



Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales

# **COMPETENCIA COMERCIAL DEL SECTOR ELÉCTRICO EN EL CYBERESPACIO**

Autor: Gonzalo Fajardo Navarro

Director: Raúl González Fabre

MADRID | Junio de 2022

## ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN .....	4
2.	FUNCIONAMIENTO DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	4
2.1.	Historia del sector eléctrico en España .....	4
2.2.	Precio de la electricidad .....	8
2.2.1.	Sistema de tarifas actual. Peajes de transporte y distribución. Peaje por la energía consumida.....	9
2.2.2.	Mercado mayorista de la electricidad o Pool .....	13
2.2.3.	Contratos a largo plazo de suministro de energía con un productor (PPA o Power Purchase Agreement) .....	15
2.3.	Sistema energético español. Componentes .....	20
2.3.1.	Producción de energía eléctrica.....	20
2.3.2.	Transporte de energía eléctrica (y operación del sistema) .....	21
2.3.3.	Distribución de energía eléctrica.....	22
2.3.4.	Comercialización de energía eléctrica.....	25
3.	LIBERALIZACIÓN DE LA COMERCIALIZACIÓN DE ELECTRICIDAD .....	27
3.1.	Antecedentes .....	27
3.2.	Directiva 2009 / 72 / CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009 .....	28
4.	IMPACTO DE LAS COMERCIALIZADORAS DIGITALES EN EL SECTOR ELÉCTRICO TRAS SU LIBERALIZACIÓN .....	29
4.1.	Número de comercializadoras .....	29
4.2.	Análisis de las comercializadoras presentes en el sector .....	31
4.3.	Precios de la electricidad.....	32
4.3.1.	Tarifa integral de la energía eléctrica (años 1988 al 2009).....	33
4.3.2.	Precio medio del mercado mayorista (desde el año 1997 hasta la actualidad) .....	33
4.3.3.	Comparativa entre los precios del mercado regulado mediante la tarifa integral y el mercado mayorista .....	33

5.	CONCLUSIÓN .....	35
6.	BIBLIOGRAFÍA.....	37

## RESUMEN

El sector eléctrico está presente en todas las facetas de nuestras vidas, pero su funcionamiento es una incógnita para muchos. En este trabajo pretendo desgranar cómo funciona el sector eléctrico español, incluyendo sus antecedentes, el proceso de liberalización que se ha producido en los últimos años y cómo se establece.

Además, el proceso de liberalización lo detallo con la directiva de la Unión Europea 2009/72/CE, además de explicar el cambio que ha supuesto para el mercado eléctrico español la irrupción de las comercializadoras del mercado libre, y, más concretamente, las comercializadoras digitales.

Por último, se analiza si la liberalización ha ayudado a la reducción de los precios de la electricidad en el período entre el 2010 y la crisis energética de los años 2021 y 2022. Adicionalmente, se desgrana la respuesta comercial a la mencionada crisis por parte de las comercializadoras tradicionales y comparándola con las ofertas de las recién creadas comercializadoras digitales.

**Palabras clave:** sector eléctrico español, directiva de la Unión Europea 2009/72/CE, liberalización, comercializadora digital, mercado regulado, pool, PPA.

## ABSTRACT

The electricity sector is present in all aspects of our lives, but its functioning is a mystery to many. In this paper I intend to describe how the Spanish electricity sector works, including its background, the liberalization process that has taken place in recent years and how it is established.

In addition, I detail the liberalization process with the European Union Directive 2009/72/EC, as well as explaining the change that the irruption of the free market suppliers, and more specifically, the digital suppliers, has meant for the Spanish electricity market.

Finally, it analyzes whether liberalization has helped to reduce electricity prices in the period between 2010 and the energy crisis of 2021 and 2022. Additionally, the commercial response to the aforementioned crisis on the part of the traditional marketers and comparing it with the offers of the newly created digital marketers.

**Key words:** spanish electricity sector, European Union Directive 2009/72/CE, liberalization, digital marketer, regulated market, pool, PPA.

## 1. INTRODUCCIÓN

La liberalización del mercado de comercialización eléctrica, junto con la aparición del Internet<sup>1</sup>, ha ocasionado un cambio radical en el sector eléctrico español. Todo ello se ha visto potenciado por la Directiva de la Unión Europea relativa al proceso de liberalización del sector eléctrico.

Sin embargo, hay un cierto desconocimiento generalizado del funcionamiento del mercado eléctrico, por lo que voy a tratar de explicar sus antecedentes, además de detallar su proceso de liberalización y cómo se establece el precio de la energía eléctrica.

Una vez entendido este funcionamiento, vamos a estudiar si la liberalización del mercado eléctrico ha conseguido reducir los precios de la energía eléctrica en el período comprendido entre los años 2010 hasta el estallido de la crisis energética en los años 2021 y 2022.

Por otro lado, vamos a desgranar la respuesta comercial a la mencionada crisis por parte de las comercializadoras tradicionales, propiedad de grupos como Iberdrola o Endesa; y comparándola con las ofertas de las recién creadas comercializadoras digitales, como Holaluz o Factor Energía.

## 2. FUNCIONAMIENTO DEL SECTOR ELÉCTRICO

### 2.1. Historia del sector eléctrico en España

El sector eléctrico está presente en España desde el año 1852, fecha en la cual el farmacéutico Domenech iluminó su local con un novedoso invento que hizo funcionar mediante la electricidad<sup>2</sup>, y en Madrid se hicieron pruebas de iluminación eléctrica en el Congreso de los Diputados. Hasta entonces, la tecnología empleada en la iluminación había evolucionado lentamente: hasta la década de 1850, se empleaban lámparas de aceite (de oliva, en el caso de España). Posteriormente, y hasta la llegada de la electricidad a cada una de las ciudades españolas, se emplearon farolas de gas<sup>3</sup>.

Entre 1873 y 1875 se importaron una dinamo y una fragata que permitieron iluminar públicamente las calles más céntricas de Barcelona, y se crea la primera empresa eléctrica española, la Sociedad Española de Electricidad. Ésta suministrará energía a varias

---

<sup>1</sup> Bahillo, T., “Historia de Internet: cómo nació y cuál fue su evolución”, *Marketing 4 ECommerce*, 2022 (disponible en <https://marketing4ecommerce.net/historia-de-internet/>, última consulta el 8/06/2022).

<sup>2</sup> Marcos Fano, J. M. “Historia y panorama actual del sistema eléctrico español.” *Revista del Colegio Oficial de Físicos*, vol. 13, 2002, pp. 10.

<sup>3</sup> Morales Folguera, J. M. “Alumbrado público y urbanismo en Málaga durante el S. XIX.” *Estudios de Arte, Geografía e Historia de la Universidad de Málaga*, vol. 4, 1981, pp. 7-23.

empresas que transformarán sus fábricas para adaptarlas al nuevo invento. Paralelamente, se empieza a iluminar nuevas calles de Madrid, Valencia, y Bilbao, expansión que desembocará en la publicación de un decreto en el año 1885 que prohibirá en teatros las lámparas de gas y restringirá las de aceite en favor del alumbrado eléctrico<sup>4</sup>.

Sin embargo, como toda revolución tecnológica, la electrificación trajo una serie de problemas que deberían ser solventados en los años posteriores para lograr una correcta expansión de la electricidad en España. El más llamativo sería que no se podía transportar a grandes distancias la electricidad producida (al ser de corriente continua), lo que ocasionaba que únicamente se podía aprovechar en localizaciones cercanas al lugar de generación. Este inconveniente era determinante en tecnologías como la hidráulica, aunque no generaba problemas con tecnologías como la térmica. Esta ventaja ocasionaría que, a principios del siglo XX, el 61% de la electricidad producida en España era de origen térmico<sup>5</sup>, y el restante, hidráulico.

Al aparecer la corriente alterna que permitiría el transporte de electricidad a grandes distancias, se potencia el desarrollo de centrales hidroeléctricas como la de Ricobayo, de 133MW y construida entre 1929 y 1935<sup>6</sup>.

En la primera década del siglo XX se comienzan a crear las primeras sociedades anónimas que se encargarán de la construcción, operación y distribución de energía eléctrica, como Hidroeléctrica Ibérica, fundada en 1901 en Bilbao<sup>7</sup>. Por otro lado, en los años 40 del siglo XX se constituyeron empresas públicas que impulsaron el desarrollo eléctrico, como Endesa<sup>8</sup>.

Este desarrollo público-privado puso en evidencia la necesidad de coordinar la producción de electricidad entre las distintas empresas, lo que llevó a la creación de UNESA en el año 1944. Ésta, a través del Repartidor Central de Cargas (RECA), se encargaría de gestionar qué centrales debían funcionar en cada región de España para garantizar el suministro nacional<sup>9</sup>.

---

<sup>4</sup> Marcos Fano, J. M. Op. Cit.

<sup>5</sup> *Ibíd.*

<sup>6</sup> Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. “Ficha Técnica de la Presa de Ricobayo.” *Geo Portal MAPAMA*, s. f. (disponible en: <https://sig.mapama.gob.es/WebServices/clientews/snczi/default.aspx?nombre=PRESA&claves=CODPRE SA&valores=2490015> , última consulta 16/02/2022).

<sup>7</sup> Inglada Galiana, E., “Cien años de historia económica de una empresa eléctrica: Iberdrola (TFD)” *Universidad de Valladolid*, 2012, pp. 46.

<sup>8</sup> Marcos Fano, J. M. Op. Cit.

<sup>9</sup> *Ibíd.*

En el año 1953 se establece por primera vez un sistema de tarificación común denominado Tarifas Tope Unificadas, lo que permitirá adecuar los precios a las características de cada una de las centrales eléctricas del país<sup>10</sup> en función de factores como el coste de construcción de la central, de la conservación de la misma y los gastos de transporte y distribución de la energía eléctrica. Esta regulación de las tarifas a nivel nacional impulsará las inversiones en nuevas centrales, al inyectar optimismo en el sector<sup>11</sup>. Además, en esta década se construye la presa que albergará las mayores centrales hidroeléctricas de España: la presa de Aldeadávila, construida entre los años 1956 y 1962 por Iberduero (actual Iberdrola). La central Aldeadávila I tiene 810 MW de potencia, y se inauguró al mismo tiempo que la presa. Por otro lado, en 1986 se inauguró otra central hidroeléctrica en la misma presa, también llamada Aldeadávila II y con 433 MW de potencia<sup>12</sup>. Entre las dos suman 1.243 MW, constituyendo la mayor capacidad hidroeléctrica en España hasta la fecha.

También contribuyó a este impulso el crecimiento de la economía española en la década de los 60, por causas como la aparición del turismo o la apertura al exterior. Este impulso puso de relieve la fortaleza de la estructura eléctrica española, al atender correctamente el aumento de demanda mediante la red interconectada<sup>13</sup>. Esto, unido al aumento de potencia instalada en un 173% entre los años 1960 y 1970 también será determinante para lograr un abaratamiento de las tarifas manteniendo el nivel de inversiones.

En julio de 1968 se inauguró la primera central nuclear de España, denominada José Cabrera y situada en Almonacid de Zorita, Guadalajara<sup>14</sup>. Este hecho marcó el comienzo de la diversificación de fuentes de energía en nuestro país, añadiendo a las ya existentes las centrales nucleares y las de fuel-oil. Por último, se electrificaron los últimos ámbitos rurales pendientes de acometer esta modernización y se consiguió la universalización del servicio eléctrico en España<sup>15</sup>.

---

<sup>10</sup> Salas, J., “Algunas consideraciones sobre la función de las tarifas en el suministro de energía eléctrica”, *Revista de administración pública*, vol. 88, 1979, pp. 361-370.

<sup>11</sup> Marcos Fano, J. M. Op. Cit.

<sup>12</sup> Bigordà, T., “Las 7 centrales hidroeléctricas más grandes de España”; *Renovables Verdes*, 2017. (disponible en <https://www.renovablesverdes.com/las-7-centrales-hidroelectricas-mas-grandes-de-espana/>, última consulta 27/03/2022).

<sup>13</sup> Marcos Fano, J. M. Op. Cit.

<sup>14</sup> Foro Nuclear. “Central nuclear de José Cabrera”, *Web Foro Nuclear.*, s. f. (disponible en: <https://www.foronuclear.org/descubre-la-energia-nuclear/energia-nuclear-en-espana/central-nuclear-de-jose-cabrera/>, última consulta 22/02/2022).

<sup>15</sup> Marcos Fano, J. M. Op. Cit.

En la década de los 70 se puso de manifiesto, a raíz de la crisis del petróleo, la excesiva dependencia del país respecto a esta fuente energética, lo que evidenció la necesidad de diversificar las fuentes de generación eléctrica y de desarrollar e implementar tecnologías como la nuclear. Gracias a esta nueva tecnología entraron en servicio 4.500MW en la década de los 80. Por otro lado, se promulgó la Ley de Conservación de la Energía, buscando reducir la dependencia de los hidrocarburos, promover fuentes de energía renovables y sensibilizar ante la necesidad de ahorrar energía. Por último, se impulsó la construcción de centrales térmicas, poniendo en funcionamiento 350MW adicionales gracias al Plan Acelerado de Centrales Térmicas de Carbón<sup>16</sup>.

Todas estas inversiones acometidas entre los años 1980 y 1986 ocasionaron un elevado endeudamiento en un contexto económico desfavorable, con tasas de interés elevadas y una insuficiencia tarifaria a raíz del intento de contención de la inflación. Para solventar esta problemática, en 1988 se instauró un nuevo sistema tarifario, denominado Marco Legal y Estable, que permitió disminuir el desequilibrio financiero<sup>17</sup>. El mencionado plan consistía en un sistema de cálculo de las tarifas eléctricas tomando como parámetros una metodología de amortización y retribución de las inversiones, una retribución de los costes de producción y distribución en base a valores estándar, un sistema de compensaciones entre los agentes y una corrección por desviaciones al finalizar el año<sup>18</sup>.

En la década de 1990 se pudo aprovechar las inversiones acometidas en la década anterior, al haber sobrecapacidad. Al mismo tiempo, la estabilidad económica tras la entrada de España en la Unión Europea permitió a las empresas eléctricas españolas llevar a cabo expansiones internacionales, llegando a convertirse en importantes multinacionales. Hay que mencionar que para ello tuvieron lugar dos importantes fusiones, las que dieron forma a Endesa (tras unirse Endesa con varias eléctricas regionales) y a Iberdrola (tras fusionarse Iberduero con Hidroeléctrica Española)<sup>19</sup>.

En el año 1998 entró en vigor la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, que introdujo los cambios que permitirían la liberalización de las comercializadoras, base de este trabajo, entre otras cosas. En resumen, se estableció que las actividades de transporte, distribución

---

<sup>16</sup> *Ibíd.*

<sup>17</sup> *Ibíd.*

<sup>18</sup> Empleados de Red Eléctrica. “El Marco Legal Estable – Economía del Sector Eléctrico Español”, *Red Eléctrica de España.*, 1997, pp. 10. (disponible en: <https://www.foronuclear.org/descubre-la-energia-nuclear/energia-nuclear-en-espana/central-nuclear-de-jose-cabrera/>, última consulta 22/02/2022).

<sup>19</sup> Marcos Fano, J. M. Op. Cit.



y gestión técnica y económica se realizasen en régimen regulado, mientras que operarían de manera liberalizada la generación, comercialización e intercambios con terceros países. Esta liberalización permitió la entrada de nuevas empresas y de inversión extranjera. Por otro lado, se crea la figura del Operador del Mercado y la de Operador del sistema, encargados, respectivamente de la gestión económica y técnica del sistema eléctrico. Por último, cabe destacar que se incluyen en la tarifa costes de diversificación y seguridad de abastecimiento tales como primas para la promoción de la generación mediante energías renovables, y los asociados a la moratoria nuclear<sup>20</sup>.

En la primera década del siglo XXI, se disparó la demanda de electricidad en un 30% y la demanda punta en un 44%, a la vez que se redujo el precio medio en un 17%. Estos datos animaron al Gobierno a impulsar un plan energético nacional, y así promover las inversiones en plantas generadoras y redes de transporte<sup>21</sup>. Se incrementó en un 84% la potencia instalada, experimentando crecimientos exponenciales en las tecnologías eólica, solar y de ciclo combinado (gas).<sup>22</sup>

Sin embargo, entre los años 2010 y 2022 el crecimiento fue más moderado, de un 12%. A pesar del menor incremento, a finales del año 2020 el 45,5% de la producción y el 54% de la capacidad instalada eran renovables, desplazando a tecnologías como las centrales térmicas<sup>23</sup>. Todo ello se encuentra en línea con los planes de modernización y descarbonización del sector eléctrico planeados, especialmente tras el Acuerdo de París de 2015<sup>24</sup>.

## 2.2. Precio de la electricidad

El precio de la electricidad va a depender de si estamos en el mercado libre o en el regulado. Si estamos en el mercado regulado, el precio se va a determinar por una orden ministerial que fija el llamado Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (de aquí en adelante, PVPC). La normativa ministerial ajustará el precio mediante una fórmula

---

<sup>20</sup> *Ibíd.*

<sup>21</sup> *Ibíd.*

<sup>22</sup> Red Eléctrica de España, “REData - Potencia instalada”, 2022. (disponible en: <https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada> , última consulta 2/03/2022).

<sup>23</sup> Red Eléctrica de España. “El Sistema Eléctrico Español en 2020”, *Red Eléctrica de España*, 2021, Pp. 7. (disponible en: [https://www.ree.es/sites/default/files/publication/2021/06/downloadable/inf\\_sis\\_elec\\_ree\\_2020\\_0.pdf](https://www.ree.es/sites/default/files/publication/2021/06/downloadable/inf_sis_elec_ree_2020_0.pdf) , última consulta 2/03/2022)

<sup>24</sup> Departamento web Ministerio, “Principales elementos del Acuerdo de París”, *Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico*, s. f. “Disponible en <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/el-proceso-internacional-de-lucha-contr-el-cambio-climatico/naciones-unidas/elmentos-acuerdo-paris.aspx> , última consulta 2/03/2022).

asociada al precio spot, es decir, los precios por horas de la energía en los mercados diarios e intradiarios. Además, a esto habrá que sumarle los peajes que explicaré a continuación, el margen de comercialización (establecido también en la orden ministerial), el coste de los pagos por capacidad regulados por el gobierno, otros cargos del sistema (también regulados por el Ministerio), el Impuesto de la Electricidad y el IVA<sup>25</sup>.

Por otro lado, en el mercado libre el precio de la energía se determina de manera contractual entre usuario y comercializadora, y puede ser fijo o variable (ajustado al mercado y sumándole un descuento). A esto, también habrá que sumarle los peajes mencionados anteriormente, un margen de comercialización libremente establecido por el vendedor, el coste de los pagos por capacidad regulados por el gobierno, otros cargos del sistema (también regulados por el Ministerio), el Impuesto de la Electricidad y el IVA<sup>26</sup>.

El precio de la electricidad que paga un consumidor se determina por una fórmula establecida por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (de aquí en adelante, CNMC) en la Circular 3/2020. A su vez, para obtener el precio al que lo comprarán las distintas comercializadoras debemos analizar si se rige por el precio diario del mercado (o *pool*), o ha firmado un contrato a largo plazo de suministro de energía con un productor (*PPA* o *Power Purchase Agreement*).

La unidad de medida para la venta de la electricidad son los €/MWh, y se concreta en las facturas a una centésima parte, en €/kWh.

### **2.2.1. Sistema de tarifas actual. Peajes de transporte y distribución. Peaje por la energía consumida**

Para analizar el sistema de tarifas vigente en el momento de escritura de este trabajo (marzo de 2022), debemos referirnos a la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la CNMC. En ella se establece la nueva metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de la electricidad aplicable a todas las comercializadoras que deseen operar

---

<sup>25</sup> Fernández Gómez, J, “¿Cómo se determinan las facturas de electricidad que pagan los consumidores finales y qué medidas pueden adoptarse para reducirlas?”, Instituto Vasco de Competitividad, 2021, pp. 5 y 6. (disponible en [https://www.orquestra.deusto.es/images/211104\\_Precios\\_Minoristas\\_de\\_la\\_Electricidad\\_-\\_FINAL\\_v3.pdf](https://www.orquestra.deusto.es/images/211104_Precios_Minoristas_de_la_Electricidad_-_FINAL_v3.pdf), última consulta 9/06/2022).

<sup>26</sup> Ibid.

en España<sup>27</sup>. Esta nueva normativa viene a sustituir la anterior Circular 3/2014, de 2 de julio. La factura eléctrica adaptada a la nueva circular entró en vigor oficialmente el día 1 de junio de 2021<sup>28</sup>.

Antes de entender cómo funciona el sistema de tarifas actual, debemos remarcar que la CNMC tiene encomendada la tarea de “establecer mediante circulares la metodología para el establecimiento de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deberán satisfacer los usuarios de las mismas”, tal y como se indica en el artículo 16 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Estas tarifas serán aplicables al consumidor final, a los productores de energía eléctrica por los consumos propios que utilicen redes de transporte o distribución, y a las importaciones y exportaciones de energía eléctrica que se realicen con terceros países o con miembros de la Unión Europea<sup>29</sup>.

En cambio, no serán aplicables a los productores al inyectar la energía producida en la red, a las empresas de transporte y distribución por los consumos propios para su funcionamiento y a la energía consumida por el bombeo para su posterior producción eléctrica. Por último, también estarán exentas las baterías de almacenamiento de energía<sup>30</sup>.

Según se especifica en el artículo 7 de la Circular, las tarifas se diferenciarán en función de 3 tramos horarios (punta, valle y llana), además del mes del año y la zona geográfica en la que se encuentre el usuario (y así determinar la temporada alta, media o baja). Por otro lado, los peajes variarán en función de la potencia contratada en cada uno de los suministros y del nivel de tensión con el que se conecta a la red la instalación en cuestión. Éstos varían desde el llamado 2.0TD, que abarca desde 1 hasta 15 kW, al 6.4TDA, aplicable a suministros superiores a 145kV tales como fábricas<sup>31</sup>.

A su vez, cada uno de los términos podrá elegir entre un número determinado de términos de potencia contratada. Por ejemplo, el peaje 2.0TD, el más económico, admite una potencia contratada inferior o igual a 15kW y puede tener dos términos de potencia

---

<sup>27</sup> Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. “La CNMC aprueba la Circular 3/2020 que establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad”, *Sala de prensa CNMC*, 24 de enero de 2020. (disponible en <https://www.cnmc.es/prensa/circular-3-2020-peajes-electricidad-transporte-distribucion-20200124>, última consulta 13/03/2022).

<sup>28</sup> Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, “La nueva factura de la luz”, *CNMC*, 2021. (disponible en <https://www.cnmc.es/la-nueva-factura-de-la-luz>, última consulta 13/03/2022).

<sup>29</sup> Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Op. Cit.

<sup>30</sup> *Ibíd.*

<sup>31</sup> *Ibíd.*

contratada<sup>32</sup>. En otras palabras, con este sistema de tarifas se puede contratar 8kW en el período llano, y 12kW en el período punta, por ejemplo.

Los peajes de transporte y distribución se dividen en varias partes, cada una de las cuales tiene su propia fórmula con los distintos condicionantes que se pueden aplicar a un consumidor concreto. La primera de ellas es el término de facturación por potencia contratada, donde se tiene en cuenta la potencia suscrita, el precio de dicha potencia, y las horas en las que se ha utilizado<sup>33</sup>. Se puede expresar matemáticamente de la siguiente manera:

$$FP = \sum_{p=1}^{p=i} Tp_p * Pc_p$$

donde:

*FP*: facturación de la potencia.

*Tp<sub>p</sub>*: precio del término de potencia en el horario p, en €/kW y año.

*Pc<sub>p</sub>*: potencia contratada en el horario p, en kW.

i: número de períodos de los que consta el término de facturación de energía del peaje concreto.

Por otro lado, nos encontramos con el término de facturación por la energía demandada, que básicamente es multiplicar la energía consumida (o, en algunos casos, estimada) por el precio acordado con el proveedor<sup>34</sup>. En este caso, se puede redactar del siguiente modo:

$$FE = \sum_{p=1}^{p=i} Te_p * E_p$$

donde:

*FE*: facturación por energía, en euros.

*Te<sub>p</sub>*: precio del término de energía en el horario p, en €/kWh.

*E<sub>p</sub>*: energía consumida o estimada en el horario p, en kWh.

i: número de períodos de los que consta el término de facturación de energía del peaje concreto.

En su caso, la Circular también prevé el término de facturación por la potencia demandada, el cual tarifica los excesos de potencia que el consumidor demande respecto

---

<sup>32</sup> *Ibíd.*

<sup>33</sup> *Ibíd.*

<sup>34</sup> *Ibíd.*

a lo que tiene contratado. Si se supera el 105% de la potencia contratada, se facturarán los excesos teniendo en cuenta el tiempo que se ha excedido, el término de exceso de potencia (establecido en €/kW) y la potencia excesiva requerida por el cliente<sup>35</sup>. Se puede resumir en la siguiente fórmula:

$$F_{EP} = \sum_{p=1}^{P=i} t_p * 2 * (Pd_j - 1,05 * Pc_p)$$

donde:

$F_{EP}$ : facturación en concepto de excesos de potencia, en euros.

$t_p$ : término del exceso de potencia, en €/kW, del peaje correspondiente.

$Pd_j$ : potencia demandada en cada uno de los períodos p en que se haya sobrepasado  $Pc_p$ , en kW.

$Pc_p$ : potencia contratada en el período p, en kW.

i: número de períodos de los que consta el término de facturación de energía del peaje concreto.

Por último, el término de facturación por la energía reactiva (determinado en €/kVARh) grava a todos los suministros de media y alta tensión. Es decir, se aplica a todos menos al denominado 2.0TD, al ser éste de baja tensión y con una potencia inferior a los 15kW en todos los períodos horarios. Este término, sin embargo, tiene una particularidad: para poder llevarlo a cabo, el consumidor debe tener instalado, además del contador habitual, otro de energía reactiva instalado de manera permanente<sup>36</sup>.

La Circular a la que nos estamos refiriendo también trae una particularidad en cuanto a los vehículos eléctricos con el objetivo de potenciar el desarrollo de una red de recarga a nivel nacional. Esta idea nace para contrarrestar la problemática actual del corto alcance de las baterías de los mencionados vehículos, haciéndolos viables únicamente para las ciudades. En el momento que se crease una red de carga lo suficientemente amplia, se potenciarían las ventas del vehículo eléctrico<sup>37</sup>. Para ello, la Circular prevé, para los accesos destinados a este fin, un 20% de descuento en los peajes de transporte y distribución en el término de potencia, además de la deducción de un 80% de los términos de energía<sup>38</sup>.

---

<sup>35</sup> *Ibíd.*

<sup>36</sup> *Ibíd.*

<sup>37</sup> Miranda Hernández, J. M., Iglesias González, N. “Las infraestructuras de recarga y el despegue del vehículo eléctrico”, *Universidad de Sevilla*, 2015, pp. 82. (disponible en [https://idus.us.es/bitstream/handle/11441/50378/ObMe\\_iglesiasgonzalez\\_2015\\_lasinfraestructuras.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://idus.us.es/bitstream/handle/11441/50378/ObMe_iglesiasgonzalez_2015_lasinfraestructuras.pdf?sequence=1&isAllowed=y), última consulta 15/03/2022).

<sup>38</sup> Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Op. Cit.

### 2.2.2. Mercado mayorista de la electricidad o Pool

El mercado mayorista de la electricidad (o *Pool*) es la plataforma donde se cruzan las ofertas de los productores y las demandas de los distribuidores y comercializadoras de manera diaria, en base a la estimación de la demanda del mercado español del día siguiente realizada por Red Eléctrica de España.

Este proceso se realiza teniendo en cuenta todas las tecnologías que existen en el mercado español, tanto renovables como no renovables. Las tecnologías renovables son la eólica, hidráulica, solar fotovoltaica, turbinación mediante el bombeo, solar térmica, hidroeólica, residuos renovables y otras renovables. Por otro lado, las tecnologías no renovables son el ciclo combinado, la nuclear, la cogeneración, el carbón, la turbina de gas, los motores diésel, la turbina de vapor, los residuos no renovables, el fuel y el gas<sup>39</sup>.

Al cruzar los paquetes de electricidad con la demanda, obtenemos el precio al que se va a intercambiar la electricidad en cada una de las tecnologías disponibles en la jornada siguiente. Los intercambios se van produciendo en función del precio al que oferte cada productor, es decir, se va cubriendo la demanda del día siguiente con la oferta más barata hasta la más cara que permita suministrar todos los MWh requeridos. Por tanto, el precio definitivo del sistema lo marcará el precio más alto de todas las distintas tecnologías, y siempre coincidirá la energía vendida con la suministrada<sup>40</sup>. Es, por tanto, un sistema marginalista, como en el resto de los países de la Unión Europea<sup>41</sup>.

España y Portugal participan en el mismo mercado eléctrico mayorista, el llamado Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL). Está compuesto por dos ramas: el Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE)<sup>42</sup>, gestionado desde España y encargado de gestionar el mercado diario e intradiario (en definitiva, los productos a corto plazo) de la electricidad entre productor y comercializador en la Península Ibérica. Además, el OMIE se encarga de garantizar que el intercambio se realiza en condiciones de transparencia, objetividad e independencia.

---

<sup>39</sup> Red Eléctrica de España, Op. Cit.

<sup>40</sup> RJ Consultores, “¿Sabe cómo funciona el mercado eléctrico en España?”, *RJ Consultores*, 2018. (disponible en <https://www.rjconsultores.es/sabe-como-funciona-el-mercado-electrico-en-espana/> , última consulta 15/03/2022).

<sup>41</sup> Fernández Gómez, J., Lab de Energía de Orkestra - Instituto Vasco de Competitividad, “¿Cómo se determinan las facturas de electricidad que pagan los consumidores finales y qué medidas pueden adoptarse para reducirlas?”, *Orkestra - Instituto Vasco de Competitividad*, 2021. (disponible en [https://www.orkestra.deusto.es/images/211104\\_Precios\\_Minoristas\\_de\\_la\\_Electricidad\\_-\\_FINAL\\_v3.pdf](https://www.orkestra.deusto.es/images/211104_Precios_Minoristas_de_la_Electricidad_-_FINAL_v3.pdf) , última consulta 15/03/2022).

<sup>42</sup> Operador del Mercado Ibérico de Energía, “Funciones”. *OMIE*, s .f. (disponible en <https://www.omie.es/es/funciones> , última consulta 15/03/2022).

La otra rama es la denominada Operador del Mercado Ibérico Portugués (OMIP), organizado desde Portugal y encargado de la gestión de los productos a largo plazo<sup>43</sup>, tales como los contratos *spot*<sup>44</sup>, de futuros<sup>45</sup>, swaps<sup>46</sup>, o las opciones<sup>47</sup>.

Este tipo de sistema, el llamado marginalista, es uno de los principales causantes de los altos precios de la electricidad en el contexto pos-pandemia y con la crisis causada por la invasión rusa de Ucrania en 2022. Al dispararse el precio del gas por la mencionada crisis, se dispara el coste de la producción eléctrica a base del gas natural, y las ofertas de los productores incrementan de manera notable el precio. Al atender todo el mercado al precio más alto, el precio de la electricidad comienza a estar supeditado al precio de la mencionada materia prima, tal y como se puede observar en los gráficos 1 y 2.

Gráfico 1: Índice Gas Natural Licuado en EUR/MWh, a 14 de marzo de 2022.<sup>48</sup>

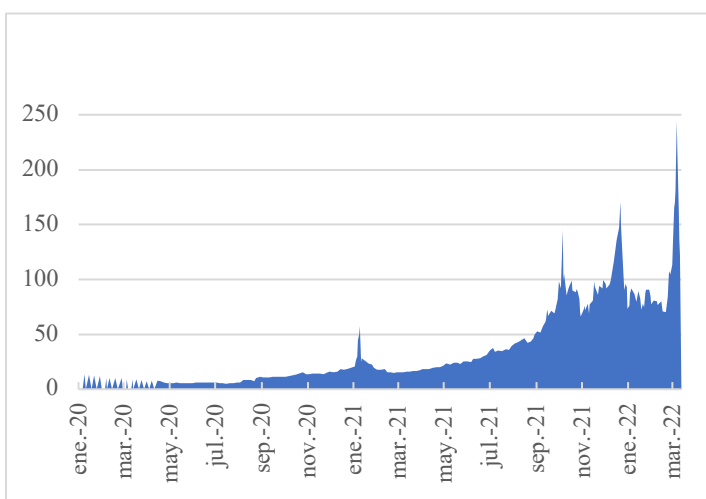
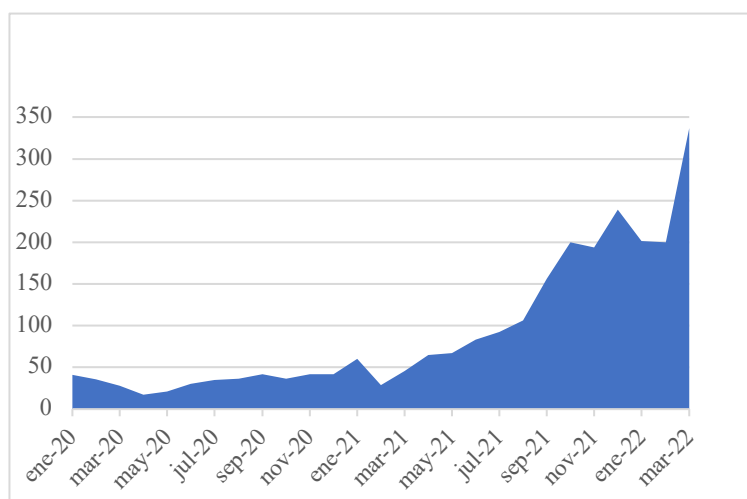


Gráfico 2: Índice Electricidad en EUR/MWh, a 14 de marzo de 2022.<sup>49</sup>



<sup>43</sup> Operador del Mercado Ibérico Portugués, “Funciones”, OMIP, (s. f.), (disponible en <https://www.omip.pt/es/funciones-omip>, última consulta 15/03/2022).

<sup>44</sup> Un contrato spot es aquel en el que la fecha de la transacción es distinta a la fecha de pago y entrega del bien o servicio objeto del contrato (Técnicas de Trading, 2013).

<sup>45</sup> El contrato de futuros, comúnmente conocido como “futuros”, es un contrato entre dos partes que se comprometen a, en una fecha futura establecida y a un precio determinado, intercambiar un activo (BBVA, 2020).

<sup>46</sup> Un 'swap' es un acuerdo de intercambio financiero en el que una de las partes se compromete a pagar con una cierta periodicidad una serie de flujos monetarios a cambio de recibir otra serie de flujos de la otra parte (BBVA, 2020).

<sup>47</sup> Una opción financiera es un contrato mediante el cual el comprador de la opción adquiere el derecho, pero no la obligación de comprar o vender un activo subyacente al vendedor de la misma (Economipedia, 2015).

<sup>48</sup> Elaboración propia a partir de MIBGAS - Mercado Ibérico del Gas. (2020–2022). [Conjunto de datos]. <https://www.mibgas.es/es/file-access>

<sup>49</sup> Elaboración propia a partir de EPdata – Europa Press y OMIE – Operador del Mercado Ibérico de Energía. (2020–2022). [Conjunto de datos]. <https://www.epdata.es/datos/precio-factura-luz-datos-estadisticas/594?accion=2#>

### 2.2.3. Contratos a largo plazo de suministro de energía con un productor (PPA o Power Purchase Agreement)

Los *Power Purchase Agreement* (en adelante, PPA) son acuerdos de compraventa de electricidad entre un productor y un comprador, que suelen ser comercializadoras o empresas que deseen reducir su huella de carbono<sup>50</sup>. Los PPAs firmados entre generadores y comercializadoras suelen ser a largo plazo, mientras que los firmados entre productores y empresas pueden ser a medio (5 o 10 años) o a largo plazo (15, 20 o 25 años).

Los contratos firmados con plazos superiores a los 25 años suelen ser escasos, además del recelo de las empresas a comprometerse por un período tan largo de tiempo, por la vida útil estimada de las plantas productoras de energía. Por ejemplo, los parques eólicos<sup>51</sup> y fotovoltaicos<sup>52</sup> tienen una vida útil estimada de 25 o 30 años.

En un contrato PPA se fijan cuándo empieza la operación, los MWh implicados y el precio (en €/MWh) acordado, los años de operación y los términos de pago. Dependiendo del tipo de PPA del que estemos tratando también se suelen incluir habitualmente otros conceptos, pero los desarrollaré más adelante en la explicación de cada uno.

Hay cuatro principales categorías de contratos PPA: (a) físicos o virtuales; (b) instalados fuera o dentro de las instalaciones del comprador; (c) acordados a un precio fijo, o estableciendo un descuento sobre el precio del mercado; (d) *as generated*, *as contracted* y *as consumed*.

#### 2.2.3.1. Contratos físicos y virtuales

Los contratos físicos son aquellos en los que el generador debe producir y suministrar a la red de transporte que une a comprador y vendedor la energía que hayan acordado<sup>53</sup>. Es decir, para poder firmar un PPA físico tiene que haber un nexo real entre ambas partes,

---

<sup>50</sup> Factor Energía, “¿Qué es un PPA de energía?”, *factorenergia.com*, 2021. (disponible en <https://www.factorenergia.com/es/blog/noticias/que-es-un-ppa-de-energia/>, última consulta 16/03/2022).

<sup>51</sup> Wind Europe, Cefic, & European Composites Industry Association, “Accelerating Wind Turbine Blade Circularity”, *European Composites Industry Association*, 2020, pp. 9. (disponible en <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/reports/WindEurope-Accelerating-wind-turbine-blade-circularity.pdf>, última consulta 16/03/2022).

<sup>52</sup> Castro, J. J. C., “¿Qué pasará con las plantas solares cuando termine su vida útil?”, *The Conversation*, 2021. (disponible en <https://theconversation.com/que-pasara-con-las-plantas-solares-cuando-termine-su-vida-util-165708>, última consulta 16/03/2022).

<sup>53</sup> Rodríguez Fernández, S., Serrano González, J., & Universidad de Sevilla, “Análisis del marco normativo de la contratación bilateral de energía para plantas de generación renovable (TFG)”, Universidad de Sevilla, pp. 6. (disponible en <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/93518/fichero/TFG-3518+RODRÍGUEZ+FERNÁNDEZ%2C+SARA.pdf>, última consulta 16/03/2022).



lo cual reduce el mercado objetivo del generador. En el caso de España, este hecho no es un problema, debido a que, como hemos mencionado anteriormente, toda la red eléctrica está interconectada entre sí, favoreciendo además la robustez de la misma<sup>54</sup>.

Por otro lado, el contrato PPA virtual (también denominado financiero o de diferencias) es aquel en el que no hay una entrega física entre generador y consumidor. El generador se compromete a comprar o a inyectar en la red la misma cuantía que vaya a necesitar el cliente final. Por tanto, como vemos es una transacción puramente financiera. Por esto es por el que ha tenido mucho éxito, al ser más flexible y tener un mercado objetivo para el vendedor más amplio que en los contratos físicos. Este tipo de contrato tiene una particularidad: las garantías de origen (GdO). Ésta son un documento por el cual el generador certifica al comprador el origen de la electricidad, como su propio nombre indica. Esta técnica es muy utilizada en las empresas hoy en día, con el objetivo de ser más ecológicamente responsables al demandar unas GdO renovables (como las centrales hidroeléctricas) o de cero emisiones (como la nuclear). Un ejemplo de PPA virtual es el suscrito entre Acciona Energía y Telefónica de España en 2020, por el que el generador suministrará 100 GWh renovables anuales durante 10 años al comprador, y gracias a la cual se evitará la emisión de 26.000 toneladas de CO<sub>2</sub> a la atmósfera<sup>55</sup>.

#### 2.2.3.2. Contratos on site y off site

La siguiente distinción es entre los contratos donde la energía se produce en las instalaciones del cliente (*on site*), y los PPAs donde la electricidad es generada en instalaciones del generador y, por tanto, fuera de las instalaciones del comprador (*off site*). Los PPAs *on site* son aquellos en los que la instalación de placas fotovoltaicas o turbinas eólicas se produce en las instalaciones del comprador para cubrir parcial o totalmente las necesidades del mismo. Además, el cliente también suele estar conectado a la red eléctrica nacional para poder cubrir con el suministro tradicional los megavatios faltantes. Asimismo, en caso de excedente, se puede verter lo producido en las instalaciones del comprador a la red, generando plusvalías que pueden destinarse a reducir la factura eléctrica o, simplemente, consiguiendo un beneficio adicional. Este tipo de instalaciones es frecuente encontrarlo en fábricas, donde se cumplen dos características particulares: la

---

<sup>54</sup> Marcos Fano, J. M. Op. Cit.

<sup>55</sup> Acciona Energía, “ACCIONA suministrará a Telefónica energía renovable durante 10 años”, Sala de Prensa de Acciona, 2020. (disponible en [https://www.acciona-energia.com/es/actualidad/noticias/acciona-suministrara-a-telefonica-energia-renovable/?\\_adin=11551547647](https://www.acciona-energia.com/es/actualidad/noticias/acciona-suministrara-a-telefonica-energia-renovable/?_adin=11551547647) , última consulta 16/03/2022).

demanda de energía es elevada, y se dispone de mucho espacio disponible en el techo del edificio o del aparcamiento de las instalaciones. En este tipo de contratos es habitual que el generador se haga cargo de la inversión, diseño, instalación, operación y mantenimiento (O&M) de la nueva planta que el comprador irá sufragando al consumir los MWh requeridos<sup>56</sup>. Por último, es habitual que la instalación pase a manos del comprador una vez finalizado el contrato PPA entre ambos. Un ejemplo de compañía que lleva a cabo este tipo de proyectos es Acciona Energía.

Por otro lado, los contratos *off site* son aquellos en los que la producción de energía se produce en una central independiente, normalmente a gran escala, conectada a una red de distribución<sup>57</sup>. Esta red será la encargada de transportar la energía producida hasta el cliente final. En otras palabras, los PPAs *off site* producen la electricidad fuera de las instalaciones del comprador. Además, por lo general, el comprador no suele ser el único consumidor de la mencionada central al ser a gran escala, sino que también da servicio a otras empresas o centros residenciales, reduciendo el riesgo de dependencia de un único cliente. Por otro lado, esta opción permite buscar emplazamientos más eficientes en términos de horas de sol o kilómetros por hora de viento, además de poder construir unas turbinas eólicas o placas fotovoltaicas de mayor tamaño que permitan más producción por unidad. Una posible desventaja que tienen los contratos fuera de las instalaciones del comprador son los costes de conexión a la red, pero las ventajas superan en general esta pequeña problemática.

#### 2.2.3.3. PPAs as generated, as contracted y as consumed

Esta distinción de contratos PPAs se realiza en base a dos variables: el consumo que el comprador realiza y los MWh que produce la instalación renovable.

Los contratos PPA *as generated* implican un compromiso por el cliente de comprar la totalidad de la producción de la planta en cuestión. Esto implica que hay períodos en los que el comprador no requiere tanta producción, como las horas nocturnas, pero aún así se están facturando. La ventaja de este tipo de contratación para el cliente es el mejor precio <sup>58</sup> al que se obtiene cada MWh, al comprar más cantidad. Sin embargo, también tiene el inconveniente de la intermitencia de generación que lleva implícita una instalación renovable, ya sea solar o eólica, que puede requerir de una fuente de energía

---

<sup>56</sup> Rodríguez Fernández, Op. Cit.

<sup>57</sup> Ibid.

<sup>58</sup> Ibid.

adicional. En cambio, para el generador tiene la gran ventaja de la estabilidad en ingresos y ventas. Este tipo de contrato se suele acordar en las instalaciones *on site*, por su marcado carácter de exclusividad de suministro.

Los PPAs *as contracted* establecen un volumen de MWh que el productor suministrará y facturará al cliente, sin importar el consumo real de este. Este contrato tiene implicaciones para ambas partes: el comprador siempre va a tener que pagar los MWh establecidos en el contrato, aunque no los use; y el vendedor siempre va a tener que suministrar el volumen prestablecido. En el caso de que la planta renovable no generase suficiente energía como para cumplir con el acuerdo, el vendedor se compromete a comprar la electricidad faltante en el mercado<sup>59</sup>, y a asumir el sobrecoste que esto conlleve. En otras palabras, el comprador tiene la obligación de pagar una cantidad estable de MWh, y el vendedor tiene el deber de suministrar esa misma cantidad de manera estable. Este tipo de PPA, por su marcado carácter previsor, es habitual verlo en contratos *off site*. También se puede encontrar en PPAs *on site* donde el cliente pierde los excedentes producidos, y los contratados se pueden prever fácilmente.

La última distinción de contrato en función del consumo son los PPA *pay as consumed*, donde el cliente paga exactamente lo consumido. Se trata de un contrato similar al presente en el mercado residencial, donde el comprador paga exactamente lo consumido a un precio predeterminado. Se suele dar en clientes cuyo consumo desconocen todavía, bien porque sea un proyecto recién estrenado, bien porque varíe en función de factores difícilmente predecibles de manera fiable.

#### 2.2.3.4. Contratos acordados a un precio fijo y PPAs con descuento

Por último, podemos diferenciar los contratos acordados a un precio fijo, y los que se establece un descuento sobre el precio del mercado. Los primeros son aquellos en los que se establece un precio fijo, en €/MWh, durante todos los años del contrato y sin importar el precio al que esté el mercado en el momento concreto. Los compradores que tenían este tipo de contrato firmado antes de la crisis energética de 2022 surgida a raíz de la pandemia (y, posteriormente, de la crisis de Ucrania) se vieron enormemente beneficiados. Esta ventaja se debe al hecho de estar pagando una media de entre 35 y 40 €/MWh en contratos *off site*, o entre 50 y 70 €/MWh<sup>60</sup> en los PPAs *on site* frente a los

---

<sup>59</sup> Ibid.

<sup>60</sup> A partir de un informe interno de una compañía del sector y de la experiencia del autor como analista de inversiones en la misma.

200 €/MWh<sup>61</sup> en los que se encontraba el mercado en aquel momento. Los contratos con precio fijo los encontramos normalmente en aquellos que se suministran a partir de los paneles fotovoltaicos instalados en las instalaciones del comprador, es decir, en los PPA *on site*.

Por otro lado, encontramos los contratos en los que se acuerda un descuento sobre el precio del mercado del momento<sup>62</sup>. Además, se suele establecer una cláusula suelo, según la cual, si el precio baja de una determinada cifra, el comprador le pagará al vendedor este precio concreto<sup>63</sup>. También es frecuente establecer una cláusula techo, que produce los efectos contrarios a la mencionada anteriormente. Es decir, si el precio supera el techo establecido en el contrato, el comprador pasará a pagar esa cifra máxima, aportándole seguridad y estabilidad en los costes energéticos.

Este tipo de PPA es ventajoso para el comprador al asegurarse que siempre se beneficiará de un precio más bajo, evitar subidas inasumibles (gracias a la cláusula techo), y cumplir los objetivos de sostenibilidad que se haya fijado para así ganar reputación entre las empresas de su sector<sup>64</sup>. Por otro lado, también es muy ventajoso para el vendedor al cubrirse (y, por tanto, aportarle estabilidad) en caso de que el precio baje del establecido en la cláusula suelo. Esta estabilidad también aportaría al vendedor mejores condiciones de financiación al poder prever ingresos fijos, y sería capaz de optimizar la producción en función del número de contratos firmados.

Los contratos PPAs han tenido mucho éxito en los últimos años. En el año 2019, se firmaron PPAs por una cuantía total de 19,5 Gigavatios (GW), frente a los 0,1 pactados en el año 2010 (Acciona Energía, 2020). Parte del éxito viene porque en España se firman los contratos PPAs más baratos de Europa, llegando a firmar contratos a precios tan reducidos como 34 €/MWh<sup>65</sup>.

---

<sup>61</sup> Operador del Mercado Ibérico de Energía, “Informe mensual febrero 2022 – OMIE”, *OMIE*, 2022. (disponible en [https://www.omie.es/sites/default/files/2022-03/informe\\_mensual\\_febrero\\_2022\\_es.pdf](https://www.omie.es/sites/default/files/2022-03/informe_mensual_febrero_2022_es.pdf) , última consulta 18/03/2022).

<sup>62</sup> Ojea, L, “España, un caso de éxito en PPAs: en solo dos años suman ya más de 4.000 MW contratados”, *El Periódico de la Energía*, 2019. (disponible en <https://elperiodicodelaenergia.com/espana-un-caso-de-exito-en-ppas-en-solo-dos-anos-suman-ya-mas-de-4000-mw-contratados/> , última consulta 18/03/2022).

<sup>63</sup> *Ibid*.

<sup>64</sup> Acciona Energía, “*What are long-term energy purchase contracts (PPAs)?* [Video de YouTube]”, Acciona. (disponible en <https://www.youtube.com/watch?v=T3AC4YwNL0o> , última consulta 18/03/2022).

<sup>65</sup> Esteller, R, “España firmó los contratos de luz a largo plazo más baratos de Europa” *elEconomista.es*. (disponible en <https://www.economista.es/empresas-finanzas/noticias/11672749/03/22/Espana-firmo-los-contratos-de-luz-a-largo-plazo-mas-baratos-de-Europa-.html> última consulta 18/03/2022).

## 2.3. Sistema energético español. Componentes

El sistema energético español se basa en cuatro pilares: la producción, el transporte, la distribución y la comercialización<sup>66</sup>. Cada uno de estos cimientos tiene un grado de regulación distinto en función de lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, los cuales abordaremos en los próximos párrafos.

### 2.3.1. Producción de energía eléctrica

Según el artículo 6.1.a. de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, los productores son las personas físicas o jurídicas (generalmente estas) encargadas de construir, operar y mantener las instalaciones con las que generar energía eléctrica.

Para poder producir se valen de distintas tecnologías que, como hemos visto anteriormente en el trabajo, se pueden clasificar en renovables y no renovables. Actualmente, en España la producción renovable está cerca del 50% del total<sup>67</sup>. Hemos de tener en cuenta para este cálculo que la energía proveniente de centrales nucleares es considerada no renovable.

Por otro lado, la producción de electricidad se desarrollará en régimen de libre competencia según se indica en el artículo 8.1. de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. De los cuatro pilares del sistema energético español, es el único que ha estado liberalizado a lo largo de toda su historia. Para ejemplificar esta liberalización histórica, podemos observar que ya en los principios de la historia del sector eléctrico en España se fundaron compañías como Eléctrica de Chamberí Sociedad Anónima en el año 1895 o Hidroeléctrica Española en 1907<sup>68</sup>.

Las compañías productoras podrán acordar de manera libre las condiciones de los acuerdos de venta de energía que suscriban, siempre y cuando atiendan a posibles limitaciones geográficas o temporales que el legislador del sector eléctrico pueda imponer.

---

<sup>66</sup> Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Boletín Oficial del Estado, 27 de diciembre de 2013. Recuperado de <https://www.boe.es/boe/dias/2013/12/27/pdfs/BOE-A-2013-13645.pdf>

<sup>67</sup> Equipo de Europa Press, “Las renovables alcanzan en 2021 su mejor registro de producción, con una cuota del 46,6%, según REE”, *Europa Press*, 2021. (disponible en <https://www.europapress.es/economia/energia-00341/noticia-renovables-alcanzan-2021-mejor-registro-produccion-cuota-466-ree-20211216135108.html> última consulta 21/03/2022).

<sup>68</sup> Nuñez, G, “Empresas de producción y distribución de electricidad en España (1878-1953)”, *Revista de historia industrial*, 1995, pp. 39-80.

Las mayores compañías productoras de España por tamaño (en MW instalados), a fecha de marzo de 2022, son Iberdrola (con 28.427 MW)<sup>69</sup>, Endesa (21.915 MW)<sup>70</sup> y Acciona Energía (11.245 MW)<sup>71</sup>. Un ejemplo de productora de menor tamaño puede ser Navarro Generación S.A., que cuenta con centrales hidroeléctricas y plantas fotovoltaicas.

### 2.3.2. Transporte de energía eléctrica (y operación del sistema)

Según el artículo 6.1.b. de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, los transportistas y operadores del sistema son las sociedades mercantiles encargadas de construir, maniobrar y mantener las instalaciones con las que transportar energía eléctrica desde los centros de producción hasta los centros de distribución<sup>72</sup>. Además, el artículo 30 de la mencionada Ley indica que el operador del sistema será el mismo que el gestor de la red de transporte, por lo que considero oportuno abordar también una explicación sobre esta institución.

Las funciones del operador del sistema son garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte<sup>73</sup>. Para cumplir con estas funciones, también asumen las funciones de previsión a corto y medio plazo de la demanda de energía eléctrica; además de la previsión a corto y medio plazo de la garantía de abastecimiento del sistema nacional. Como ejemplo de previsión de abastecimiento del sistema, podríamos mencionar la previsión de precipitaciones para poder determinar si las centrales hidroeléctricas podrían liberar agua con la que generar energía (Ley 24/2013, 2013, artículo 30.2). Estas previsiones serán posteriormente comunicadas al Operador del Mercado Ibérico (OMIE) para que pueda desarrollar las subastas de energía a corto y medio plazo, y así establecer el precio de la energía en el mercado libre (el *pool*).

---

<sup>69</sup> Iberdrola España, S.A., “Datos operativos 2021 [Conjunto de datos]”; Iberdrola Data, 2021 (disponible en <https://www.iberdrolaespana.com/conocenos/principales-magnitudes/datos-operativos> , última consulta 21/03/2022).

<sup>70</sup> Endesa Energía, “Endesa en cifras 2021 [Conjunto de datos]”, Endesa, 2021. (disponible en <https://www.endesa.com/es/sobre-endesa/nuestro-negocio/cifras> , última consulta 21/03/2022).

<sup>71</sup> Acciona Energía, “Capacidad y Producción Renovable 2021 [Conjunto de datos]”, Acciona, 2021. (disponible en [https://www.acciona.com/es/soluciones/energia/areas-actividad/capacidad-y-produccion/?\\_adin=02021864894](https://www.acciona.com/es/soluciones/energia/areas-actividad/capacidad-y-produccion/?_adin=02021864894) última consulta 21/03/2022).

<sup>72</sup> Toaquiza Tomalo, D. A. & Universidad de Sevilla, “Análisis de los factores de éxito de un CRM: el caso del grupo Ibersogas Energía SL - Lúmina Energía (TFM)”, Universidad de Sevilla, 2018. (disponible en <https://1library.co/document/qoppm5kz-analisis-factores-exito-grupo-ibersogas-energia-lumina-energia.html> última consulta 21/03/2022).

<sup>73</sup> Ley 24/2013, op. Cit.

A diferencia de lo establecido para la producción, el transporte se realizará en régimen de actividad regulada, a tenor de lo dispuesto en el artículo 8.2. de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. También se establece la posibilidad del acceso a terceros a las redes de transporte solicitando autorización al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MTERD). Para ello, se deberán cumplir las condiciones técnicas y económicas establecidas en la ley, y la red en cuestión debe ser secundaria. Sin embargo, por cuestiones de seguridad y fiabilidad en el suministro, la empresa Red Eléctrica de España S.A.U. (REE) posee la mayoría de las instalaciones y es el mayor operador transportista<sup>74</sup>, además de ser el único operador autorizado para el transporte de electricidad en las redes principales españolas<sup>75</sup>.

Además de REE, otros ejemplos de empresas transportistas autorizadas por el ministerio a nivel secundario pueden ser, por nivel de facturación, Inpecuarias Pozoblanco S.L. (5,8 millones de euros), Lersa Electricitat S.L. (2,2 millones de euros) o Sistema de Evacuación Albuera Set Olivenza - Vaguadas S.L. (1 millón de euros). Como vemos, son empresas pequeñas en comparación con los ingresos de REE, cifrados en 1.680 millones de euros en el año 2020<sup>76</sup>; y únicamente hay alrededor de 32 compañías de este tipo en toda España<sup>77</sup>.

### 2.3.3. Distribución de energía eléctrica

Según el artículo 6.1.e. de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, las distribuidoras son aquellas sociedades mercantiles o cooperativas de consumidores y usuarios responsables de construir, mantener y operar las instalaciones para así distribuir la energía eléctrica hasta el punto de consumo.

Para poder determinar el punto en el que finaliza la función de transporte de electricidad y comienza la distribución, debemos atender a la potencia de la línea que la transporta. La distribución comienza en el momento que la electricidad pasa por los centros de transformación y subestaciones para ir reduciendo la tensión desde los 220 o

---

<sup>74</sup> Ibid, pp. 35 a 39.

<sup>75</sup> Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Boletín Oficial del Estado, 27 de diciembre de 2013. Artículo 34.2. Recuperado de <https://www.boe.es/boe/dias/2013/12/27/pdfs/BOE-A-2013-13645.pdf>

<sup>76</sup> Sistema de Análisis de Balances Ibéricos (SABI), “Empresas que cumplen el requisito código CNAE (2009): 3512 - Transporte de energía eléctrica [Conjunto de datos]”, SABI, 2018 – 2022. (disponible en [https://sabi.bvdinfo.com/version-2022311/List.serv?\\_CID=170&context=1B0WK7T2RMKJYLF](https://sabi.bvdinfo.com/version-2022311/List.serv?_CID=170&context=1B0WK7T2RMKJYLF) , última consulta 22/03/2022).

<sup>77</sup> Ibid.

400kV (alta tensión) hasta los 230 o 400V (considerados baja tensión), que es la potencia a la que finalmente la electricidad puede ser consumida en el punto de destino<sup>78</sup>.

Al igual que ocurre en el transporte de energía eléctrica, la distribución también es una actividad regulada, según indica el artículo 8.2. de la Ley 24/2013. Por ello, toda sociedad mercantil que quiera acceder a este sector deberá respetar las condiciones técnicas y económicas establecidas en la mencionada ley, así como solicitar una autorización al MTERD<sup>79</sup>. Una vez obtengan la mencionada autorización, deben inscribirse en el Registro Administrativo de Distribuidores, tal y como indica el artículo 39.4. de la citada ley.

En España cada una de las zonas de distribución eléctrica está adjudicada a una empresa en concreto, pudiendo operar la zona asignada en exclusividad. Para la concesión, se ha tenido en cuenta las zonas históricas donde ha estado implantado cada una de ellas<sup>80</sup>. Existen 5 grandes distribuidoras en nuestro país: E – Distribución (del grupo Endesa), i – DE (del grupo Iberdrola), Unión Fenosa Distribución (del grupo Naturgy), Viesgo Distribución Eléctrica y E–Redes (del grupo EDP España). Las Comunidades Autónomas donde predomina cada una de las distribuidoras mencionadas son las siguientes<sup>81</sup>:

- I-DE Distribución: Navarra, País Vasco, La Rioja, Comunidad Valenciana, Murcia, Madrid, Castilla y León, Extremadura, Castilla la Mancha.
- E-Distribución: Aragón, Cataluña, Baleares, Canarias, Andalucía, Extremadura.
- Unión Fenosa Distribución: Galicia, Castilla y León, Madrid, Castilla la Mancha
- E-REDES: Asturias
- Viesgo Distribución: Cantabria, Asturias, Galicia, Castilla y León.

---

<sup>78</sup> Editorial, “Generación, Transporte Y Distribución de la Energía Eléctrica”. Área Tecnología, s. f. (disponible en <https://www.areatecnologia.com/como-se-distribuye-energia-electrica.htm> última consulta 22/03/2022).

<sup>79</sup> MTERD: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico

<sup>80</sup> Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Bilbao & Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales. Universidad Politécnica de Madrid, “4.3. Distribución de Energía Eléctrica” *Energía y Sociedad*, 2022. (disponible en <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/4-3-distribucion/> última consulta 23/03/2022).

<sup>81</sup> Total Energies Spain, “Cómo saber cual es tu distribuidora eléctrica”, *Z-TA Light*, 2020. (disponible en <https://zlight.es/como-saber-cual-es-tu-distribuidora-electrica/#page-content> , última consulta 23/03/2022).



El mapa representante de cada una de las zonas es el siguiente:



Mapa 1: Zona de predominio de cada una de las principales distribuidoras de España<sup>82</sup>.

Además de las principales distribuidoras, existen 457 distribuidoras de tamaño medio y pequeño en activo en España<sup>83</sup>. Al no ser predominantes, no aparecen representadas en el mapa, pero también forman parte del sistema de distribución en los pueblos o ciudades donde han tenido representación histórica. Un ejemplo de este tipo de distribuidoras es Hidroeléctrica del Guadiela I S.A., que presta servicio a pueblos de Cuenca y Guadalajara como Cañizares, Puente de Vadillos o Poveda de la Sierra.<sup>84</sup>

Para determinar a qué distribuidora pertenece un punto de suministro, se emplea el Código Único del Punto de Suministro (CUPS). Los cuatro primeros dígitos después de las letras descriptivas del país localizan a la compañía en cuestión. Por ejemplo, en el caso de Unión Fenosa Distribución tiene asignado el código ES0022<sup>85</sup>.

<sup>82</sup> Mapa extraído de Bellot, A. “¿Cuál es la distribuidora eléctrica en mi zona?” *Blog Alcanzia*, 2020. (disponible en <https://alcanzia.es/blog/distribuidoras-electricas-en-espana-por-zonas/> última consulta 23/03/2022).

<sup>83</sup> Sistema de Análisis de Balances Ibéricos (SABI), “Empresas que cumplen el requisito código CNAE (2009): 3513 - Distribución de energía eléctrica [Conjunto de datos]”, SABI, 2018 - 2022. (disponible en <https://sabi.bvdinfo.com/version-2022311/Search.CNAE2009.serv? CID=345&context=150ZK7T2RFWUDGB&SearchGotoList=List&SearchStepId=Current.%7b7917509c-be3b-4c50-aba0-55fbf8c1036b%7d0> , última consulta 23/03/2022).

<sup>84</sup> [gadieladistribucion.com](https://gadieladistribucion.com), “Distribuidora Hidroeléctrica del Guadiela I, S.A” *Aseme Garantía de Energía*, s. f. (disponible en <https://aseme-ges.asemeservicios.com/aseme-ges-web/distributor/8> , última consulta 23/03/2022).

<sup>85</sup> Unión Fenosa Distribución, “Qué es el CUPS y para qué lo necesito”, *Distribuidora de electricidad del Grupo Naturgy*, 2020. (disponible en <https://www.ufd.es/usuarios/manual-del-usuario/que-es-el-cups/> última consulta 23/03/2022).

#### 2.3.4. Comercialización de energía eléctrica

Según el artículo 6.1.f. de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, las comercializadoras son aquellas sociedades mercantiles o cooperativas de consumidores y usuarios que acceden a las redes de transporte o distribución para adquirir energía eléctrica y venderla al consumidor final. También se entiende como comercializador la empresa que venda la electricidad a otro país en una operación de intercambio internacional, generalmente con Francia.

Al contrario que ocurre en el transporte y la distribución de energía eléctrica, la comercialización es una actividad libre, similar a la actividad de producción, según indica el artículo 8.3. de la Ley 24/2013. Esto es así desde la liberalización ocurrida en el año 2009 a raíz de la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio, la cual abordaremos en un capítulo dedicado.

En España existen alrededor de 630 empresas dedicadas a la comercialización de energía, según SABI (he descartado todas aquellas en las cuales el último año disponible de las cuentas de la compañía era anterior al 2019)<sup>86</sup>. Las más grandes, ordenadas por facturación, pertenecen al mismo grupo empresarial que las productoras y distribuidoras más relevantes a nivel nacional: Endesa Energía (10.700 millones de euros), Iberdrola (7.385 millones de euros), Energía XXI (del grupo Enel – Endesa, y con una facturación de 2.050 millones de euros) y Total Energies (1.753 millones de euros)<sup>87</sup>.

Por otro lado, desde la liberalización de la comercialización eléctrica, han surgido grandes empresas sin un *legado* histórico como productoras o distribuidoras. Un ejemplo es Factor Energía, la primera compañía en obtener la licencia del Ministerio de Industria tras la liberalización del año 2009<sup>88</sup>, y que en el año 2020 facturó 239 millones de euros, en comparación con los 132 millones de euros del año 2010 (representando un incremento de un 81,06%).

Estas comercializadoras, para poder vender energía a los consumidores, tienen principalmente dos alternativas: contratar *Power Purchase Agreements* (PPAs) con los productores de manera independiente, o acudir al mercado diario e intradiario gestionado

---

<sup>86</sup> Sistema de Análisis de Balances Ibéricos (SABI). “Empresas que cumplen el requisito código CNAE (2009): 3514 - Comercio de energía eléctrica [Conjunto de datos]”, SABI, 2018 – 2022. (disponible en [https://sabi.bvdinfo.com/Search.QuickSearch.serv?\\_CID=62&context=37HZK7T2RI6IC07](https://sabi.bvdinfo.com/Search.QuickSearch.serv?_CID=62&context=37HZK7T2RI6IC07) última consulta 23/03/2022).

<sup>87</sup> Ibid.

<sup>88</sup> Prensa Factor Energía. “Entrevista en El País: «Queremos abrirnos camino luchando contra los gigantes»”, *factorenergia.com*, 2016, (disponible en <https://www.factorenergia.com/es/noticias/entrevista-el-pais-factor-energia/> última consulta 26/03/2022).

por el MIBEL - OMIE. Si optan por los PPAs, podrán escoger entre las opciones anteriormente desarrolladas en el trabajo; en cambio, si acuden al mercado diario, deberán seguir el procedimiento que hemos abordado en el respectivo epígrafe.

Por otro lado, los grupos societarios que tengan actividades de comercialización tanto en el mercado libre como en el regulado (también denominadas comercializadoras de referencia) deberán establecer una marcada diferenciación entre ambas, según establece el artículo 12.3 de la ley 24/2013, de 26 de diciembre. Es decir, deberán ofertar sus productos con marcas distintas dependiendo de si venden en el mercado libre o regulado. Es frecuente que, para evitar cualquier tipo de problema, las compañías vayan más allá y constituyan dos sociedades independientes entre ellas. Por ejemplo, en el caso de Endesa, en el mercado regulado opera con la marca Energía XXI, mientras que en el libre lleva a cabo sus actividades mediante la denominación Endesa Energía <sup>89</sup>.

A tenor del artículo 12.3. de la ley 24/2013 anteriormente mencionado, vamos a detallar las diferencias que existen entre la comercialización en el mercado regulado y en el libre. Los operadores del mercado libre pueden fijar los precios que consideren más competitivos, mientras que los del mercado regulado deberán ofertar la energía eléctrica al precio resultante de la subasta del día anterior (es decir, el *pool*) siguiendo las directrices que anteriormente hemos visto. Por otro lado, las empresas del mercado libre pueden ofrecer tantas tarifas de luz como deseen, mientras que el operador del mercado regulado únicamente ofrece el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC). Por último, los consumidores que operen en el mercado regulado pueden solicitar el bono social, mientras que los del mercado libre no pueden<sup>90</sup>. He de reseñar que un consumidor puede cambiar del mercado libre al regulado siempre y cuando su potencia no supere los 10 kW; mientras que no hay restricciones para cambiar del regulado al libre<sup>91</sup>.

---

<sup>89</sup> Tarifaluzhora.es, “Contacto y ayuda a clientes de Energía XXI, Comercializadora de Referencia”, *Tarifa Luz Hora*, 2022. (disponible en <https://tarifaluzhora.es/companias/endesa/energia-xxi> última consulta 26/03/2022).

<sup>90</sup> Ibid.

<sup>91</sup> Contenidos Digitales Endesa, “Los 2 mercados eléctricos: el libre y el regulado”, Endesa, 2022. (disponible en <https://www.endesa.com/es/te-ayudamos/mercado-libre-mercado-regulado-pvpc> última consulta 27/03/2022).

### 3. LIBERALIZACIÓN DE LA COMERCIALIZACIÓN DE ELECTRICIDAD

#### 3.1. Antecedentes

La liberalización comenzó a tener forma con la entrada en vigor de la Ley del Sector Eléctrico (Ley 54 / 1997, de 27 de noviembre), que introdujo la figura de la comercializadora. Esta revolución sería una completa realidad con la entrada en vigor en julio de 2009 y posterior transcripción a la ley española de la Directiva de la Unión Europea sobre el proceso de liberalización de la electricidad (Directiva 2009 / 72 / CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009).

Antes de entrar en materia y analizar la directiva y las leyes mencionadas, hemos de entender cómo funcionaba el suministro de energía eléctrica antes de su liberalización.

Antes del año 1997, los encargados de suministrar y facturar el consumo de electricidad eran los distribuidores. Para proceder a la facturación de la energía, la empresa suministradora aplicaba las tarifas integrales, las cuales estaban fijadas por la Administración. Por tanto, la capacidad de negociación del consumidor era nula. Además, no era posible cambiar de compañía suministradora, debido a que cada cliente estaba conectado a la distribuidora asignada en su zona, que gestionaba de manera íntegra el servicio<sup>92</sup>.

Las tarifas integrales, además, no discriminaban según el consumidor fuese residencial o industrial, causando que los pequeños usuarios pagasen un exceso de precio al no distinguir conceptualmente entre *energía consumida* y *peaje de acceso*<sup>93</sup>.

En el año 1997, con la entrada en vigor de la ley 54/1997, de 27 de noviembre del Sector Eléctrico se establece un calendario en la Exposición de Motivos por el que prevé un período transitorio de 10 años para liberalizar la comercialización de energía eléctrica. Para ello, se establece una diferenciación entre distribución y comercialización de electricidad. Se deberán constituir sociedades mercantiles destinadas específicamente a la comercialización e independientes de las distribuidoras, evitando así un solapamiento de ambas actividades en la misma persona jurídica<sup>94</sup>. Esta diferenciación no impide que

---

<sup>92</sup> Marañón Hermoso, M., Morata Céspedes, A., Alba Ríos, J. J., & Asesoría Jurídica y de Regulación de Endesa. "Competencia en los mercados de comercialización de electricidad", *Anuario de la Competencia - Fundación Instituto Crédito Oficial*, 2011, pp. 299 a 341. (disponible en <http://anuariocompetencia.fundacionico.es/files/2011-2012/12.pdf> última consulta 27/03/2022).

<sup>93</sup> Martínez López, L. "Demanda de electricidad y déficit tarifario" *Revista de Economía Crítica*, 2013, pp. 112 a 127. (disponible en <http://revistaeconomiacritica.org/index.php/rec/article/download/349/333> última consulta 27/03/2022).

<sup>94</sup> Marañón Hermoso, M., Morata Céspedes, A., Alba Ríos, J. J., & Asesoría Jurídica y de Regulación de Endesa, op. Cit.

grupos de sociedades lleven a cabo actividades consideradas incompatibles por la Ley 54/1997, siempre y cuando sean personas jurídicas distintas las que lleven a cabo cada una de ellas.

Entre el año 1997 y el año 2009, fecha de entrada en vigor de la Directiva 2009/72/CE, convivieron comercializadoras eléctricas y distribuidoras que seguían facturando el servicio directamente al consumidor. En el año 2000 el Real Decreto Ley 6 / 1999 de medidas urgentes para la liberalización e incremento de la competencia estableció la liberalización de los clientes de alta tensión (con una potencia superior a 36 kV<sup>95</sup>) el 1 de julio, marcando así el primer paso del calendario.

La liberalización sufrió un contratiempo en el año 2005, debido a que los precios del mercado mayorista sufrieron un incremento que no afectó al mercado regulado. Esto llevó consigo una vuelta masiva de consumidores al sector regulado y a la tarifa integral, ralentizando todo el avance de los 6 años anteriores.

Sin embargo, en julio de 2009 desaparecieron las distribuidoras que ofrecían el suministro eléctrico, las tarifas integrales dejaron de estar vigentes y todos los consumidores pertenecían al mercado libre o al recién estrenado mercado regulado<sup>96</sup>. Este último, como hemos explicado anteriormente, únicamente era apto para los consumidores con una potencia inferior a 10kW y podían contratar una tarifa con el PVPC, lo más parecido a las extinguidas tarifas integrales.

### **3.2. Directiva 2009 / 72 / CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009**

La Directiva 2009/72/CE, que viene a sustituir la Directiva 2003/57/CE, implanta unas normas comunes para el mercado interior de la electricidad. Se pueden resumir en tres puntos principales: el fortalecimiento de las autoridades regulatorias, la protección del consumidor y las bases para la separación de obligado cumplimiento de las actividades de distribución y comercialización<sup>97</sup>.

---

<sup>95</sup> BBVA, “Alta, baja y media tensión eléctrica: ¿Conoces la diferencia?”, *BBVA Noticias*, 2022. (disponible en <https://www.bbva.com/es/sostenibilidad/alta-baja-y-media-tension-electrica-conoces-la-diferencia/> última consulta 27/03/2022).

<sup>96</sup> Marañón Hermoso, M., Morata Céspedes, A., Alba Ríos, J. J., & Asesoría Jurídica y de Regulación de Endesa, op. Cit.

<sup>97</sup> Encinar Arroyo, N. & Enerclub. “El consumidor como centro del mercado eléctrico Europeo”, *Enerclub*, 2018. (disponible en <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwiFm8aHs-n2AhWTgs4BHeitAE4QFnoECCgQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.enerclub.es%2Ffile%2FHBSQER>)

La más relevante de las tres novedades para nuestro trabajo es la introducción de la separación entre las actividades de suministro y generación de energía eléctrica de las actividades de comercialización, en lo cual España se fue anticipando tal y como hemos analizado anteriormente con la ley 54/1997.

Por otro lado, se prevé la creación de una autoridad reguladora a nivel nacional del sector eléctrico, independiente de cualquier otra entidad<sup>98</sup>. Por último, se incluyen otro tipo de medidas como el endurecimiento de las obligaciones de servicio público para la protección del consumidor. Ejemplos de estas obligaciones son la posibilidad de los consumidores de acceder a sus datos de consumo y costes del servicio fácilmente, o la concreción de manera clara sobre quién se considera cliente vulnerable y el establecimiento de medidas para paliar tal situación.

#### **4. IMPACTO DE LAS COMERCIALIZADORAS DIGITALES EN EL SECTOR ELÉCTRICO TRAS SU LIBERALIZACIÓN**

##### **4.1. Número de comercializadoras**

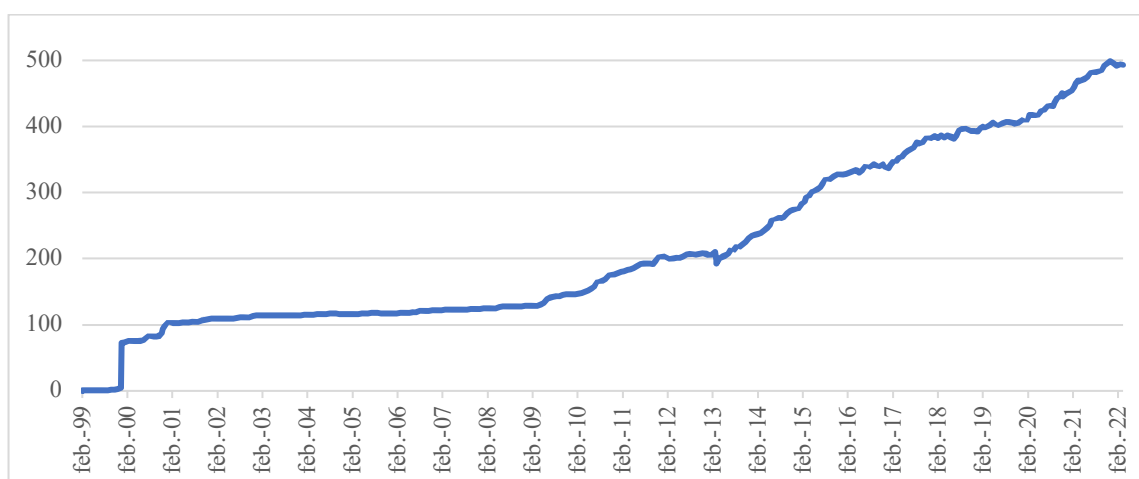
Las empresas comercializadoras de electricidad pudieron comenzar a constituirse desde la entrada en vigor de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre del Sector Eléctrico. Sin embargo, no serían las únicas operadoras del mercado durante varios años más, al convivir durante el período transitorio con las antiguas distribuidoras autorizadas para suministrar energía. Esta transición finalizó el 1 de julio del 2009, como hemos visto anteriormente.

---

[Zqm09n-ZA9X-rQJw%3Bjsessionid%3DED32F09C0FE916596BCB4266734EEAA5&usg=AOvVaw3SDmnTeS9IGLtmkoxgLIJO](#) última consulta 27/03/2022).

<sup>98</sup> Congreso de los Diputados de España, “Convalidado el Real Decreto por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas [Comunicado de prensa]”, *Congreso de los Diputados*, 2012. (disponible en [https://www.congreso.es/notas-de-prensa?p\\_p\\_id=notasprensa&p\\_p\\_lifecycle=0&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&notasprensa\\_mvcPath=detalle&notasprensa\\_notald=6442](https://www.congreso.es/notas-de-prensa?p_p_id=notasprensa&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&notasprensa_mvcPath=detalle&notasprensa_notald=6442) última consulta 27/03/2022).

Gráfico 3: Variación del número de Comercializadoras inscritas en el listado de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia<sup>99</sup>.



En el gráfico superior podemos observar la variación del número de comercializadoras activas en el listado de la CNMC. El listado mencionado es representativo dado el hecho que es condición indispensable figurar en el registro para poder operar en el mercado español, como muestra de haber cumplido todos los requisitos establecidos por el Ministerio y por la CNMC.

La primera comercializadora en obtener la licencia necesaria del antiguo Ministerio de Industria y Energía (actual Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico) fue Factor Energía S.A., el 18 de febrero de 1999<sup>100</sup>. A partir de esa fecha se puede observar en el gráfico un tímido crecimiento hasta el año 2000, motivado por la necesidad de cumplimentar todos los requisitos hasta poder darse de alta como comercializadora, tarea con muchos trámites y, por ende, lenta. Tras este lento crecimiento observamos un incremento notable hasta mediados del año 2001.

Desde el año 2002 hasta el mes de julio del año 2009, fecha en la que se publica y entra en vigor la Directiva de la Unión Europea, notamos un crecimiento lento pero constante. Consideramos que esto es debido a la “convivencia” durante esos años entre los consumidores del mercado libre y los que todavía permanecían en la antigua Tarifa

<sup>99</sup> Fuente: elaboración propia a partir del listado de Comercializadoras de electricidad de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) y de los resultados de la base de datos Sistema de Análisis de Balances Ibéricos (SABI) al realizar una búsqueda con el criterio *Empresas que cumplen el requisito código CNAE (2009): 3514 - Comercio de energía eléctrica*.

<sup>100</sup> Córdoba Zatarain, M., Blanco Rojo, B., & Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales de la Universidad de Cantabria. “Las empresas comercializadoras de electricidad en España - TFM”, Universidad de Cantabria, 2012. (disponible en [https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/1352/\[1\]+1+noviembre+2017+Córdoba+Zatarain%20C3%ADn+M.pdf?sequence=1](https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/1352/[1]+1+noviembre+2017+Córdoba+Zatarain%20C3%ADn+M.pdf?sequence=1) , última consulta 27/03/2022).

Integral, es decir, en el mercado regulado. Otro motivo quizás podría ser la incertidumbre que la anterior situación generase ante la rentabilidad del sector.

Observamos también una reacción sorprendente al “incidente” del año 2005, donde recordemos que se produce una fuga masiva de consumidores del mercado libre al regulado por la gran subida de los precios en el primero mientras se mantienen estables en el segundo<sup>101</sup>. Durante este acontecimiento no percibimos una variación en la tendencia alcista de creación de comercializadoras, por lo que se entiende no tuvo mucho impacto en el sector de comercialización de energía eléctrica.

A partir de la publicación de la Directiva 2009/72/CE el 13 de julio de 2009 se puede apreciar un notable incremento de empresas comercializadoras en España, mostrando los efectos de la finalización del proceso de liberalización comenzado en el año 1997. El mercado de la comercialización pasa de tener 130 actores a mediados de 2009 a 208 a finales del año 2013.

Sin embargo, en los últimos meses del 2013 y principios del 2014, podemos observar un ligero retroceso ocasionado por la entrada en vigor de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Una vez superado este ligero retroceso es cuando comenzamos a ver un incremento más pronunciado hasta la fecha de redacción de este trabajo, marzo de 2022. La única fecha que quizás se ralentice un poco este crecimiento es durante la pandemia generada por el Covid-19 en el año 2020. Consideramos que este crecimiento es debido a múltiples factores, entre los que destacan la popularización del mercado libre del sector eléctrico y las medidas resultantes de la Ley del Sector Eléctrico que entró en vigor en el año 2013.

#### **4.2. Análisis de las comercializadoras presentes en el sector**

Según hemos visto, hay alrededor de 500 comercializadoras inscritas en el Registro de Comercializadoras de la CNMC. Sin embargo, este número hay que tomarlo como una referencia relativa debido a que hay muchas personas jurídicas no relevantes para el estudio objeto de este trabajo.

Si desgranamos el listado, nos encontramos con empresas pertenecientes a Ayuntamientos o concejos locales, por ejemplo. Estas sociedades no las podemos tener en cuenta para nuestro estudio debido a que su fin último no es obtener unos beneficios determinados, sino un fin social al dotar de energía eléctrica al municipio en cuestión al

---

<sup>101</sup> Marañón Hermoso, M., Morata Céspedes, A., Alba Ríos, J. J., & Asesoría Jurídica y de Regulación de Endesa, op. Cit.



mínimo precio posible. Por otro lado, al estar centrados en un servicio local, no suelen ser comercializadoras digitales. Un ejemplo de sociedad municipal es la Empresa Mixta Municipal de Abastecimiento y Servicios de Calpe S.A.<sup>102</sup>.

Otro tipo de empresas que podrían desvirtuar nuestro análisis pueden ser las múltiples empresas que siguen apareciendo en el listado a pesar de haber sido absorbidas por otras sociedades, fusionadas o integradas en grupos empresariales. Es decir, se incluyen varias personas jurídicas que, a efectos comerciales, son la misma. Un ejemplo es Naturgy Commodities Trading S.A., que también aparece como Gas Natural Comercializadora S.A.<sup>103</sup>.

Por último, también hemos encontrado muchas compañías que anteriormente fueron distribuidoras o productoras de energía eléctrica, las cuales ampliaron su campo de actividad para comercializar energía eléctrica. Sin embargo, muchas de ellas han tenido que cesar su actividad al asumir esta actividad una persona jurídica específica para ella dentro del holding. Este tipo de sociedades no encajan en nuestro análisis al tener un enfoque tradicional al seguir operando tal y como hacían cuando eran suministradoras con las Tarifas Integrales.

En cambio, a partir del 2011 empezamos a ver las primeras comercializadoras exclusivamente digitales. Éstas son comercializadoras que operan exclusivamente por internet, y dando soporte al cliente también de manera telefónica. Por tanto, no disponen de ningún local comercial y todas las gestiones se realizan de manera telemática.

La primera compañía constituida oficialmente como comercializadora digital es Clidom Energy S.L., conocida bajo su marca HolaLuz.com. Obtuvo todos los permisos necesarios para operar a nivel nacional desde principios del año 2011<sup>104</sup>.

### **4.3. Precios de la electricidad**

Para analizar la evolución de los precios de la energía eléctrica entre los años anteriores y posteriores a la liberalización, voy a desglosar el coste medio anual de la tarifa integral entre los años 1988 y 2009. Tras este análisis, procederé a calcular la media anual del precio mayorista desde la liberalización en el año 1997 hasta la fecha de redacción de este trabajo, el año 2022. Una vez finalizados esos cálculos, los compararé

---

<sup>102</sup> SABI, op. Cit.

<sup>103</sup> Ibid.

<sup>104</sup> Córdoba Zatarain, M., Blanco Rojo, B., & Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales de la Universidad de Cantabria, op. Cit.

para analizar el cambio que ha supuesto la liberalización y la entrada de comercializadoras digitales en el sector en cuanto a los precios.

#### 4.3.1. **Tarifa integral de la energía eléctrica (años 1988 al 2009)**

Desde la creación de la Tarifa Integral en 1988, el Gobierno establecía de manera anual la cuantía de la misma. Para ello, se hacía una estimación de los costes de producción, transporte y distribución de la electricidad, se le sumaban algunos conceptos externos pero obligatorios<sup>105</sup> y se dividía entre los kWh que se estimaba se iban a demandar en el año siguiente<sup>106</sup>.

#### 4.3.2. **Precio medio del mercado mayorista (desde el año 1997 hasta la actualidad)**

Por otro lado, el precio medio del mercado mayorista (el que opera en la actualidad en el mercado liberalizado) se determina mediante lo explicado anteriormente en el apartado 2.2, precio de la electricidad.

#### 4.3.3. **Comparativa entre los precios del mercado regulado mediante la tarifa integral y el mercado mayorista**

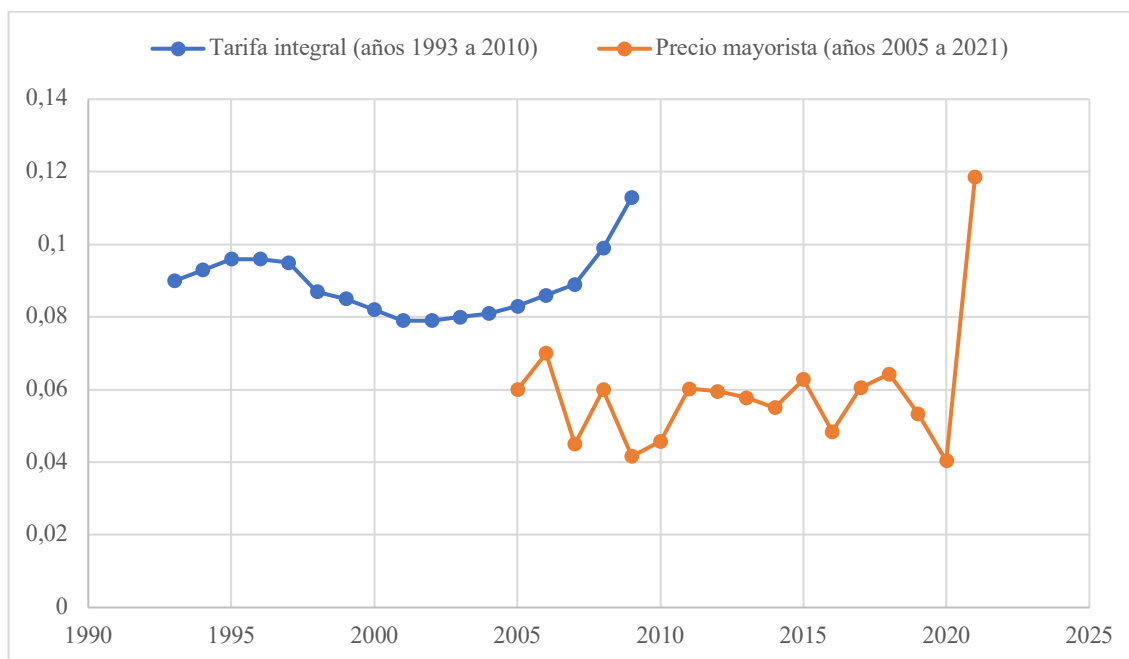
A continuación, voy a analizar la evolución del precio desde los años donde estaba regulado por el gobierno hasta nuestros días, donde se puede elegir entre el mercado libre o el regulado.

---

<sup>105</sup> Los conceptos externos y obligatorios eran (entre paréntesis se incluye el porcentaje a abonar por el mismo): programas de Investigación y Desarrollo (0,3%), Red Eléctrica de España (2,3%), moratoria nuclear (3,54%) y stock básico de uranio (0,25%). *Extraído de PUNTO CRÍTICO Editorial, "HISTORIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL (PARTE IV)" Punto Crítico Derechos Humanos, 2018. (disponible en <https://puntocritico.com/ausajpuntocritico/2017/02/23/historia-del-sistema-electrico-espanol-parte-iv/>, última consulta 4/04/2022).*

<sup>106</sup> Flores Jimeno, M. R., Santos Cebrián, M., & Universidad Rey Juan Carlos., "EL MERCADO ELÉCTRICO EN ESPAÑA: LA CONVIVENCIA DE UN MONOPOLIO NATURAL Y EL LIBRE MERCADO", *Universidad Rey Juan Carlos*, 2015, pp. 258. (disponible en <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKewjs0ZqijPr2AhURiv0HHRusDfUQFnoECBIQAQ&url=https%3A%2F%2Fdialnet.unirioja.es%2Fdescarga%2Farticulo%2F5264979.pdf&usq=AOvVaw2t-zvX9AcA3p2a3Y0fmQ6O>, última consulta 4/04/2022).

Gráfico 4: Comparativa entre la variación tarifa integral consumo electricidad entre 1993 y 2010, y la variación precio medio mayorista electricidad entre 2005 y 2021 en €/kWh<sup>107</sup>



Como podemos constatar en la tabla, la liberalización del mercado eléctrico ha sido muy ventajoso para los consumidores, al pagar el kilovatio de media un 33% más barato. Sin embargo, la crisis surgida en el año 2021 ha hecho que el precio se haya igualado e, incluso, superado bruscamente en 2022 (los contratos firmados asociados al mercado están pagando entre 30 y 50 céntimos el kW)<sup>108</sup>.

Podemos constatar que, antes de la crisis de 2022, las comercializadoras digitales sin duda ayudaron a mantener la competitividad alta y, por ende, el precio bajo. Esto es debido a que, como partían con unos costes fijos inferiores frente a grandes compañías como Iberdrola o Endesa, tenían mucho poder de negociación y entraban al mercado de manera muy agresiva.

Sin embargo, esta tendencia se ha visto rota en la crisis energética del 2022, debido a que las grandes compañías (Endesa, Iberdrola), al ser productoras también, son capaces de ofrecer precios fijos muy competitivos (en torno a 20 céntimos por kW), mientras que las pequeñas compañías han perdido su capacidad de negociación anterior y, por mucho

<sup>107</sup> Fuente: elaboración propia a partir de Operador del Mercado Ibérico de la Energía. (2005–2021). Precio final anual de la demanda nacional | OMIE [Conjunto de datos]. <https://www.omie.es/es/market-results/interannual/average-final-prices/spanish-demand?scope=interannual> y de Diario Oficial de la Unión Europea & Comisión Europea. (2014, 12 julio). DECISIÓN DE LA COMISIÓN de 4 de febrero de 2014 relativa a la medida SA.21817 (C 3/07) (ex NN 66/06) de Tarifas eléctricas españolas: consumidores aplicada por España. Boletín Oficial del Estado de España. Recuperado 5 de abril de 2022, de <https://www.boe.es/doue/2014/205/L00025-00044.pdf>

<sup>108</sup> Tarifas gas luz, “Consulta el precio de la luz (€/kWh): tarifas y comparativa”, *Selectra*, 2022. (disponible en <https://tarifasgasluz.com/comparador/precio-kwh>, última consulta 9/06/2022).

que ajusten sus márgenes, las mejores ofertas que pueden ofrecer en junio de 2022 están en torno a los 30 céntimos por kW.

En otras palabras, el mercado se está volviendo a posicionar a favor de las grandes compañías eléctricas. Será interesante seguir su evolución en los años de la crisis y posteriores a la misma, para ver si las pequeñas comercializadoras pueden remontar ante la agresividad del mercado en el año 2022.

## 5. CONCLUSIÓN

Tras haber analizado la evolución del mercado eléctrico desde su fundación hasta nuestros días, y haber entendido cómo se establecían los precios en el anterior mercado regulado y en el actual libre, podemos comprender mejor los movimientos que el mercado eléctrico, y, concretamente, las comercializadoras eléctricas digitales realicen.

La aparición del internet en 1983<sup>109</sup> y la liberalización del mercado desde el año 1998 hasta el 2010 han sido la combinación perfecta para la creación de las comercializadoras eléctricas digitales. Por otro lado, la Directiva de la Unión Europea relativa al proceso de liberalización del sector eléctrico ha creado un marco de competencia más favorable para los consumidores, además de dotar seguridad jurídica a las nuevas inversiones atraídas a la comercialización de energía eléctrica.

Tal y como hemos analizado en los últimos párrafos, hemos podido observar que han sido capaces de reducir notablemente el precio de la electricidad en el mercado libre frente al regulado (teniendo en cuenta que la mayoría de comercializadoras surgidas en la década de 2010 han basado su modelo de negocio en el internet, a causa de los bajos costes fijos con los que pueden empezar a operar).

Además, la reducción del precio realizado por las comercializadoras en el mercado libre ha hecho del mercado eléctrico muy atractivo para nuevos inversores. Esto ha provocado que el número de comercializadoras se haya disparado en los últimos 10 años, retroalimentando el mercado y haciendo que los precios se mantengan reducidos hasta la mencionada crisis de los años 2021 y 2022.

Otro actor importante en esta evolución ha sido el mercado de los PPAs, que ha facilitado a estas comercializadoras comprar grandes volúmenes de energía directamente a los productores a unos precios bastante competitivos.

---

<sup>109</sup> Bahillo, T., op. Cit.

Sin embargo, durante la crisis hemos observado como este modelo de comercializadora digital podía resultar perjudicial para el consumidor cuando el precio de la energía es elevado. Esto es debido a que no tienen margen de actuación para poder competir con las comercializadoras tradicionales, las cuales son propiedad de grupos empresariales que también poseen filiales que producen energía eléctrica. Precisamente aunar en el mismo grupo empresarial la producción y la comercialización de electricidad es lo que les permite a estas compañías ofrecer mejores condiciones que las comercializadoras que tienen que comprar de productores ajenos a su empresa.

A falta de ver cómo evoluciona el mercado eléctrico tras la crisis de 2022, considero que lo perfecto sería un equilibrio entre las comercializadoras propiedad de grupos empresariales como Iberdrola o Endesa y las comercializadoras digitales surgidas en los últimos años (como HolaLuz). Creo que es importante que los primeros se mantengan competitivos al ofrecer buenos precios al consumidor cuando el mercado supere cifras tan elevadas como 100€ por MWh, mientras que también considero fundamentales a las pequeñas comercializadoras digitales para evitar la concentración de todo el mercado comercializador entre unas pocas compañías y acabe disparando el precio final.

## 6. BIBLIOGRAFÍA

- BAHILLO, T., “Historia de Internet: cómo nació y cuál fue su evolución”, Marketing 4 ECommerce, 2022 (disponible en <https://marketing4ecommerce.net/historia-de-internet/>, última consulta el 8/06/2022).
- MARCOS FANO, J. M. “Historia y panorama actual del sistema eléctrico español.” Revista del Colegio Oficial de Físicos, vol. 13, 2002, pp. 10.
- MORALES FOLGUERA, J. M. “Alumbrado público y urbanismo en Málaga durante el S. XIX.” Estudios de Arte, Geografía e Historia de la Universidad de Málaga, vol. 4, 1981, pp. 7-23.
- MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO. “Ficha Técnica de la Presa de Ricobayo.” Geo Portal MAPAMA, s. f. (disponible en: <https://sig.mapama.gob.es/WebServices/clientews/snczi/default.aspx?nombre=PRESA&claves=CODPRESA&valores=2490015> , última consulta 16/02/2022).
- INGLADA GALIANA, E., “Cien años de historia económica de una empresa eléctrica: Iberdrola (TFD)” Universidad de Valladolid, 2012, pp. 46.
- SALAS, J., “Algunas consideraciones sobre la función de las tarifas en el suministro de energía eléctrica”, Revista de administración pública, vol. 88, 1979, pp. 361-370.
- BIGORDÀ, T., “Las 7 centrales hidroeléctricas más grandes de España”; Renovables Verdes, 2017. (disponible en <https://www.renovablesverdes.com/las-7-centrales-hidroelectricas-mas-grandes-de-espana/> , última consulta 27/03/2022).
- FORO NUCLEAR. “Central nuclear de José Cabrera”, Web Foro Nuclear., s. f. (disponible en: <https://www.foronuclear.org/descubre-la-energia-nuclear/energia-nuclear-en-espana/central-nuclear-de-jose-cabrera/> , última consulta 22/02/2022).
- EMPLEADOS DE RED ELÉCTRICA. “El Marco Legal Estable – Economía del Sector Eléctrico Español”, Red Eléctrica de España., 1997, pp. 10. (disponible en: <https://www.foronuclear.org/descubre-la-energia-nuclear/energia-nuclear-en-espana/central-nuclear-de-jose-cabrera/> , última consulta 22/02/2022).
- RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, “REData - Potencia instalada”, 2022. (disponible en: <https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada> , última consulta 2/03/2022).
- RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA. “El Sistema Eléctrico Español en 2020”, Red Eléctrica de España, 2021, Pp. 7. (disponible en:

[https://www.ree.es/sites/default/files/publication/2021/06/downloadable/inf\\_sis\\_el\\_ec\\_ree\\_2020\\_0.pdf](https://www.ree.es/sites/default/files/publication/2021/06/downloadable/inf_sis_el_ec_ree_2020_0.pdf) , última consulta 2/03/2022)

DEPARTAMENTO WEB MINISTERIO, “Principales elementos del Acuerdo de París”, Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, s. f. “Disponible en <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/el-proceso-internacional-de-lucha-contr-el-cambio-climatico/naciones-unidas/elmentos-acuerdo-paris.aspx> , última consulta 2/03/2022).

FERNÁNDEZ GÓMEZ, J, “¿Cómo se determinan las facturas de electricidad que pagan los consumidores finales y qué medidas pueden adoptarse para reducir las?”, Instituto Vasco de Competitividad, 2021, pp. 5 y 6. (disponible en [https://www.orquestra.deusto.es/images/211104\\_Precios\\_Minoristas\\_de\\_la\\_Electricidad\\_--\\_FINAL\\_v3.pdf](https://www.orquestra.deusto.es/images/211104_Precios_Minoristas_de_la_Electricidad_--_FINAL_v3.pdf), última consulta 9/06/2022).

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA. “La CNMC aprueba la Circular 3/2020 que establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad”, Sala de prensa CNMC, 24 de enero de 2020. (disponible en <https://www.cnmc.es/prensa/circular-3-2020-peajes-electricidad-transporte-distribucion-20200124> , última consulta 13/03/2022).

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA, “La nueva factura de la luz”, CNMC, 2021. (disponible en <https://www.cnmc.es/la-nueva-factura-de-la-luz> , última consulta 13/03/2022).

MIRANDA HERNÁNDEZ, J. M., IGLESIAS GONZÁLEZ, N. “Las infraestructuras de recarga y el despegue del vehículo eléctrico”, Universidad de Sevilla, 2015, pp. 82. (disponible en [https://idus.us.es/bitstream/handle/11441/50378/ObMe\\_iglesiasgonzalez\\_2015\\_la\\_sinfraestructuras.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://idus.us.es/bitstream/handle/11441/50378/ObMe_iglesiasgonzalez_2015_la_sinfraestructuras.pdf?sequence=1&isAllowed=y) . , última consulta 15/03/2022).

RJ CONSULTORES, “¿Sabe cómo funciona el mercado eléctrico en España?”, RJ Consultores, 2018. (disponible en <https://www.rjconsultores.es/sabe-como-funciona-el-mercado-electrico-en-espana/> , última consulta 15/03/2022).

FERNÁNDEZ GÓMEZ, J., LAB DE ENERGÍA DE ORKESTRA - INSTITUTO VASCO DE COMPETITIVIDAD, “¿Cómo se determinan las facturas de electricidad que pagan los consumidores finales y qué medidas pueden adoptarse para reducir las?”, Orkestra - Instituto Vasco de Competitividad, 2021. (disponible en

- [https://www.orquestra.deusto.es/images/211104\\_Precios\\_Minoristas\\_de\\_la\\_Electricidad\\_--\\_FINAL\\_v3.pdf](https://www.orquestra.deusto.es/images/211104_Precios_Minoristas_de_la_Electricidad_--_FINAL_v3.pdf) , última consulta 15/03/2022).
- OPERADOR DEL MERCADO IBÉRICO DE ENERGÍA, “Funciones”. OMIE, s. f. (disponible en <https://www.omie.es/es/funciones> , última consulta 15/03/2022).
- OPERADOR DEL MERCADO IBÉRICO PORTUGUÉS, “Funciones”, OMIP, (s. f.), (disponible en <https://www.omip.pt/es/funciones-omip> , última consulta 15/03/2022).
- ELABORACIÓN PROPIA A PARTIR DE MIBGAS - Mercado Ibérico del Gas. (2020–2022). [Conjunto de datos]. <https://www.mibgas.es/es/file-access>
- ELABORACIÓN PROPIA A PARTIR DE EPdata – Europa Press y OMIE – Operador del Mercado Ibérico de Energía. (2020–2022). [Conjunto de datos]. <https://www.epdata.es/datos/precio-factura-luz-datos-estadisticas/594?accion=2#>
- FACTOR ENERGÍA, “¿Qué es un PPA de energía?”, [factorenergia.com](http://factorenergia.com), 2021. (disponible en <https://www.factorenergia.com/es/blog/noticias/que-es-un-ppa-de-energia/> , última consulta 16/03/2022).
- WIND EUROPE, CEFIC, & EUROPEAN COMPOSITES INDUSTRY ASSOCIATION, “Accelerating Wind Turbine Blade Circularity”, European Composites Industry Association, 2020, pp. 9. (disponible en <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/reports/WindEurope-Accelerating-wind-turbine-blade-circularity.pdf> , última consulta 16/03/2022).
- CASTRO, J. J. C., “¿Qué pasará con las plantas solares cuando termine su vida útil?”, *The Conversation*, 2021. (disponible en <https://theconversation.com/que-pasara-con-las-plantas-solares-cuando-termine-su-vida-util-165708> , última consulta 16/03/2022).
- RODRÍGUEZ FERNÁNDEZ, S., Serrano González, J., & Universidad de Sevilla, “Análisis del marco normativo de la contratación bilateral de energía para plantas de generación renovable (TFG)”, Universidad de Sevilla, pp. 6. (disponible en <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/93518/fichero/TFG-3518+RODRÍGUEZ+FERNÁNDEZ%2C+SARA.pdf> , última consulta 16/03/2022).
- ACCIONA ENERGÍA, “ACCIONA suministrará a Telefónica energía renovable durante 10 años”, Sala de Prensa de Acciona, 2020. (disponible en [https://www.acciona-energia.com/es/actualidad/noticias/acciona-suministrara-a-telefonica-energia-renovable/?\\_adin=11551547647](https://www.acciona-energia.com/es/actualidad/noticias/acciona-suministrara-a-telefonica-energia-renovable/?_adin=11551547647) , última consulta 16/03/2022).



- OPERADOR DEL MERCADO IBÉRICO DE ENERGÍA, “Informe mensual febrero 2022 – OMIE”, OMIE, 2022. (disponible en [https://www.omie.es/sites/default/files/2022-03/informe\\_mensual\\_febrero\\_2022\\_es.pdf](https://www.omie.es/sites/default/files/2022-03/informe_mensual_febrero_2022_es.pdf), última consulta 18/03/2022).
- OJEA, L, “España, un caso de éxito en PPAs: en solo dos años suman ya más de 4.000 MW contratados”, El Periódico de la Energía, 2019. (disponible en <https://elperiodicodelaenergia.com/espana-un-caso-de-exito-en-ppas-en-solo-dos-anos-suman-ya-mas-de-4000-mw-contratados/> última consulta 18/03/2022).
- ACCIONA ENERGÍA, “What are long-term energy purchase contracts (PPAs)? [Vídeo de YouTube]”, Acciona. (disponible en <https://www.youtube.com/watch?v=T3AC4YwNL0o>, última consulta 18/03/2022).
- ESTELLER, R, “España firmó los contratos de luz a largo plazo más baratos de Europa” *elEconomista.es*. (disponible en <https://www.economista.es/empresas-finanzas/noticias/11672749/03/22/Espana-firmo-los-contratos-de-luz-a-largo-plazo-mas-baratos-de-Europa-.html> última consulta 18/03/2022).
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Boletín Oficial del Estado, 27 de diciembre de 2013. Recuperado de <https://www.boe.es/boe/dias/2013/12/27/pdfs/BOE-A-2013-13645.pdf>
- EQUIPO DE EUROPA PRESS, “Las renovables alcanzan en 2021 su mejor registro de producción, con una cuota del 46,6%, según REE”, Europa Press, 2021. (disponible en <https://www.europapress.es/economia/energia-00341/noticia-renovables-alcanzan-2021-mejor-registro-produccion-cuota-466-ree-20211216135108.html> última consulta 21/03/2022).
- NUÑEZ, G, “Empresas de producción y distribución de electricidad en España (1878-1953)”, *Revista de historia industrial*, 1995, pp. 39-80.
- IBERDROLA ESPAÑA, S.A, “Datos operativos 2021 [Conjunto de datos]”; Iberdrola Data, 2021 (disponible en <https://www.iberdrolaespana.com/conocenos/principales-magnitudes/datos-operativos>, última consulta 21/03/2022).
- ENDESA ENERGÍA, “Endesa en cifras 2021 [Conjunto de datos]”, Endesa, 2021. (disponible en <https://www.endesa.com/es/sobre-endesa/nuestro-negocio/cifras>, última consulta 21/03/2022).

- ACCIONA ENERGÍA, “Capacidad y Producción Renovable 2021 [Conjunto de datos]”, Acciona, 2021. (disponible en [https://www.acciona.com/es/soluciones/energia/areas-actividad/capacidad-y-produccion/?\\_adin=02021864894](https://www.acciona.com/es/soluciones/energia/areas-actividad/capacidad-y-produccion/?_adin=02021864894) última consulta 21/03/2022).
- TOAQUIZA TOMALO, D. A. & UNIVERSIDAD DE SEVILLA, “Análisis de los factores de éxito de un CRM: el caso del grupo Ibersogas Energía SL - Lúmina Energía (TFM)”, Universidad de Sevilla, 2018. (disponible en <https://1library.co/document/qoppm5kz-analisis-factores-exito-grupo-ibersogas-energia-lumina-energia.html> última consulta 21/03/2022).
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Boletín Oficial del Estado, 27 de diciembre de 2013. Artículo 34.2. Recuperado de <https://www.boe.es/boe/dias/2013/12/27/pdfs/BOE-A-2013-13645.pdf>
- SISTEMA DE ANÁLISIS DE BALANCES IBÉRICOS (SABI), “Empresas que cumplen el requisito código CNAE (2009): 3512 - Transporte de energía eléctrica [Conjunto de datos]”, SABI, 2018 – 2022. (disponible en [https://sabi.bvdinfo.com/version-2022311/List.serv?\\_CID=170&context=1B0WK7T2RMKJYLF](https://sabi.bvdinfo.com/version-2022311/List.serv?_CID=170&context=1B0WK7T2RMKJYLF) , última consulta 22/03/2022).
- EDITORIAL, “Generación, Transporte Y Distribución de la Energía Eléctrica”. Área Tecnología, s. f. (disponible en <https://www.areatecnologia.com/como-se-distribuye-energia-electrica.htm> última consulta 22/03/2022).
- ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DE BILBAO & ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES. UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID, “4.3. Distribución de Energía Eléctrica” Energía y Sociedad, 2022. (disponible en <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/4-3-distribucion/> última consulta 23/03/2022).
- TOTAL ENERGIES SPAIN, “Cómo saber cual es tu distribuidora eléctrica”, Z-TA Light, 2020. (disponible en <https://zlight.es/como-saber-cual-es-tu-distribuidora-electrica/#page-content> , última consulta 23/03/2022).
- Mapa extraído de BELLOT, A. “¿Cuál es la distribuidora eléctrica en mi zona?” Blog Alcanzia, 2020. (disponible en <https://alcanzia.es/blog/distribuidoras-electricas-en-espana-por-zonas/> última consulta 23/03/2022).
- SISTEMA DE ANÁLISIS DE BALANCES IBÉRICOS (SABI), “Empresas que cumplen el requisito código CNAE (2009): 3513 - Distribución de energía eléctrica

[Conjunto de datos]”, SABI, 2018 - 2022. (disponible en [https://sabi.bvdinfo.com/version-2022311/Search.CNAE2009.serv?\\_CID=345&context=150ZK7T2RFWUDGB&SearchGotoList=List&SearchStepId=Current.%7b7917509c-be3b-4c50-aba0-55fbf8c1036b%7d0](https://sabi.bvdinfo.com/version-2022311/Search.CNAE2009.serv?_CID=345&context=150ZK7T2RFWUDGB&SearchGotoList=List&SearchStepId=Current.%7b7917509c-be3b-4c50-aba0-55fbf8c1036b%7d0) , última consulta 23/03/2022).

GUADIELADISTRIBUCION.COM, “Distribuidora Hidroeléctrica del Guadiela I, S.A” Aseme Garantía de Energía, s. f. (disponible en <https://aseme-ges.asemeservicios.com/aseme-ges-web/distributor/8> , última consulta 23/03/2022).

UNIÓN FENOSA DISTRIBUCIÓN, “Qué es el CUPS y para qué lo necesito”, Distribuidora de electricidad del Grupo Naturgy, 2020. (disponible en <https://www.ufd.es/usuarios/manual-del-usuario/que-es-el-cups/> última consulta 23/03/2022).

SISTEMA DE ANÁLISIS DE BALANCES IBÉRICOS (SABI). “Empresas que cumplen el requisito código CNAE (2009): 3514 - Comercio de energía eléctrica [Conjunto de datos]”, SABI, 2018 - 2022. (disponible en [https://sabi.bvdinfo.com/Search.QuickSearch.serv?\\_CID=62&context=37HZK7T2RI6IC07](https://sabi.bvdinfo.com/Search.QuickSearch.serv?_CID=62&context=37HZK7T2RI6IC07) última consulta 23/03/2022).

PRENSA FACTOR ENERGÍA. “Entrevista en El País: «Queremos abrirnos camino luchando contra los gigantes»”, factorenergia.com, 2016, (disponible en <https://www.factorenergia.com/es/noticias/entrevista-el-pais-factor-energia/> última consulta 26/03/2022).

TARIFALUZHORA.ES, “Contacto y ayuda a clientes de Energía XXI, Comercializadora de Referencia”, Tarifa Luz Hora, 2022. (disponible en <https://tarifaluzhora.es/companias/endesa/energia-xxi> última consulta 26/03/2022).

CONTENIDOS DIGITALES ENDESA, “Los 2 mercados eléctricos: el libre y el regulado”, Endesa, 2022. (disponible en <https://www.endesa.com/es/te-ayudamos/mercado-libre-mercado-regulado-pvpc> última consulta 27/03/2022).

MARAÑÓN HERMOSO, M., MORATA CÉSPEDES, A., ALBA RÍOS, J. J., & ASESORÍA JURÍDICA Y DE REGULACIÓN DE ENDESA. “Competencia en los mercados de comercialización de electricidad”, Anuario de la Competencia - Fundación Instituto Crédito Oficial, 2011, pp. 299 a 341. (disponible en <http://anuariocompetencia.fundacionico.es/files/2011-2012/12.pdf> última consulta 27/03/2022).

MARTÍNEZ LÓPEZ, L. “Demanda de electricidad y déficit tarifario” Revista de Economía Crítica, 2013, pp. 112 a 127. (disponible en <http://revistaeconomiccritica.org/index.php/rec/article/download/349/333> última consulta 27/03/2022).

BBVA, “Alta, baja y media tensión eléctrica: ¿Conoces la diferencia?”, BBVA Noticias, 2022. (disponible en <https://www.bbva.com/es/sostenibilidad/alta-baja-y-media-tension-electrica-conoces-la-diferencia/> última consulta 27/03/2022).

ENCINAR ARROYO, N. & ENERCLUB. “ El consumidor como centro del mercado eléctrico Europeo”, Enerclub, 2018. (disponible en <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwiFm8aHs-n2AhWTgs4BHeitAE4QFnoECCgQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.enerclub.es%2Ffile%2FHBSQERZqm09n-ZA9X-rQJw%3Bjsessionid%3DED32F09C0FE916596BCB4266734EEAA5&usg=AOvVaw3SDmnTeS9IGLtmkoxgLIJO> última consulta 27/03/2022).

CONGRESO DE LOS DIPUTADOS DE ESPAÑA, “Convalidado el Real Decreto por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas [Comunicado de prensa]”, Congreso de los Diputados, 2012. (disponible en [https://www.congreso.es/notas-de-prensa?p\\_p\\_id=notasprensa&p\\_p\\_lifecycle=0&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&\\_notasprensa\\_mvcPath=detalle&\\_notasprensa\\_notaid=6442](https://www.congreso.es/notas-de-prensa?p_p_id=notasprensa&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&_notasprensa_mvcPath=detalle&_notasprensa_notaid=6442) última consulta 27/03/2022).

Fuente: elaboración propia a partir del listado de COMERCIALIZADORAS DE ELECTRICIDAD DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA (CNMC) y de los resultados de la base de datos SISTEMA DE ANÁLISIS DE BALANCES IBÉRICOS (SABI) al realizar una búsqueda con el criterio Empresas que cumplen el requisito código CNAE (2009): 3514 - Comercio de energía eléctrica.

CÓRDOBA ZATARAIN, M., BLANCO ROJO, B., & FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y EMPRESARIALES DE LA UNIVERSIDAD DE CANTABRIA. “Las empresas comercializadoras de electricidad en España - TFM”, Universidad de Cantabria, 2012. (disponible en [https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/1352/\[1\]+1+noviembre](https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/1352/[1]+1+noviembre)

+2017+Córdoba+Zatara%C3%ADn+M.pdf?sequence=1 , última consulta 27/03/2022).

Extraído de PUNTO CRÍTICO EDITORIAL, “HISTORIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL (PARTE IV)” Punto Crítico Derechos Humanos, 2018. (disponible en <https://puntocritico.com/ausajpuntocritico/2017/02/23/historia-del-sistema-electrico-espanol-parte-iv/> , última consulta 4/04/2022).

FLORES JIMENO, M. R., SANTOS CEBRIÁN, M., & UNIVERSIDAD REY JUAN CARLOS., “EL MERCADO ELÉCTRICO EN ESPAÑA: LA CONVIVENCIA DE UN MONOPOLIO NATURAL Y EL LIBRE MERCADO”, Universidad Rey Juan Carlos, , 2015, pp. 258. (disponible en <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwjs0ZqijPr2AhURiv0HHRusDfUQFnoECBIQAQ&url=https%3A%2F%2Ffdialnet.unirioja.es%2Fdescarga%2Farticulo%2F5264979.pdf&usq=AOvVaw2t-zvX9AcA3p2a3Y0fmQ6O> , última consulta 4/04/2022).

Fuente: elaboración propia a partir de Operador del Mercado Ibérico de la Energía. (2005–2021). Precio final anual de la demanda nacional | OMIE [Conjunto de datos]. <https://www.omie.es/es/market-results/interannual/average-final-prices/spanish-demand?scope=interannual> y de Diario Oficial de la Unión Europea & Comisión Europea. (2014, 12 julio). DECISIÓN DE LA COMISIÓN de 4 de febrero de 2014 relativa a la medida SA.21817 (C 3/07) (ex NN 66/06) de Tarifas eléctricas españolas: consumidores aplicada por España. Boletín Oficial del Estado de España. Recuperado 5 de abril de 2022, de <https://www.boe.es/doue/2014/205/L00025-00044.pdf>

TARIFAS GAS LUZ, “Consulta el precio de la luz (€/kWh): tarifas y comparativa”, Selectra, 2022.

(disponible en <https://tarifasgasluz.com/comparador/precio-kwh>, última consulta 9/06/2022).