprensa/notasprensa/transicion-ecologica/paginas/2023/110123-medidas-contracrisis-energetica.aspx>
- Vector Renewables. (2022, Abril 7). *El sistema eléctrico español: características y próximos retos*. <https://www.vectorenrenewables.com/es/blog/sistema-electrico-espanol>