

# GRADO: ECONOMÍA

Curso 2018/2019

## Mercado de la Energía Eléctrica en España

Autor/a: Beatriz Alonso Bá

Director/a: Maria Soledad Esteban Galarza

Bilbao, a 16 de enero de 2019





## Tabla de contenido

Índice de gráficos .....	4
Índice ilustraciones.....	4
Índice tablas .....	4
Introducción .....	6
1. ELEMENTOS PRINCIPALES EN EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO DE LA ENERGÍA EN ESPAÑA.....	7
1.1 Estructura del mercado energético.....	8
1.1.1 Red Eléctrica de España (REE) .....	9
1.1.2 ¿Qué es el OMIE y el OMIP?.....	11
1.2 Componentes de coste incorporados en el precio de la electricidad .....	12
1.3 Fuentes de energía en España. Hacia la energía renovable.....	16
2. TIPOS DE MERCADO .....	20
2.1 Mercado diario .....	21
2.2 Mercado intradiario .....	24
2.2.1 Ofertas de Venta / Adquisición .....	25
2.2.2 Procesos de casación y resultados .....	27
3. TIPOS DE CONTRATOS EXISTENTES EN EL MERCADO .....	28
3.1 Modalidad de Indexado .....	28
3.2 Precio fijo.....	28
3.3 Consumidor directo.....	29
3.4 <i>Power Purchase Agreement (PPA's)</i> .....	29
3.5 Coberturas financieras .....	33
4. ANÁLISIS DE LA EVOLUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO EN LOS ÚLTIMOS AÑOS EN ESPAÑA.....	34
5. TENDENCIAS DE FUTURO DEL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL. LOS MERCADOS DE FUTUROS .....	39
5.1 Aumento del precio en el segundo semestre del 2018 .....	43
6. MERCADO ELÉCTRICO EUROPEO.....	48
CONCLUSIÓN .....	52
BIBLIOGRAFÍA.....	53
ANEXO I .....	59

## Índice de gráficos

Gráfico 1 Desglose del precio de una factura .....	15
Gráfico 2 Fuentes de energía I .....	17
Gráfico 3 Fuentes de energía II .....	17
Gráfico 4 Curvas agregadas de oferta y demanda, 11/01/17, hora 8.....	24
Gráfico 5 Histórico del precio medio OMIE.....	35
Gráfico 6 Resumen OMIE 2018 .....	37
Gráfico 7 Comparativa precios OMIE, 2016-2018.....	38
Gráfico 8 Evolución Barril Brent, 2017-2018.....	46
Gráfico 9 Evolución precio carbón (\$), 2016-2018.....	47
Gráfico 10 Evolución precio (\$) CO2, 2013-2018 .....	48

## Índice ilustraciones

Ilustración 1 Estructura del mercado eléctrico español.....	8
Ilustración 2: Precio del kWh .....	14
Ilustración 3 Secuencia del mercado diario .....	21
Ilustración 4 Curva de oferta de los vendedores .....	22
Ilustración 5 Curva de demanda de los compradores.....	22
Ilustración 6 Curva de oferta.....	26
Ilustración 7 Esquema de un contrato PPA.....	33

## Índice tablas

Tabla 1 Grupos de costes .....	13
Tabla 2 Secuencia del Mercado Intradiario.....	25
Tabla 3 Resumen OMIE 2018 .....	37
Tabla 4 Resumen precios OMIE 2012-2018 .....	39
Tabla 5 Previsión de precios de la energía, 2018-2023.....	41
Tabla 6 Evolución precio carbón (\$) 2016-2018.....	46
Tabla 7 Evolución precio (\$) emisiones CO2 2008; 2013-2018 .....	47
Tabla 8 Evolución precio (\$) 2008-S1 a 2017-S2 .....	50
Tabla 9 Evolución precios electricidad en Europa, 2008-2017 .....	51
Tabla 10 Tarifas de acceso .....	59



## Introducción

En este trabajo definiremos y analizaremos el Mercado Eléctrico de España, el cual está formado por un conjunto de mercados, como por ejemplo el diario e intradiario que desarrollaremos más adelante, donde los distintos agentes negocian la compra y venta de energía eléctrica. Cabe destacar que en nuestro país dicho mercado se liberalizó en el año 1997 mediante la aprobación de la Ley 54/1997. A partir de este momento comenzó el inicio del proceso de liberalización progresiva del sector energético. Los principales cambios que se establecieron fueron la apertura de las redes a terceros, el establecimiento de un mercado organizado de negociación de la energía y la reducción de la intervención pública en la gestión de dicho mercado<sup>1</sup>.

En economía entendemos por mercado, el mecanismo a través del cual compradores y vendedores se relacionan para determinar precios, considerando que los precios equilibran el mecanismo del mercado y de esta forma intercambiar bienes y servicios<sup>2</sup>. Es importante que tengamos presente que para que el mercado funcione debe estar en equilibrio, es decir, oferta y demanda deben coincidir.

La Unión Europea, ha actuado para liberalizar los mercados de la electricidad desde la segunda mitad de los años noventa. Las directivas adoptadas en 2003 establecieron normas comunes para los mercados internos de la electricidad.

Se fijaron fechas límite para abrir los mercados y permitir a los clientes elegir su proveedor: a partir del 1 de julio de 2004 para clientes comerciales y a partir del 1 de julio de 2007 para todos los consumidores (incluidos los hogares).

Algunos Estados miembros de la Unión Europea, anticiparon el proceso de liberalización, como es nuestro caso en el año 1998, mientras que otros tardaron mucho en adoptar las medidas necesarias. De hecho, siguen existiendo importantes barreras de entrada en muchos mercados de electricidad, con numerosos mercados que todavía están dominados por los proveedores de monopolio.

Se considera que la liberalización del mercado favorece la competencia y una mayor eficiencia del sector energético en su conjunto debido a la división vertical de actividades y la reglamentación específica. Se obtuvo como resultado la siguiente división del sector: generación, transporte, distribución y comercialización. Actualmente en España contamos con 333 empresas distribuidoras y aproximadamente 200 empresas comercializadoras.

Existe una gran variedad de productos negociados que van desde ventas de energía para todas las horas de un trimestre cerradas con un año de antelación hasta transacciones para la entrega de energía en una hora concreta con pocas horas de antelación.

Veremos también las energías renovables y su efecto en el precio de la luz.

Aunque existen distintos mercados en el país, nos centraremos en los mercados organizados en torno al OMIE (Operador del mercado Ibérico de Energía, polo español) y OMIP (Operador del mercado Ibérico de Energía, polo portugués) ya que son los más

---

<sup>1</sup> Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital. <http://www.minetad.gob.es/energia/es-ES/Paginas/index.aspx>

<sup>2</sup> Introducción a la Macroeconomía, Samuelson Nordhaus, McGrawHill, Decimotava edición.

relevantes. Además, debemos hacer referencia a Red Eléctrica de España que es el grupo empresarial encargado de actuar como operador del sistema eléctrico en el mercado que analizamos y tiene como obligación garantizar en todo momento la continuidad y seguridad del suministro de energía eléctrica. En los siguientes apartados explicaremos con más detalle cada uno de estos agentes.

En las últimas décadas la energía eléctrica se ha hecho indispensable para nuestra vida diaria, lo que hace que el precio de la electricidad sea una de las preocupaciones de nuestra sociedad.

El objetivo de este trabajo principalmente es poder llegar a entender los componentes fundamentales de nuestro mercado eléctrico y los factores que inciden sobre él y que nos repercuten a nosotros a la hora de pagar las facturas de luz. Para ello debemos presentar los principales agentes y metodologías de negociación. Lo haremos a través de datos históricos, presentes y futuros y basándonos en los distintos acuerdos, leyes y tratados que se han ido implantando en los últimos años.

Las principales fuentes de información que hemos utilizado son archivos oficiales del gobierno, de leyes, tratados y acuerdos de materia energética, realizando numerosas consultas en las principales organizaciones del mundo de la energía de España, como pueden ser Red Eléctrica, OMIE y OMIP. Además de estas fuentes ya citadas que pueden ser las más representativas, hemos consultado numerosas revistas y blogs especializados en este ámbito.

La estructura que vamos a seguir la podemos dividir esencialmente en tres apartados; primero, en los capítulos uno y dos hablaremos de los principales agentes y componentes del mercado eléctrico español y tipos de mercados, segundo pasaremos al capítulo tres para analizar las distintas modalidades de contratación y, por último, en los capítulos cuatro, cinco y seis, haremos un análisis de la situación del mercado en los últimos años, la tendencia del futuro y el mercado eléctrico europeo, respectivamente.

## 1. ELEMENTOS PRINCIPALES EN EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO DE LA ENERGÍA EN ESPAÑA

Como en cualquier mercado nos encontramos con un conjunto de transacciones de intercambio de bienes y servicios entre distintos agentes, en este caso el bien a intercambiar es la electricidad.

Para que esto suceda de manera correcta debe existir una organización entre los distintos agentes y elementos que componen el mercado, así como acuerdos y leyes que regulen el funcionamiento del mismo.

Como veremos a lo largo del apartado, este mercado se divide en dos tipos de actividades fundamentalmente; actividades parcialmente liberadas, que en este caso se trata de la comercialización, y actividades reguladas.



### 1.1.1 Red Eléctrica de España (REE)

Red Eléctrica de España<sup>56</sup> surge en el año 1985 en aplicación de la Ley 49/1984, de 26 de diciembre<sup>7</sup> sobre la explotación unificada del sistema eléctrico nacional.

Tal y como indicamos, esta ley básicamente establece la explotación unificada del sistema eléctrico español que por razones de eficiencia técnica se realiza en alta tensión: “La explotación del sistema eléctrico se concibe como una interacción entre las explotaciones eléctricas de todas y cada una de las empresas con las actuaciones de la nueva sociedad”

REE se convertirá en la primera empresa a nivel mundial como transportista único de energía eléctrica y operador del sistema eléctrico español. Es una pieza clave del sistema eléctrico español y propietaria del tendido eléctrico de la península y las islas. Además, se auto considera una empresa ética, sostenible y responsable, aparte de que debe mantenerse en la más estricta neutralidad.

Tal y como venimos diciendo, son dos sus principales actuaciones: transporte y operar en el mercado.

Respecto al transporte de energía eléctrica en alta tensión, REE es la encargada de gestionar las infraestructuras eléctricas. Estas infraestructuras básicamente conectan las centrales de generación con los puntos de distribución. Esto implica que debe hacerse cargo del mantenimiento y posibles ampliaciones de las instalaciones si hiciera falta. Además, tiene la obligación de gestionar el tránsito de electricidad entre la península y sistemas colindantes, así como de asegurar el acceso a terceros a la red de transporte en condiciones igualitarias. Como datos de interés sabemos que REE es propietaria de<sup>8</sup>:

- 41.229 km de líneas eléctricas de alta tensión
- 5.053 subestaciones
- 78.050 MVA de capacidad de transformación.

Respecto a su cometido de operar el sistema eléctrico español, le obliga a garantizar en todo momento la seguridad y continuidad del suministro.

Para poder llevar a cabo de manera correcta el transporte de energía, REE cuenta con el Centro de Control Eléctrico (Cecoel), desde el cual se coordina todo el tránsito de energía por nuestro país y con nuestros vecinos.

Retomando el tema del compromiso mundial con la mejora del medio ambiente, Red Eléctrica de España tiene su propio proyecto para hacer frente al cambio climático y por un desarrollo más sostenible. Pone en marcha las siguientes actuaciones:

---

<sup>5</sup> <http://www.ree.es/es>

<sup>6</sup> La operación de sistema eléctrico para Dummies. Edición especial para Red Eléctrica de España, 2013. Depósito legal: B.21.028-2013. Capítulos 3 y 12.

<sup>7</sup> <https://boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-1984-28282>

<sup>8</sup> La operación de sistema eléctrico para Dummies. Edición especial para Red Eléctrica de España, 2013. Depósito legal: B.21.028-2013. Capítulo 3

- Integración de las energías renovables
- Eficiencia energética
  - Se centra en la gestión de la demanda
- Reducciones de las emisiones de CO<sub>2</sub>
  - El objetivo para el 2018 era reducirlo en un 1% y en el 2012 se consiguió el 0,99%
- Protección del arbolado<sup>9</sup>
  - Se trata de un proyecto de reforestación con el que ya se han compensado 184 toneladas de CO<sub>2</sub> desde su creación en 2009
- Adaptación al cambio climático
  - Está constantemente evaluando los posibles riesgos que el cambio climático pudiera tener sobre su actividad
- Extensión del compromiso de la compañía a los grupos de interés.
  - Política de comunicación de la huella de carbono<sup>10</sup>

Tiene como objetivo cumplir el compromiso europeo establecido para el 2020, conocido como 20/20/20:

- Reducir las emisiones de efecto invernadero un 20%
- Mejorar la eficiencia energética un 20%
- Energía renovable consumida 20%

Para que el plan pueda llevarse a cabo la Unión Europea se ha marcado una serie de pautas:

1. Eficiencia energética en el sector público
2. Eficiencia energética para la renovación de edificios residenciales y comerciales
3. Auditorías energéticas para PYMES
4. Auditorías energéticas periódicas y obligatorias para las grandes empresas
5. Sistemas nacionales de obligaciones de eficiencia energética para las empresas de gas y electricidad.

Una pregunta interesante que nos podemos hacer es ¿Cómo prevé REE la demanda energética a largo plazo?

Podemos decir que básicamente se basa en simulaciones hechas con datos históricos. Se realizan distintas simulaciones con distintas hipótesis donde se valoran tanto datos de consumo como de producción. Además, es interesante saber que se deben tener en cuenta aspectos como la climatología, ya que afecta de manera muy considerable a la demanda de energía.

Dados los resultados obtenidos, REE es capaz de definir si las centrales y generadores previstos van a ser suficientes o en exceso, por lo que no haría falta su instalación.

El operador debe facilitar toda esta información a los encargados de tomar en última instancia las decisiones: el gobierno central, el regulador, gobiernos autonómicos y los agentes de mercado.

---

<sup>9</sup> <http://www.ree.es/es/sostenibilidad/proyectos-destacados/el-bosque-de-red-electrica>

<sup>10</sup> Totalidad de gases de efecto invernadero (Dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), Ozono (O<sub>3</sub>), Metano (CH<sub>4</sub>) y Óxido nítrico (N<sub>2</sub>O)) emitidos por la actividad llevada a cabo.

Resumiendo, diremos que Red Eléctrica de España debe mantenerse independiente del resto de agentes, a la vez que neutral y transparente. Mientras que ofrece a los consumidores un servicio de calidad, seguro y eficiente. Además, mantiene un compromiso destacable con el desarrollo sostenible, ya que trata de minimizar su impacto en el entorno, así como participar de su conservación y protección.

### 1.1.2 ¿Qué es el OMIE y el OMIP?

En el año 1998 se empieza a mantener una relación de cooperación entre España y Portugal en lo que a materia de electricidad se refiere y cuyo objetivo es crear el Mercado Ibérico de Electricidad (Mibel). Dicho mercado comenzó a funcionar con plenitud en el año 2007, hasta entonces se firmaron varios acuerdos entre ambas partes; cabe destacar que la constitución del Mibel fue progresiva.

- Noviembre 2001: Firma del Protocolo de Cooperación entre españoles y portugueses para la creación del Mibel.
- Octubre 2004: Acuerdo entre la República Portuguesa y el Reino de España “Convenio Internacional”<sup>11</sup>
- Noviembre 2006: XXII Cumbre luso-española
- Enero 2008: Acuerdo para revisar el Convenio Internacional del 2004

Se entiende que la integración de ambos mercados tendrá un efecto positivo sobre los consumidores de ambos países y se debe tratar a todos los agentes participantes del mismo con igual transparencia, objetividad y con pleno respeto del derecho comunitario aplicable. La creación del Mibel exige el reconocimiento de un único mercado de electricidad, por ambas partes.

El mercado en cuestión, lo forman tanto los mercados organizados como los no organizados en donde se realizan transacciones de energía eléctrica, según establece el Artículo 8 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico<sup>12</sup>.

“El funcionamiento del Mibel debe basarse en los siguientes principios de: Transparencia, libre competencia, objetividad, y en el de liquidez, autofinanciación y auto organización de los mercados.”<sup>13</sup>

El principal Operador del Mercado Ibérico (OMI) se constituye a través de dos sociedades tenedoras de acciones, OMIE<sup>14</sup> con sede en España y OMIP<sup>15</sup> con sede en Portugal; además contarán con participaciones cruzadas al 10%. Ambas tienen el 50% de cada una de las sociedades encargadas de gestionar el mercado eléctrico.

---

<sup>11</sup> Convenio internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa, Santiago de Compostela de 2004. RCL 2006/1021.

<sup>12</sup> <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13645>

<sup>13</sup> Artículo 2 apartado 1 del Convenio firmado en octubre de 2004

<sup>14</sup> <http://www.omie.es/inicio/informacion-de-la-compania>

<sup>15</sup> <https://www.omip.pt/es/content/modelo-de-mercado>

Describimos OMIE como el operador de mercado de energía a corto plazo. Tiene como deber la gestión de ofertas de compra y venta de energía en el mercado diario y ajustes en el intradiario, así como realizar la liquidación de los resultados obtenidos de las casaciones en los mercados diarios e intradiarios. A partir del 1 de octubre de 2004 con la firma del *Convenio Internacional*<sup>16</sup> las entidades autorizadas en Portugal pueden actuar en este mercado, beneficiándose de un reconocimiento automático y dejando de ser considerados agentes externos.

Por el contrario, OMIP, se encarga de negociar los mercados a futuro y tiene como deber lo siguiente: Contribuir al desarrollo del Mercado Ibérico de la Electricidad, promover los precios de referencia Ibéricos, proporcionar herramientas eficaces para la gestión de riesgos y superar algunas limitaciones del Mercado OTC (Over the counter)<sup>17</sup>.

Según el Convenio Internacional firmado en el año 2004, los dos Consejos de Administración de los dos gestores de mercado ya mencionados, deben de estar constituidos por los mismos miembros, con una misma presidencia y vicepresidencia. Tanto España como Portugal se alternarán en los cargos de presidente y vicepresidente.

Así mismo, se autoriza la participación tanto de Red Eléctrica Española, S.A. y Redes Energéticas Nacionales, permitiéndoles un máximo del 10% en cada una de las sociedades.

## 1.2 Componentes de coste incorporados en el precio de la electricidad<sup>18</sup>

En este apartado vamos a analizar los componentes del precio de la energía que vemos en nuestra factura. Trataremos de analizarlos todo lo posible de una manera sencilla para que podamos comprender de forma clara cómo se forma el precio y qué es lo que realmente estamos pagando en nuestras facturas eléctricas.

Que los precios sean altos o bajos depende de muchas circunstancias, aunque básicamente podemos decir que depende del volumen de energía que se genera a partir de cada tipo de tecnología, ya que las fuentes de generación no renovables encarecen de forma considerable el precio, en especial las de ciclo combinado. Cuanta más energía renovable se genere más barato será el precio, en concreto nuestra factura se verá reducida en 4€ por cada aumento del 10% de las energías renovables<sup>19</sup>.

Depende también de los precios que se manejen en los países colindantes, de la cantidad de energía que necesitemos a nivel mundial y de las condiciones meteorológicas. Por lo general, los primeros meses del año son más baratos ya que la eólica e hidráulica están en sus puntos de generación más altos, mientras que los meses centrales son más caros debido a la escasez de agua y a la pobre explotación del potencial solar del que gozamos en nuestro país.

Uno de los principales problemas a la hora de entender qué es lo que estamos pagando en nuestra factura, es que éstas son por lo general complicadas de leer para el consumidor, por lo que primero explicaremos los principales bloques de costes y sus componentes para así ubicarnos y poder entenderlo de forma más clara.

---

<sup>16</sup> [http://www.omie.es/files/tr\\_convenio\\_internacional\\_01-10-2004\\_1.pdf](http://www.omie.es/files/tr_convenio_internacional_01-10-2004_1.pdf)

<sup>17</sup> Over the counter- Extrabursátil

<sup>18</sup> Ley 54/1997, 27 de noviembre. Sector eléctrico. Título III, régimen económico

<sup>19</sup> <https://gesternova.com/a-mal-tiempo-luz-barata/>

Tabla 1 Grupos de costes

Costes mercado producción	Costes regulados	Impuestos
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pool</li> <li>• Restricciones técnicas y servicios de operación</li> <li>• Margen de comercialización</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Peaje de energía</li> <li>• Peaje de potencia</li> <li>• Pagos por capacidad</li> <li>• Pérdidas de transporte y distribución</li> <li>• Retribuciones de los operadores</li> <li>• Alquiler de equipo de medida</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Impuesto municipal</li> <li>• Impuesto eléctrico</li> <li>• IVA</li> </ul>

Fuente web: <http://mifacturadeluz.com/componentes-del-precio-del-recibo-de-la-luz/> Elaboración propia

Dentro de estos grupos, cada coste puede ser de carácter regulado, libre o de mercado. A continuación, los clasificaremos según su carácter y definiremos cada uno de ellos.

### Costes del mercado

- Aprovisionamiento de energía eléctrica en el POOL: De dónde adquiere la energía el agente suministrador, sometido a las condiciones de la gestión del mercado OMIE
- Restricciones técnicas y servicios de operación: Gestionadas por Red Eléctrica de España. Satisface los costes generados por los mecanismos de mercado necesarios para garantizar un suministro de calidad, fiable y seguro.
- Margen de comercialización o *fee*<sup>20</sup>: Las comercializadoras de media normalmente aplican un 3%.

### Costes regulados

- Acceso de Terceros a la Red (ATR)<sup>21</sup>: Establecido por el Gobierno. Recaudación para la empresa distribuidora de cada zona, son costes asociados al uso de las redes de transporte y distribución. Por cuarto año consecutivo el gobierno ha decidido mantenerlos. Aunque debería ser finalmente la CNMC la que tomara

<sup>20</sup> Cuota

<sup>21</sup> Tablas en el anexo de los distintos ATR por tarifa

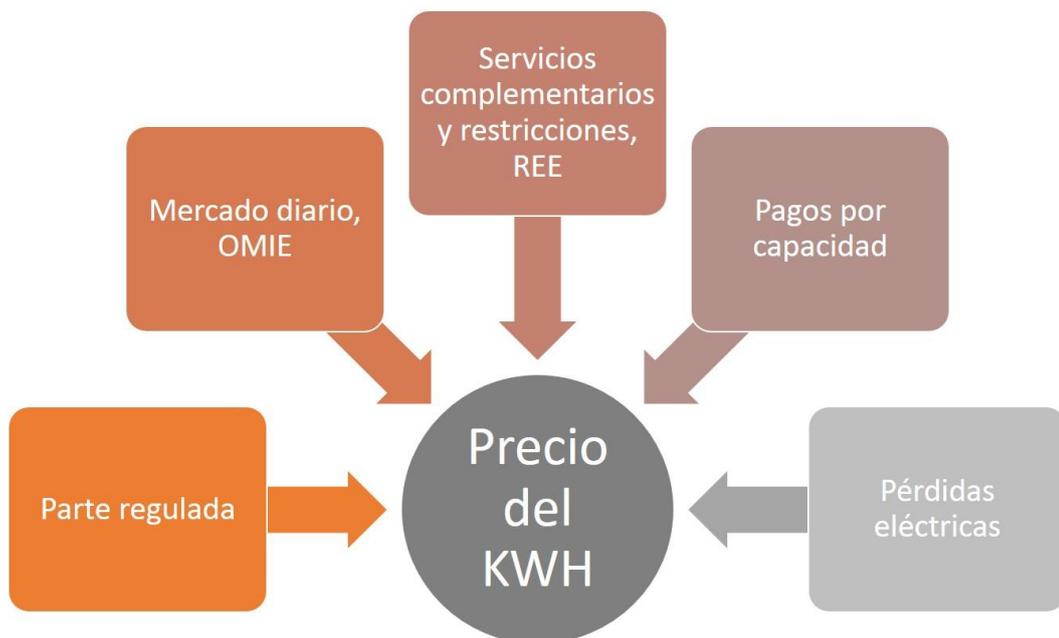
decisiones sobre el ATR, sigue siendo el gobierno quien toma las decisiones sobre este término, asunto que ya se empieza a tratar en el ámbito jurídico.<sup>22</sup>

- Pagos por capacidad: Se trata de un instrumento regulatorio que garantiza el desarrollo, instalación y generación de energía.
- Pérdidas por transporte y distribución: Se producen en el transporte de la energía desde las centrales de generación hasta los distintos puntos de consumo.
- Retribuciones del operador: Recaudación para pagar tanto a OMIE como a REE.
- Alquiler de equipos de medida: Coste de los equipos que alquilan las distribuidoras para la medición y control, como por ejemplo el contador.

### Impuestos

- Tasa municipal: La comercializadora se lo cobra al cliente y se lo paga al ayuntamiento pertinente, sólo si éste se lo reclama, si no, se lo queda la comercializadora. 1,5% a aplicar sobre todos los costes anteriores excepto al ATR.
- Impuesto eléctrico: Se aplica a la suma de energía y potencia (energía + potencia) \* 0.051127 €
- IVA: Grava todos los términos.

Ilustración 2: Precio del kWh



Fuente: Gesternova. Elaboración propia

Además de estos costes podemos encontrarnos según el momento con medidas que repercuten en el precio de la factura. Otro término regulado por el Boletín Oficial del

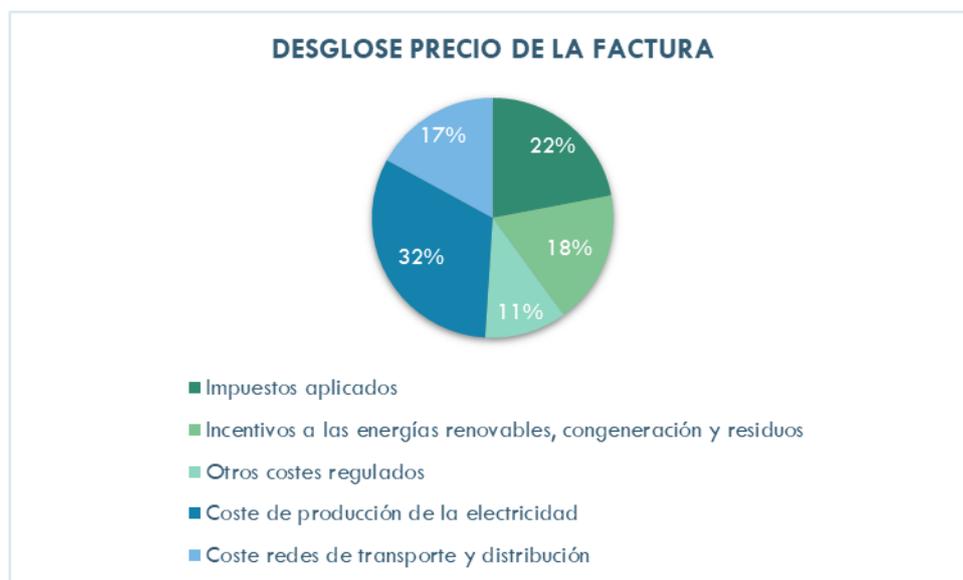
<sup>22</sup> Artículo 16 de la Ley 24/2013 del 26 de diciembre del Sector Eléctrico

Estado (BOE), es el término de potencia, también fijado desde hace 4 años<sup>23</sup>. Tal y como hemos comentado anteriormente la extensa preocupación por el cuidado del medio ambiente ha llevado a los grandes organismos mundiales a tomar medidas al respecto. En nuestro caso, la Unión Europea cree que la eficiencia energética es fundamental para llegar a los objetivos establecidos para el 2020, tal es así que ha sido creado un fondo de eficiencia. Dicho fondo es financiado por los consumidores; a nivel doméstico cada uno aportamos anualmente con nuestras facturas 1€ al fondo de eficiencia aproximadamente<sup>24</sup>. La recaudación se destina a medidas de eficiencia y ahorro energético.

En España se ha creado el Fondo Nacional de Eficiencia Energética que es gestionado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía<sup>25</sup>.

Cogiendo como referencia la factura de un consumidor medio con una comercializadora como Iberdrola, podemos concluir que los impuestos y recargos suponen aproximadamente un 51% del precio y el 49% restante corresponde al coste de suministro eléctrico.

Gráfico 1 Desglose del precio de una factura



Fuente: Factura de un consumidor medio en el mes de octubre del 2018, comercializadora Iberdrola. Elaboración propia.

Para cerrar este capítulo y al hilo del precio que pagamos por la energía, hablaremos de la problemática de la Pobreza Energética. Se considera que en España más de un 15% de la población sufre pobreza energética. Consideramos que un hogar sufre pobreza energética cuando no tiene recursos suficientes para abastecer sus necesidades básicas de energía o tiene que destinar una gran parte de sus ingresos a satisfacer estas necesidades<sup>26</sup>.

<sup>23</sup> <http://boe.es/boe/dias/2014/02/01/pdfs/BOE-A-2014-1052.pdf>

<sup>24</sup> <https://gesternova.com/cada-hogar-aportara-1-e-al-ano-al-fondo-nacional-de-eficiencia-energetica/>

<sup>25</sup> <http://www.idae.es/>

<sup>26</sup> BOE, Núm. 242, sábado 6 de octubre de 2018.

Uno de los principales problemas que derivan en pobreza energética es la baja calidad de los edificios. Prácticamente el 50% de las viviendas en España no están construidas de forma eficiente y el 17% presentan humedades y problemas de mal aislamiento.

El gobierno ha establecido varias medidas para solventar el problema, así como ayudas a la rehabilitación de edificios, planes Renove o la emisión de certificados energéticos, pero ninguna de estas medidas ha sido suficiente hasta el momento. En el año 2009 entró en vigor el Bono Social por el que se dan ayudas a las familias numerosas, desempleados y pensionistas que se encuentren en situación potencial de pobreza energética. Esta ayuda por lo general consiste en un descuento del 25% en la parte de energía de la factura. Está sujeto a revisión ya que no llega a todo aquel que realmente sufre pobreza energética. Además, se han introducido medidas que ponen en relación a los ayuntamientos con las empresas distribuidoras para evitar interrupciones del suministro eléctrico en determinadas épocas del año sin el conocimiento de los servicios de bienestar social correspondiente.

### 1.3 Fuentes de energía en España. Hacia la energía renovable.

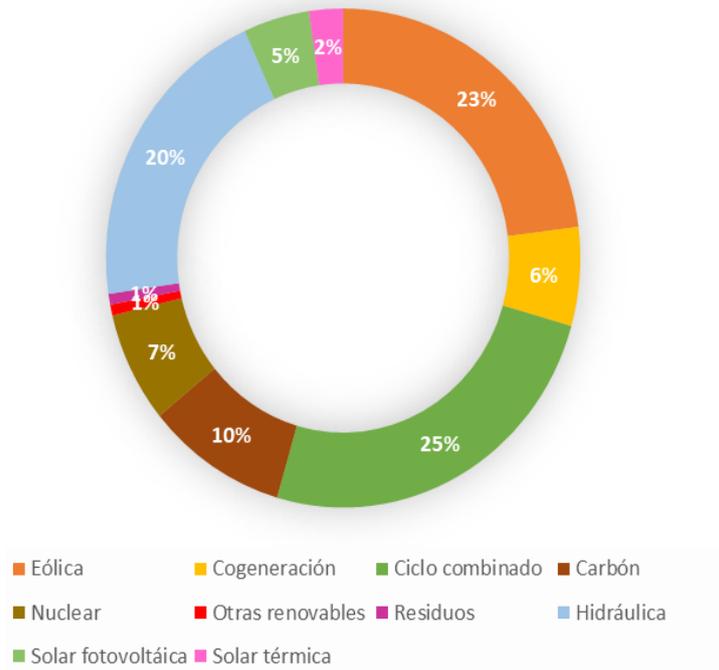
Hoy en día todos de alguna forma somos partícipes de un proyecto mundial para la mejora del medio ambiente. El sector de la energía no iba a ser menos, es más, es fundamental que en este sector se involucre y aplique nuevas medidas para llegar a los objetivos marcados por los distintos organismos internacionales.

En este capítulo podremos ver las distintas fuentes de energía que se tratan en nuestro país, así como las distintas mejoras y normas que se implantarán en los próximos años para poder convertirnos en un país más limpio, eficiente y comprometido con el medio ambiente.

A lo largo de los últimos dos años las principales fuentes han sido la eólica, ciclo combinado e hidráulica. Entre estas tres suman más de la mitad de la producción de energía, en concreto un 68%, el 32% de la producción restante lo forman el carbón, la nuclear, la cogeneración, solar fotovoltaica y térmica, otras renovables y residuos, con unos porcentajes representativos en su mayoría bajos.

Podemos ver con más detalle el reparto de la producción de energía en el siguiente gráfico:

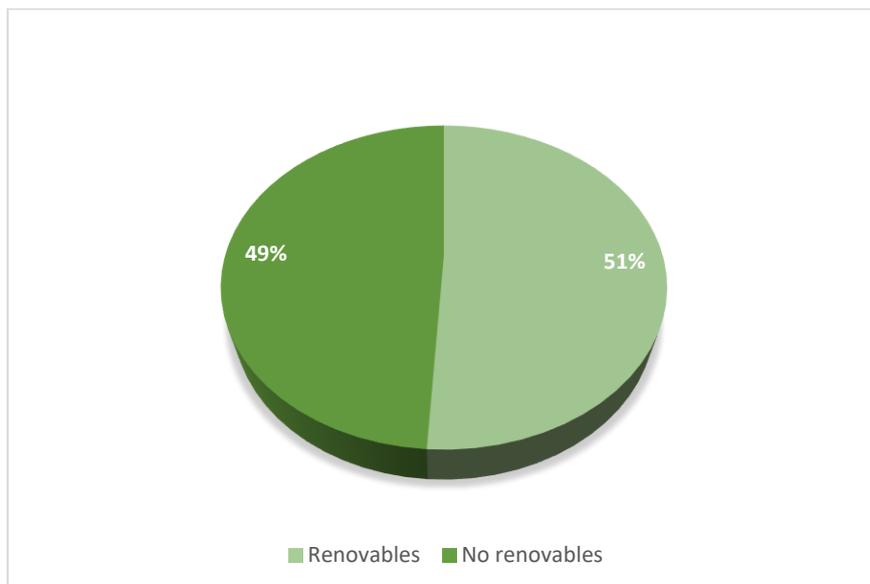
Gráfico 2 Fuentes de energía I



Fuente web: <https://www.esios.ree.es/es> Elaboración propia

Aunque como vemos la producción de energía eólica e hidráulica representa un 43%, un porcentaje considerable, aún queda un largo camino por recorrer para convertirnos en un país 100% renovable.

Gráfico 3 Fuentes de energía II



Fuente web <https://www.esios.ree.es/es>. Elaboración propia

Entre todas las medidas aportadas o implantadas nos centraremos en la de producir energía a través de las fuentes de energía renovables. De esta forma, conseguiremos reducir los niveles de contaminación y no depender tanto del petróleo que es un bien escaso, contaminante, agotable y, por lo tanto, caro.

Entendemos por energías renovables las siguientes: Eólica, hidráulica y solar y por no renovables: Nuclear, turbinación bombeo, ciclo combinado, carbón, fuel-gas, cogeneración y residuos no renovables.

La idea se basa en tratar de dar ayudas para fomentar la creación de instalaciones para la generación de energía de fuentes renovables y penalizar por las emisiones de CO<sub>2</sub> generadas. Comercializadoras como GESTERNOVA<sup>27</sup> sólo comercializan “kilowatios verdes”. Desde su creación en el año 2005 esta comercializadora trata kilowatios 100% de origen renovable y cada vez son más las que se suman a esta iniciativa.

Para hacer frente a la demanda dentro de las 300 horas de mayor consumo al año son necesarios 4.000 MW o lo que es lo mismo, la energía producida por cuatro centrales nucleares o diez centrales térmicas de ciclo combinado. Además, para hacernos una idea del volumen de energía consumida por un hogar debemos tener en cuenta los siguientes datos medios<sup>28</sup>:

- Potencia media contratada por hogar: 4 kW
- Consumo medio de un hogar español: 7kW/h al día // 2.555kW/h al año
- Facturación media: 1,65€/día // 600€/año.
- Emisiones de CO<sub>2</sub> medias: 2 kg al día // 750 kg al año

A través del Real Decreto Ley 9/2013 de 12 de Julio se regula la retribución de las energías renovables y propuestas de subastas.

Como venimos diciendo, son muchas las organizaciones e instituciones internacionales las que están fomentando el impulso de las energías renovables, así como el autoconsumo de este tipo de energías; es por ello por lo que resultan difícil de explicar las trabas con las que nos encontramos en nuestro país a la hora de fomentar este tipo de consumo.

Uno de los casos más destacados ha sido el “Impuesto al sol”<sup>29</sup> aprobado a través de un Real Decreto por el Consejo de Ministros el 9 de octubre de 2015. Oficialmente se denomina “Peaje de respaldo” al autoconsumo. Los auto consumidores en ocasiones, al no generar energía suficiente se tienen que conectar a la red, por lo que según este impuesto deben pagar de forma permanente como el resto de los consumidores la parte de transporte y distribución.

A partir del 2018 este impuesto pasó a ser ilegal<sup>30</sup>. La Comisión de Energía del Parlamento Europeo ha aprobado el 28 de noviembre de 2017 una serie de enmiendas

---

<sup>27</sup> <https://gesternova.com/nosotros/>

<sup>28</sup> La operación del Sistema Eléctrico para Dummies. Edición especial para Red Eléctrica de España, 2013. Depósito legal: B.21.028-2013.

<sup>29</sup> [https://www.huffingtonpost.es/2015/10/09/impuesto-al-sol-autoconsumo-energetico\\_n\\_8267900.html](https://www.huffingtonpost.es/2015/10/09/impuesto-al-sol-autoconsumo-energetico_n_8267900.html)

<sup>30</sup> <https://newsalternativas.com/impuesto-al-sol-ilegal-2018/>

que regulan las energías renovables en Europa, por lo que se han facilitado mejoras en los derechos de los ciudadanos, para producir, vender e intercambiar su producción de renovables, es decir, se trata de un gran apoyo al autoconsumo de Energías Renovables ya que quedan libres de cualquier penalización e impuesto.

Además, a partir del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, en su título II se eliminan las barreras regulatorias existentes que complican la actividad del autoconsumo, podemos resumir en tres principios fundamentales<sup>31</sup>:

- I) “Se reconoce el derecho a consumir energía eléctrica sin cargos”
- II) “Se reconoce el derecho al autoconsumo”
- III) “Se introduce el principio de simplificación administrativa y técnica”

A nivel internacional, para poder seguir facilitando y fomentando el consumo de estas energías<sup>32</sup>, la Comisión Europea a partir del 4 de septiembre de 2018, comenzó una ronda de reuniones para tomar las medidas necesarias para llegar al objetivo de un “mínimo del 27% de energía obtenida a través de renovables para 2030”. Además, también sirve como guía para llegar a cumplir con el acuerdo de París<sup>33</sup>, de descarbonización total para el año 2050.

En el acuerdo de París, se centran más en la energía eólica, que conseguirá la descarbonización total del sistema eléctrico español para el 2040.

A su vez, el gobierno a través de una decisión del Consejo de Ministros del 11 de noviembre de 2011 estableció una serie de facilidades para poder llegar a cumplir los compromisos internacionales. Estas medidas se basan principalmente en deducciones fiscales y subvenciones a las instalaciones de energías renovables.

Cabe destacar que cada Comunidad Autónoma dispone de su propio sistema de subvenciones. En el caso del País Vasco, la institución encargada de conceder este tipo de ayudas es el Ente Vasco de la Energía (EVE)

En concreto, se ha implantado un proyecto llamado Estrategia Energética de Euskadi 2030<sup>34</sup>, donde se establecen una serie de objetivos para dicho año y donde se establecen las pautas para llegar a dicho objetivo.

---

<sup>31</sup> Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y protección de los consumidores

<sup>32</sup>[http://www.lasexta.com/noticias/economia/hoja-ruta-impuesto-sol-2017-cuando-podremos-autoabastecernos-energias-renovable\\_2017071459689cd00cf20d3cbe8395b3.html](http://www.lasexta.com/noticias/economia/hoja-ruta-impuesto-sol-2017-cuando-podremos-autoabastecernos-energias-renovable_2017071459689cd00cf20d3cbe8395b3.html)

<sup>33</sup> <https://www.smartgridsinfo.es/2017/11/21/energia-eolica-propiciara-descarbonizacion-total-sistema-electrico-espanol-para-2040>

<sup>34</sup> Gobierno Vasco, Ente Vasco de la Energía, Depósito legal: BI-454-2017

Los objetivos planteados para el 2030 son:

1. Generar un ahorro de energía primaria de 1.250.000 tep<sup>35</sup> año entre el 2016 y el 2030, en términos de porcentaje, equivaldría a un 17% de ahorro en el 2030
2. Fomentar el uso de las renovables un 126%
3. Promover el compromiso ejemplar de la administración pública vasca
4. Nuevos modelos de energía para el transporte por carretera que abarquen el 25%
5. Aumentar hasta el 40% en el 2030 la participación de la cogeneración y las renovables para generar electricidad.
6. Potenciar la competitividad entre empresas, centros tecnológicos y agentes científicos.
7. Contribuir a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, hasta conseguir un 35% menos que en el año 2005.

Debemos destacar que la Asociación Empresarial Eólica ha concedido al Gobierno Vasco su Distinción Anual, debido a todo su apoyo hacia la industria eólica española, que ha logrado situarla como líder a la hora de dar soluciones tecnológicas y competitivas<sup>36</sup>.

Por lo tanto, queda clara la intención a nivel internacional de que se produzca un cambio de la “energía convencional” a la energía renovable. Para ello es claramente necesario crear una serie de políticas de carácter energético, ante las que todos nos comprometamos y sepamos cumplir. Las energías renovables se adaptan a nuestras necesidades, aportando además una mejora considerable en lo conocido como cambio climático, así como en la calidad del aire que respiramos y que tanto afecta a nuestra salud. Con las políticas y acuerdos óptimos el cambio es posible y sobre todo deseable.

## 2. TIPOS DE MERCADO

En este apartado nos centraremos en los tres principales mercados que establecen el precio de la energía en España y al final haremos un pequeño resumen de cómo finalmente se establece el precio en el mercado eléctrico.

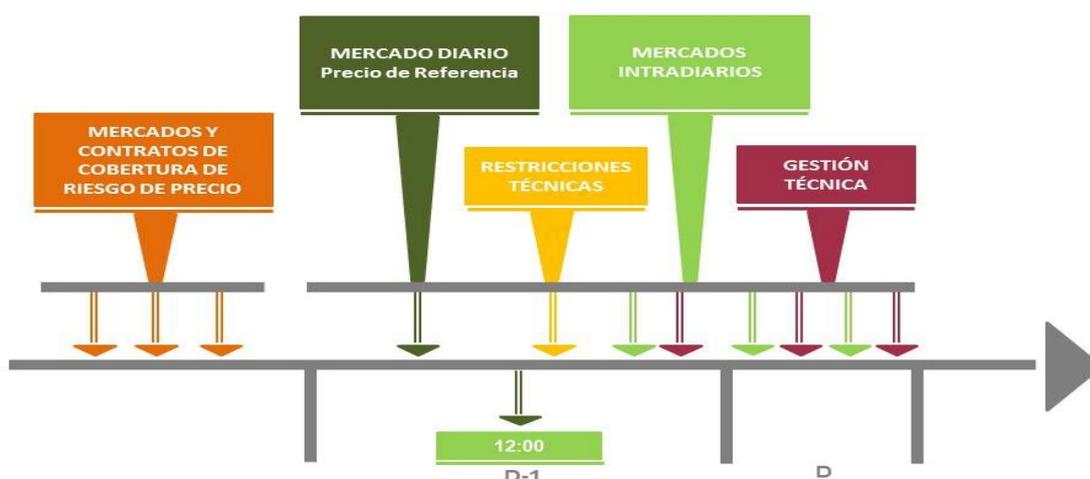
A continuación, mostramos un gráfico que nos será muy útil para poder visualizar la secuencia del mercado

---

<sup>35</sup> Toneladas equivalentes de petróleo

<sup>36</sup> <https://www.aeeolica.org/es/new/aeo-otorga-su-distincion-anual-al-gobierno-vasco-por-su-apoyo-a-la-industria-eolica-espanola/>

Ilustración 3 Secuencia del mercado diario



Fuente: OMIE.

## 2.1 Mercado diario

Debemos saber que el mercado diario forma parte del mercado de producción de energía eléctrica y su objetivo principal es llevar a cabo las transacciones de energía eléctrica para el día siguiente a través de la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica por parte de los agentes de mercado.<sup>37</sup>

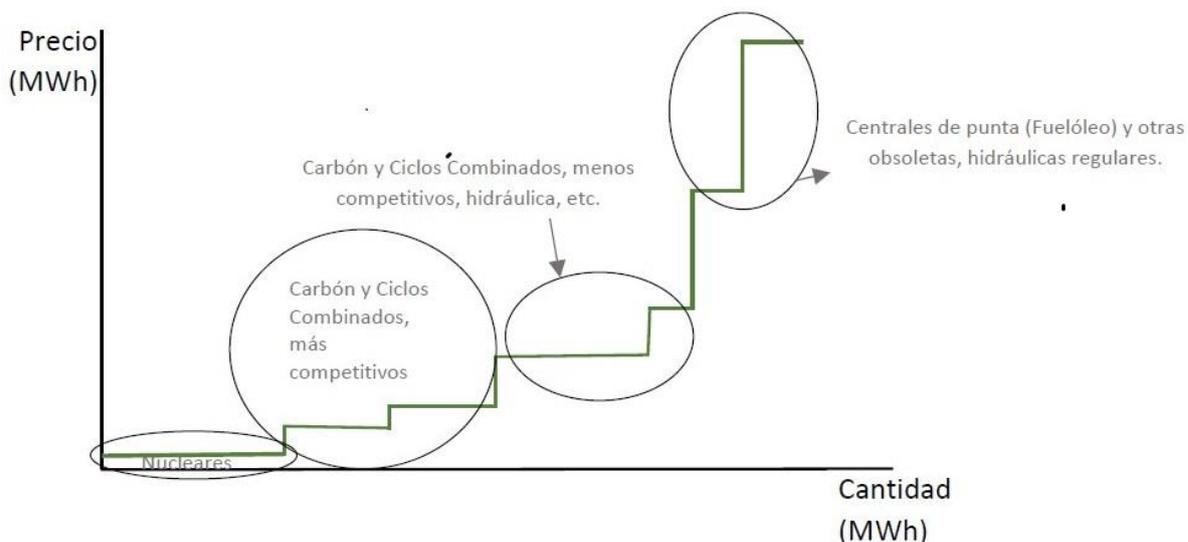
Por el lado de la oferta diremos que en dicho mercado pueden ofertar todo tipo de tecnologías, es decir, todas aquellas centrales que generen energía y comercializadoras que representen en el mercado, cuya participación esté autorizada por el mercado ibérico; todas compiten en igualdad de condiciones.

Los considerados vendedores, tal y como acabamos de mencionar su participación debe estar autorizada por el mercado ibérico, lo cual quiere decir que están obligados a acogerse a las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica<sup>38</sup>, a través del Contrato de Adhesión.

<sup>37</sup> Fuente: <http://www.omie.es/inicio/mercados-y-productos/mercado-electricidad/nuestros-mercados-de-electricidad/mercado-diario>

<sup>38</sup> [http://www.omie.es/files/reglas\\_mercado\\_0.pdf](http://www.omie.es/files/reglas_mercado_0.pdf)

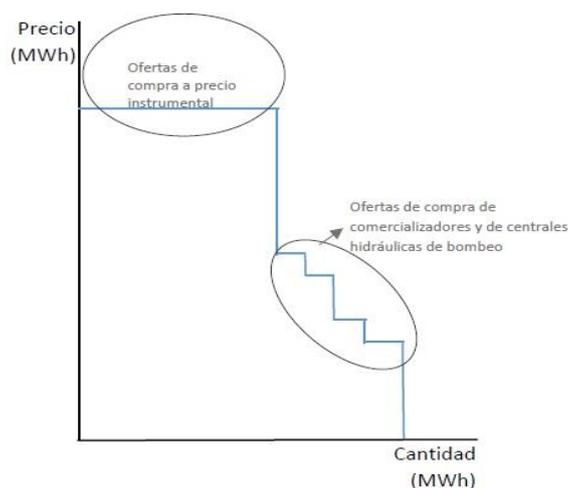
Ilustración 4 Curva de oferta de los vendedores



Fuente: Gesternova. Elaboración propia

Por parte de la demanda tenemos a los compradores que en este caso serán los distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados y agentes externos cuya participación, al igual que los vendedores, sea autorizada por el mercado ibérico. Debemos destacar que el precio máximo autorizado a la hora de ofertar la compra es de 180€/MWh.<sup>39</sup>

Ilustración 5 Curva de demanda de los compradores



Fuente: Gesternova. Elaboración propia.

<sup>39</sup> <http://www.omie.es/inicio/mercados-y-productos/conoces-nuestro-mercado-de-electricidad>

Las ofertas de vendedores y compradores se presentarán al operador de mercado y serán incluidas en un procedimiento de casación, teniendo efecto para el horizonte diario de programación correspondiente al día siguiente del día de cierre de la recepción de ofertas para la sesión y que comprende veinticuatro periodos horarios de programación consecutivos.

Resumiendo, diremos que el mercado diario debe cumplir tres pasos:

Paso 1: Presentación de las ofertas de venta y compra.

Deben presentarse las ofertas antes de las 11:00h de cada día. Además, es importante que sepamos que existen dos tipos de ofertas. Las ofertas simples, que simplemente determinan el precio y la cantidad para cada una de las ofertas (compra y venta) y las ofertas complejas, que aparte de la condición de las ofertas simples, incluyen restricciones técnicas, de las que hablaremos en el último y tercer paso.

Paso 2: Procedimiento de casación de correspondencias de oferta y demanda

En este paso las ofertas de compra son ordenadas de mayor a menor precio, en cambio las ofertas de venta se ordenan desde la más barata a la más cara. Este procedimiento de casación se lleva a cabo a través de una subasta de precio uniforme, mediante el criterio de precio marginal.

Paso 3: Restricciones técnicas

Tal y como decíamos en el paso 1 las ofertas complejas incluyen además de las condiciones de las ofertas simples, unas restricciones técnicas. Estas restricciones deben cumplir la condición de indivisibilidad, ingresos mínimos, de parada programada y de variación de gradiente de carga. Una vez aplicadas las restricciones se determinan tanto el precio como la cantidad finales para las ofertas complejas.

Es importante que destaquemos en el proceso de casación el algoritmo de casación Euphemia<sup>40</sup>. Se trata de un programa informático que lleva en funcionamiento aproximadamente cuatro años. Casa las distintas ofertas y demandas que recibe el mercado mayorista de la electricidad desde todos los países de la zona europea para después fijar un precio nacional. De esta forma se evita el problema de acoplamiento<sup>41</sup> que se produce en el mercado de energía eléctrica europeo.

Concluyendo diremos que el precio de adquisición es el resultado del corte entre la curva de oferta y la curva de demanda. Este precio se publica a las 12:42 horas aproximadamente de cada día, para las veinticuatro horas del día siguiente en la página web de OMIE.

A continuación, mostramos un ejemplo de gráfico de las curvas agregadas de oferta y demanda. Los datos corresponden al día 11 de enero de 2018 para la hora 8. En él se

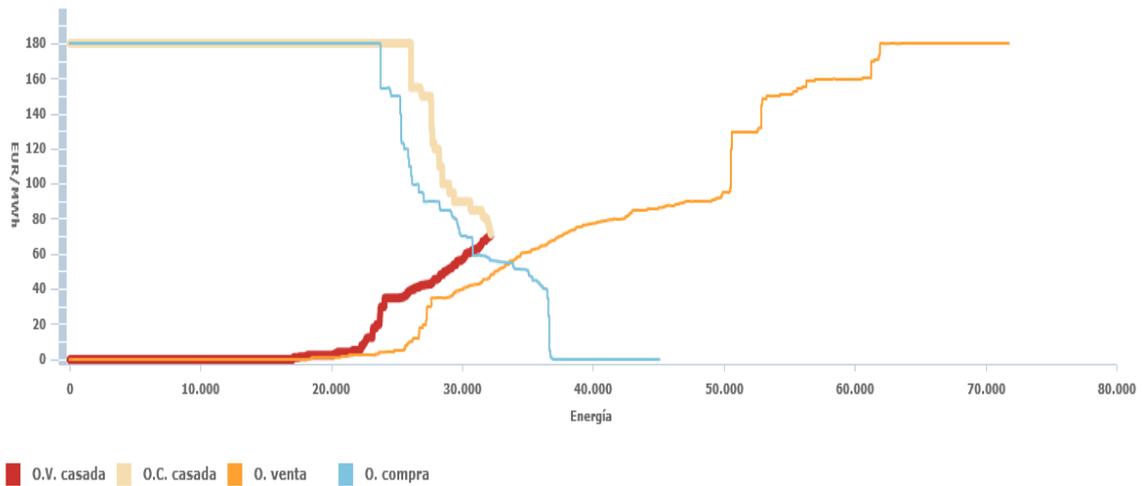
---

<sup>40</sup> Realiza el proceso de casación con una aproximación de los decimales de los valores de los precios y valores de energía superior al permitido para la presentación de ofertas. La precisión establecida para el mercado ibérico es de dos decimales para los precios medidos en €/MWh y de un decimal para las energías medidas en MWh.

<sup>41</sup> Cada país de la Unión Europea tiene sus propias casaciones y siguen distintas estrategias en sus mercados, y debe tratarse de mantener un patrón de precios aproximados entre los distintos países de la zona.

detallan tanto las curvas de oferta y demanda como las curvas de oferta y demanda que finalmente han casado. Así como el precio y la cantidad de energía que finalmente han casado como decimos para el día 11 de enero de 2018 a la hora 8.

Gráfico 4 Curvas agregadas de oferta y demanda, 11/01/17, hora 8



Fuente: OMIE, imagen obtenida en el día 11 de enero de 2018

## 2.2 Mercado intradiario<sup>42</sup>

Tal y como decíamos del mercado diario el mercado intradiario es también parte integrante del mercado de producción de energía eléctrica y su función es atender los ajustes sobre el Programa Diario Viable Definitivo a través de la presentación de ofertas de venta y adquisición.

La estructura de este mercado de basa en seis sesiones donde cada sesión tiene su propia distribución de horarios. Los horarios de cada sesión son los que han sido establecidos en las Reglas de Funcionamiento del Mercado. En la siguiente tabla mostramos la secuencia de las seis sesiones donde las horas mostradas, son las horas límite.

<sup>42</sup><http://www.omie.es/inicio/mercados-y-productos/mercado-electricidad/nuestros-mercados-de-electricidad/mercado-intradiar>

Tabla 2 Secuencia del Mercado Intradía

	SESIÓN 1ª	SESIÓN 2ª	SESIÓN 3ª	SESIÓN 4ª	SESIÓN 5ª	SESIÓN 6ª
Apertura de sesión	17:00	21:00	1:00	4:00	8:00	12:00
Cierre de sesión	18:45	21:45	1:45	4:45	8:45	12:45
Casación	19:30	22:30	2:30	5:30	9:30	13:30
Recepción de desagregaciones de programa	19:50	22:50	2:50	5:50	9:50	13:50
Publicación PHF <sup>43</sup>	20:45	23:45	3:45	6:45	10:45	14:45
Horizonte de Programación (Periodos horarios)	27 horas (22-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	13 horas (12-24)	9 horas (16-24)

Fuente: OMIE. Elaboración propia

Además, en el mercado intradía nos encontramos tres escenarios:

1. Ofertas de Venta
2. Ofertas de Adquisición
3. Procesos de Casación y Resultados

### 2.2.1 Ofertas de Venta / Adquisición

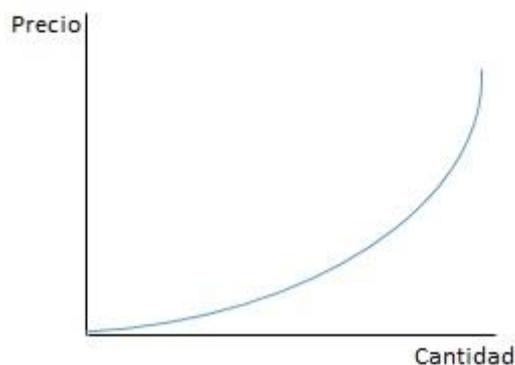
En este caso explicaremos las ofertas de Venta y Adquisición simultáneamente ya que tienen las mismas características y simplemente se distinguen por dos motivos que explicaremos para cada una de ellas.

En este mercado podrán presentar ofertas tanto de Venta como de Adquisición todos aquellos agentes que estén autorizados a presentar ofertas de Venta/Adquisición en el Mercado Diario. Además, deben cumplir lo siguiente, los agentes deben haber participado en la sesión del Diario correspondiente o haber llevado a cabo un contrato bilateral, también puede ser que no hubieran podido participar en la sesión del diario por encontrarse indisponibles y quedaran posteriormente disponibles.

Las ofertas expresan un precio y una cantidad de energía siendo el precio creciente en cada tramo.

<sup>43</sup> Precio Horario Final

Ilustración 6 Curva de oferta



Fuente: Elaboración propia

Las ofertas de Venta/Adquisición que los vendedores presentan al operador de mercado (OMIE) pueden ser como en el Mercado Diario, simples o complejas.

Las ofertas simples son ofertas económicas de venta de energía de 1 a 5 tramos que se presentan para cada tramo horario y unidad de Venta/Adquisición de la que son titulares.

Por otro lado, las ofertas complejas cumplen con lo establecido en las ofertas simples y además cumplen con alguna o todas de las siguientes condiciones complejas:

- Gradiente de Carga (mismas condiciones que en el diario)
- Ingresos mínimos (mismas condiciones que en el diario) para ofertas de venta
- Pagos máximos para ofertas de adquisición
  - No habrá casación en caso de ser el coste superior a un valor fijo (en euros)
- Aceptación completa en la casación del tramo primero de la oferta de venta
  - Permite fijar un perfil para el conjunto de todas las horas del intradiario. Permite ajustar los programas de las unidades de producción o adquisición a un nuevo perfil. Se utiliza esta opción cuando la programación de unas horas solo es posible si también lo son en otras. Por ejemplo: Adelantar el proceso de arranque o parada.<sup>44</sup>
- Aceptación completa en cada hora en la casación del tramo primero de la oferta de venta
  - En este caso, sólo será programado el primer tramo en una hora determinada. Esta condición es útil para la programación de grupos que producen o consumen un valor mínimo o nada.

---

<sup>44</sup> OMIE Intradiario

- Condición de mínimo número de horas consecutivas de aceptación completa del tramo primero de la oferta
  - Podría aplicarse cuando la unidad de producción o adquisición debe producir o dejar de consumir de forma consecutiva dos o más horas.
- Energía máxima
  - Puede ofertarse en todas las horas, pero con límite del valor casado a un máximo de energía.

Finalmente diremos que la oferta final debe respetar las limitaciones expuestas por el operador del sistema o aproximarse a dichas limitaciones.

### 2.2.2 Procesos de casación y resultados

Al igual que en el lado de la oferta el proceso de casación tiene dos posibilidades o casación simple o casación compleja, independientemente del tipo de casación que se dé, será el operador de mercado el que procede a la casación.

La casación simple obtiene de forma independiente el precio marginal y el volumen de energía eléctrica por cada oferta y periodo horario. En cambio, el método de casación compleja se basa en la casación simple a la que se añade el gradiente de carga. A esta combinación es a la que llamamos casación simple condicionada.

Tal y como establece la ley de oferta y demanda el precio en cada periodo horario será igual al precio del punto de corte de las curvas de venta y compra.

Finalmente, mediante un proceso reiterativo obtenemos la primera solución final definitiva. Debemos destacar que el mencionado resultado debe compaginarse con los demás mercados ajenos al nuestro, por lo que dicha solución debe respetar fielmente la capacidad máxima de interconexión internacional con los sistemas eléctricos externos al Mercado Ibérico.

No siempre llegamos directamente a la solución final definitiva; el principal problema que puede surgir es el de Congestión Interna en el Mercado Ibérico<sup>45</sup>. En este caso se debe repetir el proceso ya mencionado pero esta vez se realizará una separación de mercados que obtendrá un precio en cada zona del Mercado Ibérico.

Por último, diremos que en ambos métodos de casación se asegurará que no sea casada ninguna oferta que no cumpla con las limitaciones impuestas por el operador de mercado.

A modo de conclusión diremos que los mercados intradiarios surgen a lo largo del día anterior y del mismo de entrega; además la energía negociada es menor, ya que su horizonte horario va reduciéndose y están expuestos a cambios de previsión de compraventa.

---

<sup>45</sup> Congestión Interna en el Mercado Ibérico: Congestión en la interconexión entre los sistemas eléctricos español y portugués

### 3. TIPOS DE CONTRATOS EXISTENTES EN EL MERCADO

Podemos encontrarnos multitud de contratos en el mercado eléctrico. Dependiendo de con qué comercializadora trabajemos nos encontraremos con unas ofertas u otras ya que no todas ofrecen las mismas modalidades de contrato.

Es por ello que explicaremos las principales diferencias entre las modalidades más destacadas.

#### 3.1 Modalidad de Indexado

Entendemos por Indexado el precio variable, es decir, el suministro eléctrico es facturado a los precios reales del mercado diario (OMIE) y de los servicios de ajuste gestionados por Red Eléctrica de España (REE). Además, existe posibilidad de coberturas financieras en el mercado a futuro (OMIP) que explicaremos más adelante.

Dentro de la modalidad de Indexado podemos distinguir otros dos tipos de contrato el *Pass Pool* y el *Pass Through*.<sup>46</sup>

En el *Pass Pool* tenemos como base los precios obtenidos de OMIE, pero negociamos una parte fija con la comercializadora, quien se encargará de que el precio negociado cubra cualquier variación que pueda surgir, además de cubrir todos los pagos por servicios del sistema

En cambio, con el modelo *Pass Through* la única parte fija que encontramos es el coste regulado de tarifas de acceso (ATR), por lo demás la facturación sigue realizándose en base al precio obtenido de OMIE y REE. Otra de las diferencias respecto al *Pass Pool* es que en este caso la comercializadora traspasa cualquier alteración que surja en el mercado directamente al consumidor.

Teniendo todo esto en cuenta podemos concluir que cuanto mayor sea la variabilidad que tenga nuestro contrato, menor riesgo para la comercializadora con la que trabajemos y, por lo tanto, tendremos que pagar un menor margen de seguridad, pero deberemos asumir más riesgos dado que nos encontramos más expuestos a cambios en el mercado.

#### 3.2 Precio fijo

El cliente negocia con la comercializadora un precio invariable, normalmente cada comercializadora tiene sus ofertas preparadas dependiendo del tipo de cliente. Por lo tanto, la facturación del suministro eléctrico se hará en base a este precio fijo siempre y cuando se mantengan los costes regulados y no varíen.

En este precio se fijan tanto los conceptos regulados como los de mercado, por lo que siempre podremos tener una estimación de coste, que en algunos casos podrá ser mayor al coste real registrado en el mercado.

---

<sup>46</sup> <http://www.smarkia.com/es/blog/factura-indexada-pool-i-principales-caracteristicas>

### 3.3 Consumidor directo<sup>47</sup>

Se consideran consumidores directos aquellos que adquieran energía eléctrica directamente en el mercado de producción para su propio consumo y que cumplan las condiciones previstas según la Ley 24/2013, de 26 de diciembre<sup>48</sup>. Además, la actividad de este tipo de consumidores viene regulada por el capítulo II del título V del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre<sup>49</sup>. En el mismo se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización e instalaciones de energía.

A continuación, resumiremos algunos de los requisitos necesarios para poder ejercer de consumidor directo.

Primero, debe haber prestado al operador del sistema (Red Eléctrica de España) una garantía suficiente para cubrir las obligaciones económicas que puedan derivarse de la actuación de la sociedad y cumplir con los requisitos establecidos en los Procedimientos de Operación relativos al proceso de cobros y pagos<sup>50</sup>.

En el caso de querer participar en el mercado diario e intradiario deberá tener la condición de agente de mercado, habiendo suscrito el contrato de adhesión a las reglas y condiciones de funcionamiento y liquidación del mercado de producción y como ya hemos mencionado anteriormente, haber presentado las garantías suficientes ante el operador de mercado, en este caso OMIE.

### 3.4 *Power Purchase Agreement*<sup>51</sup> (PPA's)

Son contratos de compraventa de energía, entre un comprador y un generador, donde se acuerda un intercambio de electricidad durante un periodo de tiempo acordado, normalmente son periodos largos de entre 10 y 20 años. El vendedor se compromete a vender electricidad durante ese periodo acordado al precio también acordado en la firma del contrato, mientras que el comprador tiene el compromiso de comprarla a ese precio durante ese periodo establecido. Es decir, tratan de asegurar la garantía de suministro y fomentar la inversión en generación.

Es importante aclarar que el generador no necesariamente debe generar energía renovable, si bien es cierto que prácticamente la totalidad de los PPA firmados en los últimos años son con generadores de energía renovable.

---

<sup>47</sup> Documento: Compra de energía, Asociación de Empresas de Eficiencia Energética.

<sup>48</sup> Define a los consumidores directos del mercado en el artículo 6.g) y establece sus derechos y obligaciones en los artículos 44.1.c). 2º y 46.3

<sup>49</sup> [http://noticias.juridicas.com/base\\_datos/Admin/rd1955-2000.t7.html](http://noticias.juridicas.com/base_datos/Admin/rd1955-2000.t7.html)

<sup>50</sup> <http://www.boe.es/boe/dias/2009/11/30/pdfs/BOE-A-2009-19040.pdf>

<sup>51</sup> PPA: Acuerdo de compra de energía

Los términos principales que se establecen en este tipo de contratos son, el periodo de tiempo, la fecha y hora de entrega, volumen, precio y tipo de producto, es decir, procedencia de la energía.

Los contratos PPA por lo general oscilan entre los 40 y 45 €/MWh, lo que quiere decir que en media es inferior al precio medio del mercado diario.

Este tipo de contratos ofrecen varias ventajas tanto como para compradores como para vendedores.

Para los compradores la principal ventaja es que pueden realizar una previsión de sus costes, ya que los contratos PPA reducen el riesgo provocado por la volatilidad del mercado de energía. Además, con esta modalidad de acuerdo, se aseguran la energía de origen renovable que como ya hemos comentado anteriormente ofrece mejores posibilidades económicas y de esta forma también se contribuye a la reducción de los gases de efecto invernadero y a promover la energía verde, mejorando de esta forma su imagen cara al público. Cada vez es más habitual ver como las empresas dejan constancia del tipo de energía que consumen.

Por parte de los vendedores, las ventajas son básicamente económicas, ya que al igual que a los compradores, les aporta cobertura frente a la variabilidad de los precios del mercado energético. Los contratos PPA garantizan a los vendedores un flujo de ingresos estable y a largo plazo, por lo que les resulta más fácil la financiación de proyectos. Además, como por lo general cuentan con varios compradores, el riesgo por el incumplimiento del pago se diversifica.

En estos contratos de compra de energía, participan tres sujetos, que a continuación nombraremos y explicaremos brevemente el papel de cada uno.

1. Generador de energía  
El generador puede firmar un PPA tanto con un representante de mercado como con el consumidor directo
2. Consumidor final  
Por lo general se trata de grandes empresas
3. Agente intermediario  
O representante de mercado que suele ser una comercializadora eléctrica.

Los contratos PPA en España no han existido hasta hace muy pocos años. Hasta ahora nuestra legislación sólo contemplaba los contratos bilaterales que son contratos a más corto plazo, entre 1 y 2 años.

A partir de la ley 24/2013 del sector eléctrico se facilita la entrada de este tipo de contratos como alternativa de retribución renovable. Una de las causas principales por las que no han suscitado un mayor interés hasta ahora en nuestro país es por las remuneraciones de las que se han beneficiado en los últimos años las fuentes de energía renovable. A través de estas remuneraciones se trata de incentivar el desarrollo de este tipo de instalaciones hasta alcanzar la madurez comercial pero una vez alcanzado este punto es necesario establecer un nuevo sistema, como son los PPA's.

Los contratos PPA tal y como ya hemos mencionado permiten asegurar un ingreso estable durante un largo periodo de tiempo, lo que permite que las instalaciones sean financiadas por un *project finance*.

Actualmente se dan las condiciones adecuadas para la implantación de esta modalidad de contratos PPA en España ya que se cumplen las siguientes características:

- La localización geográfica de España le permite gozar de un clima rico en recursos renovables como por ejemplo el viento y el sol, favoreciendo la implantación de este tipo de tecnología.
- Nuestra situación geográfica nos convierte en un sistema energético relativamente aislado puesto que la interconexión con países vecinos es escasa. Este hecho provoca que nuestros precios sean más elevados en comparación con otros países europeos que tienen mayores interconexiones.
- La ley 24/2013 tal y como comentábamos regula el sector eléctrico y permite el desarrollo de los PPA.
- Las subastas de capacidad renovable en el pasado año 2017, sin subvenciones, favorecen la implantación de este tipo de acuerdos.
- La volatilidad de los precios del mercado de la energía es cada vez más evidente.
- Son una garantía de energía verde.

Respecto al resto del mundo, diremos que en los últimos años ha existido un incremento de este tipo de acuerdos en el ámbito internacional. Sobre todo, en México y Chile donde la abundancia de recursos renovables y los altos precios del mercado mayorista favorecen el aumento de los contratos PPA.

Sin embargo, en Europa no se han visto muy desarrollados puesto que la política energética de la mayoría de los países hace innecesarios este tipo de contratos.

Podemos mencionar el ejemplo de algunas empresas internacionalmente reconocidas como por ejemplo Google, que ha cerrado un acuerdo en Suecia para el suministro de energía con un parque eólico de 72 MW a un precio fijo durante 10 años.

Un contrato PPA tal y como venimos diciendo es un acuerdo privado libre y por lo tanto puede ser de muchos tipos, siempre y cuando se respeten las normas del derecho mercantil y la regularización del mercado. Sin embargo, podemos hacer dos clasificaciones y clasificarlos en PPA financiero o PPA según la Tecnología de Generación.

#### *PPA Financiero*

Se basa en un contrato por diferencias acordado entre un generador, y un comprador que no necesariamente forman parte del mismo mercado. En este caso el generador y el comprador pactan un precio para una cantidad de energía durante un periodo acordado. Ambos venden y compran su energía respectiva en el mercado eléctrico. Es necesario, destacar que no necesariamente deben acudir al mercado ya que entre medias puede aparecer la figura de una comercializadora además de que los sujetos no tienen la obligación de formar parte del mismo sistema eléctrico.

Una vez que se haya producido el intercambio energético, tanto comprador como vendedor liquidan la diferencia entre el precio del mercado y el precio pactado entre ellos en el PPA.

Dentro de esta modalidad nos podemos encontrar con el caso de que el comprador no sea el consumidor eléctrico y que por ejemplo sea una entidad financiera. Por lo tanto, el generador vende su energía en el mercado y liquida por diferencia con el comprador.

#### *PPA Según Tecnología de Generación.*

Es importante tener en cuenta que el grado de desarrollo de la tecnología deberá ser el adecuado en función del grado de la exposición al riesgo y las expectativas sobre el

coste deseado. Como tecnologías más recurrentes tenemos la eólica y la solar fotovoltaica dada su fiabilidad y su madurez comercial; además en la península ibérica contamos con una gran capacidad de recursos hídricos, aunque ya están prácticamente explotados, por lo que quizás pueda haber más posibilidades de negocio en la minihidráulica.

En cualquiera de los casos se ha de tener en cuenta los siguientes factores a la hora de decantarse por una tecnología u otra:

- Coste de construcción, operación y desmantelamiento del proyecto.
- Perfil de generación y problemas de intermitencia de generación.
- Posibles riesgos.
- Disponibilidad del recurso renovable.

Por lo tanto, a la hora de cerrar el acuerdo, ya sea solar, eólico o cualquier otra renovable, hay que tener en cuenta los requerimientos del comprador. La tecnología fotovoltaica si no cuenta con un sistema de almacenamiento, solo produce durante las horas del día con radiación solar. Como consecuencia tiene la desventaja de no adaptarse a una carga base (energía constante), que es el producto más demandado. En cambio, tiene la ventaja de que, al generar en las horas de precio más alto, los PPA pueden cerrarse a un precio mayor que el eólico.

En cambio, la tecnología eólica genera más en las horas nocturnas y en invierno, cuando los precios de mercado suelen ser más bajos, podemos llegar a hablar de una diferencia de entre 5 y 10 €/MWh.

También tenemos la posibilidad de crear un producto que compagine las dos tecnologías y cuyo perfil se parezca a una carga base.

Pasaremos ahora a explicar con un poco más de detalle cada uno de los aspectos acordados en el contrato.

### *Precio*

Comenzaremos hablando del precio. El precio negociado en un PPA está muy influenciado por los costes de construcción y operación del activo, costes de financiación, el perfil de generación y los precios de los mercados a futuros. En este caso podemos hacer dos clasificaciones:

1. PPA a precio fijo, basado en las expectativas de la evolución del mercado a lo largo de los años.
2. PPA variable, este tipo de precio tiene en cuenta las fluctuaciones de los precios del mercado.

### *Duración*

La duración del contrato influirá en el riesgo que asume cada una de las partes implicadas, lo cual se reflejará en el precio.

Un comprador asumirá un mayor riesgo cuanto mayor sea la duración del contrato dada la incertidumbre, por lo que demandará un precio menor, en cambio, un periodo largo

de contrato reportará al vendedor más estabilidad al asegurarse un flujo de caja durante más años, lo que le animará a ofertar precios más bajos.

### *Garantías*

Son una parte indispensable del contrato. Con ellas se asegura el cumplimiento de las obligaciones acordadas en el PPA. Aportan fiabilidad al acuerdo, y en muchas ocasiones es la clave para que un banco conceda o no la financiación para la construcción de la instalación sobre la que nace el PPA. Por lo general, se suelen solicitar avales, la existencia de un balance suficiente como para hacer frente al pago o la construcción de prendas sobre los ingresos.

### *Objeto del contrato*

Como hemos dicho, en tal acuerdo queda negociado el volumen de energía a intercambiar entre el consumidor y el generador, existen varias modalidades que mencionaremos a continuación:

- Cantidad fija de MWh, si el generador no pudiese hacer frente a la producción de dicha energía, debe buscar por otros medios la forma de aportar la cantidad acordada; por el otro lado, si el consumo disminuye por debajo de dicha cantidad debe comprar el 100% del volumen pactado
- Totalidad de la generación de la planta, el comprador acuerda con el generador de renovable, la cesión de toda la energía producida. Es posible que el comprador necesite comprar energía fuera del contrato o que deba vender parte de la energía comprada si su consumo fuera inferior al que genera la planta.

*Ilustración 7 Esquema de un contrato PPA*



*Fuente: Elaboración propia*

## 3.5 Coberturas financieras

Se trata de un tipo de contrato que pertenece a la modalidad de Indexado. Las cotizaciones de este tipo de contratos se suelen hacer para periodos de tiempo de 4 meses, 3 trimestres o 2 años, por lo que debemos fijarnos en lo que nos muestre el mercado a futuros.

En esta modalidad el asesoramiento por parte de la comercializadora al cliente es personalizado, donde tras el seguimiento continuado de la evolución del mercado por parte de la comercializadora se informa al cliente. Se recomienda en cualquier caso

cerrar la operación cuando el mercado a futuros presente un precio atractivo, aun así, por si las circunstancias cambiaran se puede deshacer la operación en cualquier momento, a este hecho lo conocemos como *declick*.

Es el cliente el que finalmente elige bajo recomendación, si quiere cerrar o no una cobertura financiera, elige el volumen y para cuanto tiempo, acorde a su estrategia empresarial.

Cabe destacar que el coste de la energía es real, más un pequeño coste de gestión, transparente y conocido por el cliente.

## Conclusión

Sabiendo que el mercado de la energía es un mercado inestable y que nuestras necesidades hoy en día evolucionan a una gran velocidad, es recomendable en cualquiera de los casos negociar un contrato sin ningún tipo de compromiso de permanencia con la comercializadora. De esta forma podremos renegociar términos como por ejemplo el precio o volumen de energía sin incurrir en gastos de penalización y adaptarnos a las necesidades y condiciones del momento.

Por otro lado, si nuestra intención es tener una previsión aproximada del coste que nos va a suponer la energía, la mejor opción es negociar un precio fijo para un determinado periodo de tiempo, siempre y cuando se negocie en un momento donde los precios de energía sean atractivos.

Por lo tanto, podemos decir que una vez analizados los principales contratos de energía, el consumidor debe elegir el tipo de contrato habiendo analizado la situación de mercado y sus propias necesidades empresariales, ya que cada uno de ellos se adapta a diferentes posibles situaciones tanto de mercado de energía como a las propias del consumidor.

Por ejemplo, con este 2018 tan inestable que hemos pasado una buena opción a la hora de negociar el contrato sería la firma de un indexado sin permanencia passthrough con un fee muy reducido para la comercializadora. De igual manera, también se podría considerar fijar una parte del consumo a precio fijo, a sabiendas de que el precio es alto, pero como resultado de una estrategia de diversificación y de reparto de riesgos, de tal manera que, si el precio sigue subiendo, se tenga una parte a precio fijo para moderar el precio final.

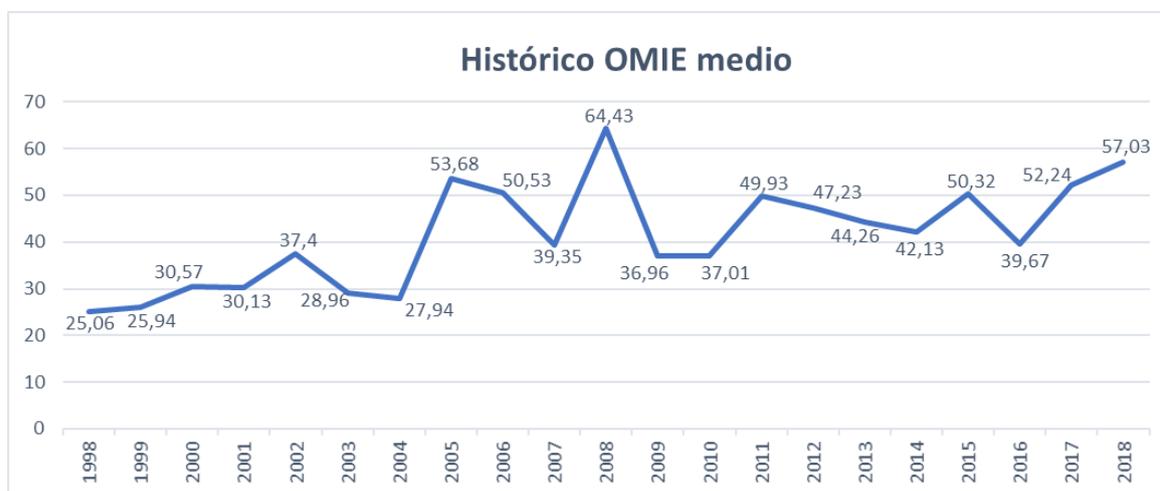
Resumiendo, es una buena estrategia la de con precios altos, indexado, con precios bajos, contrato a precio fijo y en su caso en previsión y por si los precios pudieran subir aún más, se puede cerrar una parte del consumo a precios fijos, diversificando la compra.

## 4. ANÁLISIS DE LA EVOLUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO EN LOS ÚLTIMOS AÑOS EN ESPAÑA

Tras la liberalización del mercado eléctrico, tal y como hemos mencionado en apartados anteriores, se establece entre otras cosas que el precio de la electricidad es libre, pudiendo ser negociado directamente en el mercado *pool* o bien a través de los distintos comercializadores del sistema.

En el gráfico que presentamos a continuación podemos observar los precios medios de la energía desde el momento de la liberalización del mercado.

Gráfico 5 Histórico del precio medio OMIE



Fuente: OMIE. Elaboración propia.

Lo primero que observamos es la volatilidad de este mercado, que puede llegar a sufrir importantes variaciones de un año a otro, lo que complica la tarea de previsión futura.

Desde la liberalización del mercado hasta el año 2004 los precios se han mantenido en torno a los 30€/MWh, en cuanto llegamos al 2005 llama la atención el sorprendente aumento de precio que pasa de 27,94€/MWh a 53,68€/MWh. Se ha intentado justificar este aumento a través de las condiciones climatológicas extremas registradas a lo largo de este 2005 que llevaron a un aumento de la demanda del 4,5% respecto al año 2004. Además, el precio del barril Brent<sup>52</sup> pasó de 38,75\$ en el 2004 a 54,52\$ en el 2005, probablemente debido al huracán Katrina que provocó grandes destrozos en importantes zonas petrolíferas, aparte de la crisis interna que este tipo de catástrofes suele generar y que traen con ellas este tipo de subidas de precios. Debemos tener en cuenta otro aspecto que lleva al alza el precio de la energía en el 2005 y es la baja generación con renovables; por ejemplo, la generación hidráulica experimentó una bajada del 38,4% respecto al año anterior, lo que incitó a una mayor generación de energía a través de las no renovables que como ya hemos comentado en apartados anteriores encarecen de forma considerable el precio de la energía eléctrica.

En el año 2008<sup>53</sup> se produce otro gran pico en el precio, tanto es así que hasta el momento es el mayor registrado desde la liberalización del mercado en el año 1998. Las principales causas de este aumento son el crecimiento de la demanda, una generación con renovables muy moderada y fundamentalmente un mercado de gas al alza y el precio del petróleo marcando máximos históricos como el registrado en julio de 147\$<sup>54</sup>. Durante este año la media de los precios europeos fue un 55% mayor con respecto al

<sup>52</sup> <https://www.theice.com/products/219/Brent-Crude-Futures/data>

<sup>53</sup> OMIE. Informe 2008

<sup>54</sup> <https://www.theice.com/products/219/Brent-Crude-Futures/data>

año 2007. En nuestro país la media anual fue de 64,43€/MWh, es decir un 63,74% superior al año anterior. Todo ello, lleva a los expertos en la materia a plantearse la necesidad de la creación de un mercado organizado de gas natural, concluyendo que esto llevaría a una mejora en la eficiencia tanto del mercado eléctrico como de gas, ya que el gas afecta de manera directa a los precios de energía.

Si pasamos al año siguiente, 2009<sup>55</sup>, el precio medio anual vuelve a descender pareciéndose esta vez a los precios medios de años como el 2002. Durante este año la importancia de las renovables aumenta, ya que dadas las condiciones climatológicas registradas durante este año tanto la generación a través de hidráulica y eólica aumentan, la demanda disminuye, también debido a una reducción de la generación con centrales térmicas, las emisiones de CO<sub>2</sub> disminuyen un 21% respecto al 2008, los niveles de exportación se reducen un 49% respecto al año anterior y la generación de ciclo combinado también disminuye. Es debido a todo este conjunto de factores que se experimenta esta gran bajada de los precios de la energía.

Según vamos avanzado en el gráfico y llegamos al año 2011 vemos que el precio medio anual vuelve a rondar los 50€/MWh. Los factores que nos llevan a esta subida como viene siendo hasta ahora son la disminución de la demanda dada la debilidad de la economía a lo largo del citado año y la baja generación a través de renovables, escasez de lluvias y viento llevan a una disminución tanto de hidráulica como eólica, además los precios del petróleo aumentaron encareciendo por lo tanto el gas.

Por lo tanto, aunque el comportamiento normal cuando disminuye la demanda es que el precio también lo haga, pero en este caso no es así, ya que aunque la demanda cayó debido a la debilidad de las industrias en ese momento, el precio aumentó porque la producción de energía hidráulica y eólica disminuyó, mientras que se aumentó de forma considerable la producción con carbón que tal y como ya hemos encarece el precio.

A lo largo de los siguientes años hasta el 2016<sup>56</sup> los precios más o menos se mantienen, pero una vez más después de la subida viene la bajada y en este año el precio medio anual registrado es de 39,67€/MWh muy por debajo del registrado el año anterior de 50,32€/MWh, es decir, un 21% inferior y un 15% menos que la media registrada en los últimos 5 años. Esto es debido a la demanda interna, los bajos precios del petróleo, las rebajas fiscales y las bajas exportaciones, además la generación hidráulica se encontraba por encima de la media interanual, lo que ha ayudado a que el precio del 2016 pudiera cerrarse por debajo de los 40€/MWh.

El siguiente año 2017<sup>57</sup> poco tuvo que ver con el 2016. Marcándose por primera vez precios históricos como el del mes de enero de 71,49€/MWh, aunque a lo largo del año los precios se fueron relativamente normalizando no se llegaron a niveles tan buenos como los del año anterior. Las razones que explican estos precios tan elevados son el aumento de la demanda por la interconexión con Francia, una vez más la falta de producción hidroeléctrica por escasez de lluvias, la falta de eólica por falta de viento, la parada técnica de las centrales nucleares, el incremento del precio del carbón alcanzando máximos a finales de año de 90\$, además de los precios del Barril Brent que fueron aumentando progresivamente desde la mitad del 2017, partiendo de 45\$ hasta máximos de 70\$.

---

<sup>55</sup> OMIE. Informe anual 2009

<sup>56</sup> OMIE. Informe anual 2016

<sup>57</sup> OMIE. Informe anual 2017

En el 2018, en el que profundizaremos más adelante, ha sido un año completamente anómalo, con unos precios elevados, que hasta ahora no estábamos acostumbrados a ver. Este aumento era totalmente inesperado ya que las previsiones indicaban lo contrario. Teniendo en cuenta que se daban todas las condiciones necesarias para un precio mucho más barato, podemos justificar el aumento, con la existencia del hueco térmico y a que el mercado eléctrico está sufriendo un ajuste al alza de sus precios y se establezcan estos nuevos precios a partir de ahora en adelante.

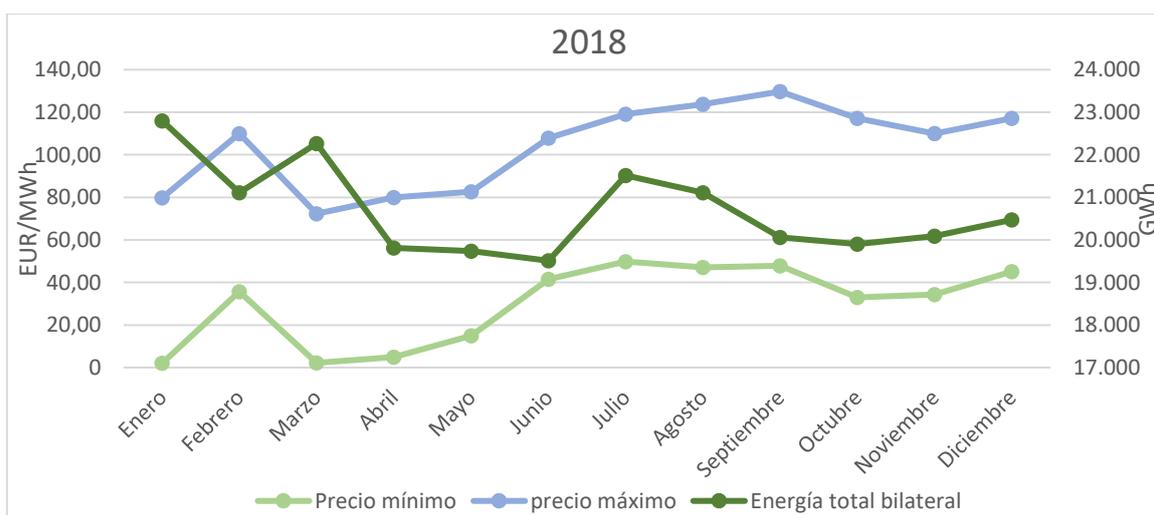
Ya que el 2018 lo tenemos reciente y nos afecta a la hora de las previsiones de este 2019, vemos conveniente aportar un resumen de los datos registrados a lo largo del año pasado.

Tabla 3 Resumen OMIE 2018

MES	Precio min. €/kWh	Precio max. €/kWh	Energía total con bilaterales, GWh
Enero	2,06	77,71	22.800
Febrero	35,75	74,15	21.111
Marzo	2,30	70,00	22.266
Abril	5,00	75,00	19.815
Mayo	15,00	67,67	19.738
Junio	41,58	66,26	19.511
Julio	49,83	69,30	21.517
Agosto	47,05	76,75	21.107
Septiembre	47,90	81,82	20.059
Octubre	33,00	84,13	19.904
Noviembre	34,38	75,56	20.090
Diciembre	45,15	71,97	20.476

Fuente: OMIE. Elaboración propia

Gráfico 6 Resumen OMIE 2018

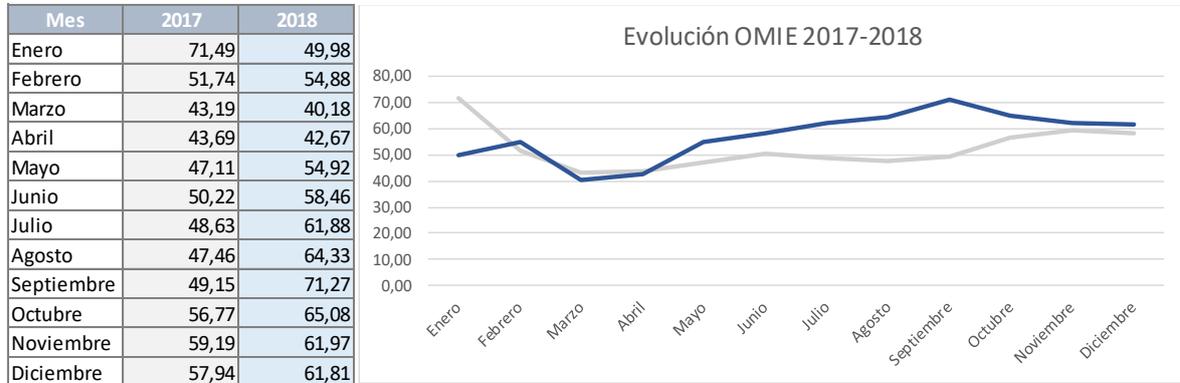


Fuente: OMIE. Elaboración propia

Para poder observar de manera más clara la variación del precio entre 2016 y 2018 a continuación mostramos una tabla y su respectivo gráfico con los datos comparativos. Podemos ver de forma más clara todo lo que puede llegar a variar en dos años el precio,

sin que aparentemente haya sucedido ningún acontecimiento como para que se de esta variación.

Gráfico 7 Comparativa precios OMIE, 2016-2018



Fuente: OMIE. Elaboración propia

Tal y como comenzábamos este apartado, una vez analizados los últimos años la principal conclusión que sacamos es que se trata de un mercado totalmente inestable y que se ve claramente afectado principalmente por las siguientes cinco causas:

1. La demanda
2. Las exportaciones
3. La climatología para las fuentes de generación
4. Precio del gas
5. Precio del petróleo.

Aportamos la siguiente tabla a modo de resumen de lo comentado respecto a la variación de los precios en los últimos 6 años.

Tabla 4 Resumen precios OMIE 2012-2018

PRECIO OMIE (€/MWh)							
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Enero	51,06	50,5	33,62	51,6	36,53	71,52	49,98
Febrero	53,48	45,04	17,12	42,57	27,5	51,74	54,88
Marzo	47,57	25,92	26,67	43,13	27,8	43,19	40,18
Abril	41,21	18,17	26,44	45,34	24,11	43,69	42,67
Mayo	43,58	43,45	42,41	45,12	25,77	47,11	54,92
Junio	53,5	40,87	50,95	54,73	38,9	50,22	58,46
Julio	50,29	51,16	48,21	59,55	40,53	48,78	61,88
Agosto	49,34	48,09	49,91	55,59	41,16	47,46	64,33
Septiembre	47,59	50,2	58,89	51,88	43,59	49,15	71,27
Octubre	45,65	51,49	55,11	49,9	52,83	56,77	65,08
Noviembre	42,07	41,81	46,8	51,2	56,13	59,19	61,97
Diciembre	41,73	63,64	47,47	52,61	60,49	57,94	61,81
Q1	50,7	40,49	25,8	45,77	30,61	55,48	48,35
Q2	46,1	34,16	39,93	48,4	29,59	47,01	52,01
Q3	49,07	49,82	52,34	55,67	41,76	48,46	65,82
Q4	43,15	52,31	49,79	51,24	56,48	57,97	62,95
Media del año	47,23	44,26	42,13	50,32	39,67	52,23	57,28
Variación		-6,28%	-10,70%	6,50%	-16%	10,50%	21,20%

Fuente OMIE. Elaboración propia.

## 5. TENDENCIAS DE FUTURO DEL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL. LOS MERCADOS DE FUTUROS<sup>58</sup>

Tras la liberalización del mercado eléctrico nacen los instrumentos financieros necesarios para controlar los riesgos que se generan dada la inestabilidad de este mercado, es por ello que surgen los mercados a futuros. Como decimos, los mercados a futuros son instrumentos financieros por los que se traslada al presente operaciones futuras, ayudando a reducir la incertidumbre y por lo tanto una mayor protección para las empresas.

Los contratos a futuros son contratos negociados en mercados organizados sometidos a una regulación, son estos mercados organizados los que asumen el riesgo.

Las principales funciones del mercado de futuros se resumen en dos:

1. Referencia sobre los precios en el futuro
2. Transferencia de riesgos a terceros, así como facilitar la competencia en los mercados mayorista y minorista.

Es decir, los mercados a futuros muestran una estimación del precio de la energía en el mercado financiero, por lo general son estos los precios que se toman como referencia a la hora de tomar decisiones en el sector eléctrico.

<sup>58</sup> <https://www.omip.pt/> y <http://www.meff.es/esp/>

Son dos las situaciones que nos podemos encontrar en este mercado.

1. Mercado en Contango, se da cuando la oferta del producto es elevada y se da situación de que los precios de futuro son mayores que los precios de compra venta en el mercado financiero en un momento determinado.
2. *Backwardation*, se da cuando los precios de futuros son menores que los precios al contado debido a que existe una mayor escasez del bien o a la existencia de la dependencia de los factores.

A medida que se aproxima la fecha fin del contrato de futuro, ambos precios, se van igualando hasta que el día del vencimiento del contrato futuro pasa a ser un contrato de contado.

Para que los mercados de futuros cumplan correctamente con sus objetivos se debe facilitar la entrada y salida en el mercado sin que se generen costes elevados en la transacción. Para poder llevar esto mismo a cabo, existe la Cámara de Compensación.

En el caso español, será el MEFF quien asuma este papel con una doble función. La primera, debe interponerse entre comprador y vendedor, de tal forma que ofrezca contrapartida a las partes contratantes. Y segunda, debe cubrir siempre el riesgo de insolvencia, y de esta manera garantiza el buen funcionamiento del sistema. Su principal función es facilitar la participación de otros miembros en el mercado de futuros sin que tengan la necesidad de participar en el mercado físico. Este tipo de entidades también aumentan el número de participantes ya que aquí incluimos a los *traders*, en busca de rentabilidad en el mercado de futuros sin interés de participar en el mercado financiero, por lo que también se ve aumentada su liquidez.

Cada vez que un comprador o un vendedor abren una posición deben pagar una comisión, a modo de depósito inicial. Este depósito es establecido por la Cámara de Compensación y sirve como fianza para asegurar el cumplimiento del contrato.

La forma de sacar un mayor partido a la comisión consiste en el "ajuste diario de las posiciones de mercado". De tal forma que diariamente se establecen las pérdidas y ganancias (margen de variación diario), por lo que se descuentan o aplican al depósito inicial, por lo tanto, se provocan movimientos diarios que evitan que el depósito mengüe.

En el momento de iniciar una posición, el inversor acude a un bróker, el cual está autorizado a realizar cualquiera de las siguientes órdenes:

- *Market Order*: Orden de compra venta que deberá ejecutar el bróker en el momento de recibirla, al mejor precio que pueda conseguir.
- *Limit Order*: El bróker recibe la orden de compra a un determinado precio y solo ejecutará la orden en caso de que el mercado mejore o alcance dicho precio.
- *Day Order*: Debe realizarse el mismo día que se reciba, de otra manera se cancela.
- *Open Order*: Se emite con instrucciones del precio al que se ejecutará y será válida sólo hasta que se lleve a cabo o sea cancelada.
- *Stop Order*: De esta forma se limitan las pérdidas o protegen los beneficios, se llevará a cabo cuando el mercado alcance un determinado precio. Se ejecutará al mayor precio.

Tal y como hemos mencionado en apartados anteriores los encargados de gestionar los mercados a futuros son OMIP y MEFF. A la hora de realizar contratos a futuros estas

negociaciones basan los precios con relación a los precios publicados en OMIP. Por lo tanto, el cierre de los productos a futuro queda sujeto a una liquidez en el mercado.

A continuación, mostramos las previsiones a 2 de enero de 2019 para los próximos periodos.

Tabla 5 Previsión de precios de la energía, 2018-2023

Previsión primer trimestre 2019		Previsión 2019		Previsión 2020-2023	
Enero	63,83	2° Trimestre	56,25	2020	56,50
Febrero	63,13	3er. Trimestre	61	2021	51,55
Marzo	57,6	4° Trimestre	66,04	2022	49,48
En €/mWh		En €/mWh		En €/mWh	

Fuente: OMIP. Elaboración propia

Estas estimaciones que como decimos corresponden al 2 de enero del 2019, irán variando con el transcurso de los días y se irán ajustando según las distintas circunstancias. Aunque no sean los precios definitivos nos valen como orientación a la hora de gestionar los contratos.

La variación de estas previsiones dependerá fundamentalmente de la actividad económica, de los mercados internacionales de combustibles y las condiciones climatológicas.

Para este 2019, los analistas indican que no se volverá a los precios tan bajos como años anteriores. Las previsiones no son nada optimistas para este año. El gobierno ha tomado algunas medidas para evitar parte de la repercusión de este aumento en los consumidores. Una de esas medidas es mantener por quinto año consecutivo la parte fija del precio.

Las estimaciones futuras han sufrido una ligera bajada desde el año pasado, pero aun así son precios muy alejados de los que estamos acostumbrados.

Esta previsión de aumento de los precios puede justificarse por el cierre de dos centrales nucleares, Vandellós II y Trillo, así como el encarecimiento de materias primas como el gas un 7,25%, el carbón y el barril Brent que empieza a experimentar bajadas. Tampoco nos podemos olvidar de las emisiones de CO<sub>2</sub>, llegando en diciembre de 2018 a los 25\$ y prácticamente mantenemos en este 2019. La previsión para este 2019 sigue en aumento, alcanzando los 18 €/tonelada<sup>59</sup>.

Con una perspectiva a largo plazo, los fundamentales del mercado, arrojan un precio medio estándar para el mercado eléctrico español de 56-61€/MWh. Hasta el pasado año 2018, que cerró a 57,30 €/mWh, no se habían registrado estas medias.

Respecto a la cotización del barril Brent que tanto afecta al precio de la energía, el petróleo ha perdido los 80\$ y cotiza en torno a los 60\$, desde los 45\$ de mediados de 2017. Algunos analistas, los más positivos, marcan la horquilla del petróleo entre los 55\$ y 60\$.

<sup>59</sup> <https://www.energias-renovables.com/panorama/el-precio-de-las-emisiones-de-co2-20180820>

El 2 de enero de 2019 los futuros del Brent cotizaban a<sup>60</sup>:

- Junio 2019 cotizan en 53.91\$
- Junio 2020 cotizan en 55.08\$
- Junio 2021 cotizan en 56.21\$

El mercado del Brent es un mercado muy sensible a los conflictos políticos de Oriente Medio, así como a elementos que van ganando peso en los últimos años, como puede ser el desarrollo de la industria del *fracking*, el creciente auge del mercado de los coches eléctricos, acuerdos de los productores mundiales de petróleo, limitando la producción, publicación de inventarios de crudo en EEUU, etc. Algunos favorecen la subida de precios, otros apuntan a un descenso de precios del Brent y esta última opción es la que se respira en los mercados en el momento de redactar esta sección.

Respecto a las tendencias de futuro<sup>61</sup>, debemos tener en cuenta un año, el año 2030<sup>62</sup>. Tras varios estudios realizados y basándonos en distintas publicaciones de la Unión Europea, podemos sacar las siguientes conclusiones.

En el periodo 2000 - 2030 la demanda mundial aumentará anualmente un 1,8%. Debemos destacar que para dicho año 2030 más de la mitad de la demanda mundial de energía será en países en vías de desarrollo. Del total de la demanda de energía la electricidad representará una cuarta parte de la energía final.

Se estima que la producción de energía crecerá a un 3% anual y las principales fuentes de producción serán, turbinas de gas de ciclo combinado, tecnologías avanzadas de carbón y energías renovables que representarán el 4% de la producción total gracias a los grandes avances de la electricidad eólica.

El gas natural pasará a aportar una cuarta parte del suministro de energía mundial. Será la segunda fuente energética de la Unión Europea, detrás del petróleo que seguirá manteniendo la primera posición. Las escasas reservas de petróleo serán un motivo de preocupación, se presupone que la producción mundial de petróleo aumentará un 65%, llegándose a producir 120 millones de barriles al día y su precio se estima que será aproximadamente de 40€. Serán los países de la OPEP (Organización de los Países Exportadores de Petróleo) los encargados del 60% del abastecimiento de petróleo.

Que la utilización del petróleo represente el 34% supone que las emisiones de CO<sub>2</sub> aumentarán de media un 2,1% anualmente, lo que se traduce en el doble de las emisiones para el año 2030 que las registradas en 1990.

La energía producida por carbón representará el 28% y principalmente procederá de países asiáticos mientras que la nucleares y renovables en su conjunto representarán un 20% en la Unión Europea.

La mencionada disminución de los recursos de hidrocarburos provocará que la demanda mundial de energía disminuya, favoreciendo de esta manera al carbón y las energías no fósiles. Por otro lado, el aumento de los recursos de gas hará que los precios del barril Brent disminuyan. Por lo tanto, el gas se estabilizará y aumentará la producción a través

---

<sup>60</sup> <https://www.theice.com/products/219/Brent-Crude-Futures/data>

<sup>61</sup> [https://ec.europa.eu/info/departments/energy\\_es](https://ec.europa.eu/info/departments/energy_es)

<sup>62</sup> EUCO 169/14, Brussels, 24 October 2014, CO EUR13 CONCL 5, General Secretariat of the council y Outcome of the October 2014 European Council

de biomasa y nucleares. Las hidroeléctricas y energía geotérmica se mantendrán también estables, mientras que las eólicas, solar y centrales hidroeléctricas se multiplicarán por 20.

En lo que a nuestro país respecta y en lo que a previsión de precios futuros se refiere hay abierto un debate sobre lo establecido por el Gobierno.

El gobierno no tiene obligación de revisión de los precios estimados para el 2020 en adelante. Pero tampoco existe la obligación de mantenerlo y mucho menos de la poca transparencia mostrada ya que no se ha mostrado la metodología de cálculo.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha sido quien ha hecho público este hecho y quien reclama que se revise y no se permita el manejo de los precios de dicho mercado según los intereses de cada uno.

Por lo tanto, los mercados de futuro se utilizan como instrumentos de cobertura para amortiguar el efecto causado por la inestabilidad de los precios, reduciendo no solo las pérdidas, sino también las ganancias que obtiene el inversor en el caso de que los mercados evolucionen favorablemente.

La mejor forma de utilizar los mercados financieros como cobertura, consiste en acudir al mercado con una posición abierta ya sea corta o larga pero siempre contraria a la posición que se tenga en el mercado financiero con el objetivo de compensar las pérdidas de la posición perjudicada.

Hay que destacar, que la mayoría de los contratos a futuros no llegan a la fecha de finalización ya que se suelen compensar con contratos de signo contrario. Para poder proceder a su cancelación, el comprador vendería el contrato y el vendedor compraría el contrato, el beneficio o la pérdida resultante de esta transacción corresponde a la diferencia entre el precio inicial del contrato a futuro y el precio resultante de la compensación.

### 5.1 Aumento del precio en el segundo semestre del 2018<sup>63</sup>

Un ejemplo de esta inestabilidad del mercado podemos verla claramente en el pasado mes de abril de 2018. En dicho mes la energía que principalmente entró fue renovable, procedente de la eólica e hidráulica, en este mes las aportaciones de ciclos combinados estuvieron bajo mínimos. Aun así, la factura respecto al mes de marzo de ese mismo año se encareció y si la comparamos con otros abril de otros años atrás, se trata de uno de los meses de abril más caros.

Por lo que hemos podido ver, parece que no se cumple eso de que las renovables bajan el precio de la factura, es cierto también, que durante el mes de abril se encarecen los productos como el petróleo, gas y el carbón.

¿Cómo podemos explicar esta situación anómala? Uno de los motivos con los que podemos explicar esta subida es que la siguiente energía que entra en el mercado tras la renovable es un ciclo combinado, es decir, más cara, por lo que los productores se aprovecharán de esta situación. Por ejemplo, si el ciclo combinado entra en 52€/MWh

---

<sup>63</sup> <https://datosmacro.expansion.com/materias-primas/brent?anio=2019>

las hidráulicas en vez de sacar a 25€/MWh se aprovechan y sacan a 45€/MWh y surge lo que conocemos por *Hueco Térmico*.

Así, a la vista de la evolución de los mercados de la electricidad en España, tanto el mercado diario (*spot*), como el mercado de futuros (*forward*), a nivel trimestral y anual, y para los años 2019, 2020 y 2021, están alcanzando valores elevados, que son muy interesantes para las instalaciones de cogeneración, y puede ser una buena oportunidad para cerrar la venta de la energía a un precio medio superior a 50€ MWh, precio varios euros superiores a los cierres de años anteriores.

Los analistas de mercado no dan crédito a estos precios de la electricidad, y afirman que son contrarios a los fundamentales de mercado, que, para la electricidad, deberían haber estado en la horquilla de 47-48€ MWh.

Las reservas hídricas han recuperado los valores medios de los últimos 10 años, y por ello, se esperaban precios de mercado muy inferiores a los registrados en el 2018 y para este 2019.

Pero, más allá de las paradas técnicas programadas del parque de las centrales nucleares españolas, y francesas, que está calendarizado y se conoce con anterioridad, o en su defecto las subidas del petróleo y del carbón, la verdadera responsable de la subida de precios es la misma responsable de la bajada de precios de 2016, y no es otra que la tecnología hidroeléctrica.

Así, en este 2018 el precio de la electricidad generada por esta tecnología ha casado en el pool a precios muy superiores a los que casó en 2016, es por ello que las generadoras con esta fuente obtendrán un buen beneficio, pero a costa de un precio muy caro en el pool.

En lo relativo a las fuentes de generación en algunos meses del 2018, gana la hidráulica<sup>64</sup>, seguida por la cogeneración y en tercer lugar la hidráulica de bombeo, con estas tecnologías no se entiende un precio medio de tan elevado.

Si lo comparamos con 2016, la diferencia es evidente, abril de 2016 registró una media de 24,11 € MWh, precio inferior en un 43% al precio medio de abril de 2018.

Por tanto, la misma tecnología que en 2016 facilitaba un precio barato de la electricidad, en este pasado 2018, provocó que el precio de este año haya sido un 77% más elevado que el registrado en 2016.

Se entiende que los precios deberían bajar 2-3 € MWh, respecto a sus cotizaciones actuales, en cuanto se despeje el conflicto de oriente medio, influyendo también la bajada de los precios del petróleo y volviendo a la horquilla de los 55-60\$.

A todo lo anterior, se le suma la escalada de precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub><sup>65</sup>, como ya decíamos anteriormente los futuros están en torno a los 18€ la tonelada, triplicando el precio de julio de 2017, que cotizaba a 5€ la tonelada de CO<sub>2</sub>. Este incremento del precio del CO<sub>2</sub> es repercutido al cliente final consumidor.

En el comportamiento del precio del CO<sub>2</sub> influye la evolución ascendente del precio del petróleo, así como del carbón, y también la política energética de Alemania, que proyecta el cierre de las centrales nucleares y la reactivación de la generación a través

---

<sup>64</sup> <https://www.embalses.net/>

<sup>65</sup> <https://datos.bancomundial.org/indicador/EN.ATM.CO2E.PC>

de centrales térmicas que emplean el carbón como materia prima, siendo la más contaminante de las tecnologías.

La evolución del petróleo y del carbón, apuntan al alza del derecho de emisión de CO<sub>2</sub>, pero en tanto se despeje el conflicto de oriente medio, influirán a la baja. En cambio, la política energética alemana, así como la propia política europea de reducción de emisiones, influirán en la subida leve, pero subida a la larga, del precio del CO<sub>2</sub>, de un lado porque el carbón es la tecnología más contaminante, y de otro lado como estímulo para que las tecnologías menos limpias se ven penalizadas y pierdan competitividad frente a las energías renovables y a las tecnologías más limpias.

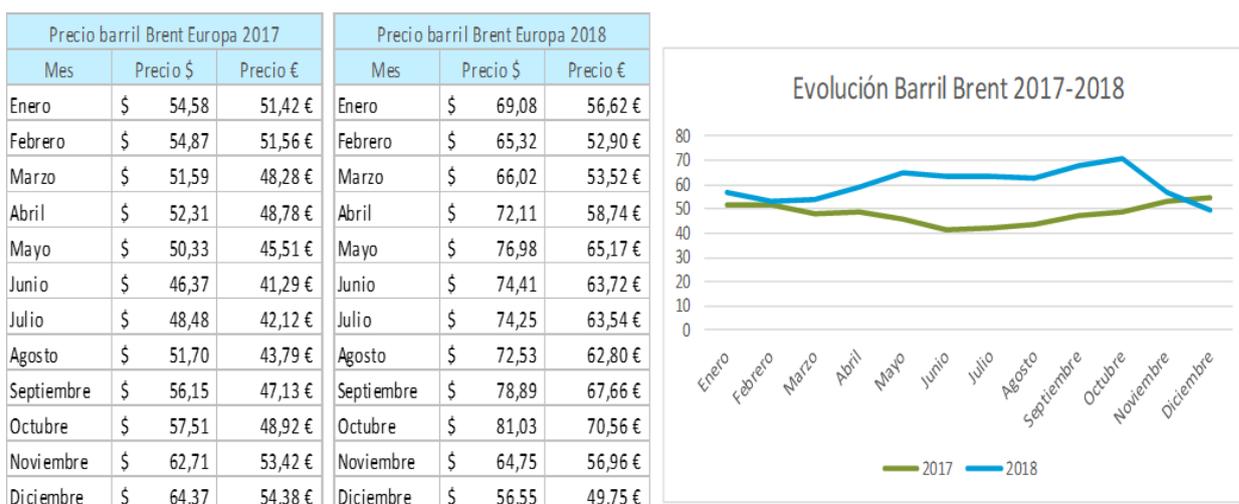
Seguimiento continuo del mercado, y en relación con las fechas de vencimiento y de renovación de los contratos, valoración de cotizaciones, y en este escenario de volatilidad y de incremento de precios, la opción de diversificar gana enteros, se puede cerrar tanto la venta de energía como la compra de aprovisionamientos, en un % a precios fijos, y en un % a precios indexados, de tal manera que la parte variable siempre compensará, en el caso de subida de precios, habrá sido acertado cerrar una parte en fijo, y en el caso de bajada de precios, habrá sido acertado mantener una parte en indexado.

Desde el mes de julio de 2018, estamos inmersos en una escalada de precios generalizada de la energía debido al aumento de los precios del petróleo y de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> principalmente. Julio y agosto cerraron por encima de los 60 €/mWh y octubre por encima de los 70 €/mWh. Finalmente, la media del año 2018 quedó en 60€/mWh. Las previsiones a la hora de redactar este apartado, para el 2019 la previsión es de 55- 60 €/mWh, por lo tanto, nos encontramos ante el momento más caro de los últimos años.

El principal factor que provoca esta escalada de los precios es la subida de las materias primas, de un lado el precio del petróleo que en consecuencia eleva el precio del gas y de la misma manera el precio del carbón que está en máximos históricos.

El precio del petróleo ha pasado de 45\$ a mediados del año 2017 a cotizar en el mes de octubre de 2018 a 84\$, revalorizándose más de un 90%.

Gráfico 8 Evolución Barril Brent, 2017-2018



Fuente: Expansión. Datosmacro.com. Elaboración propia.

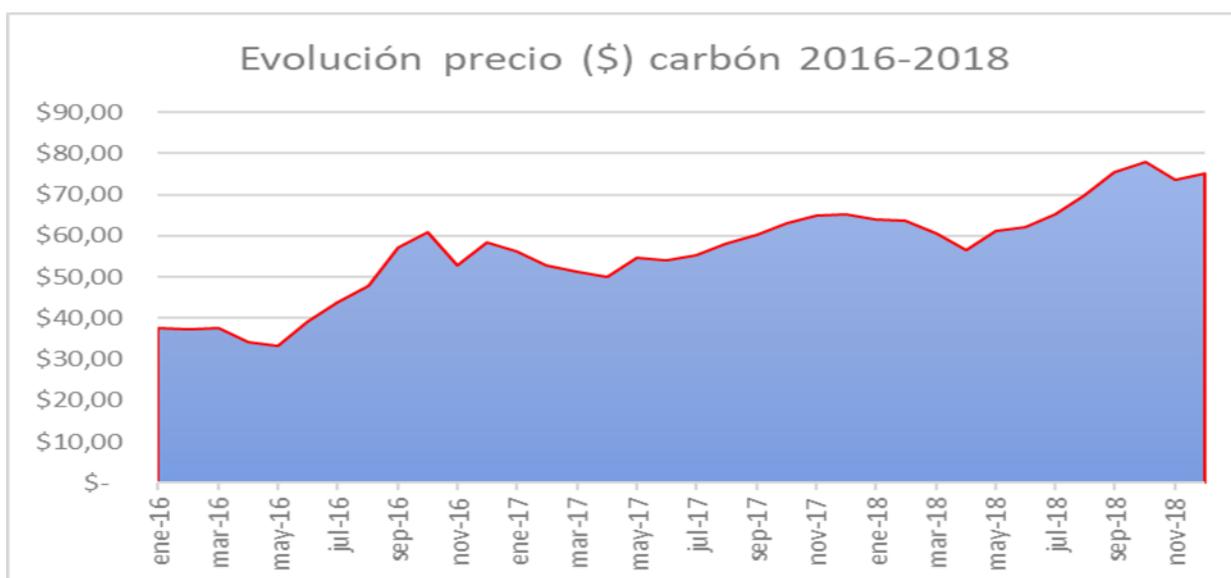
Por otro lado, el precio del carbón inició en el año 2016 una senda ascendente, debido al aumento de la demanda mundial, sobre todo por parte de los países asiáticos. Ha pasado de los 60\$ a superar los 100\$, cotizando en octubre de 2018 por encima de los 103\$.

Tabla 6 Evolución precio carbón (\$) 2016-2018

Mes	2016	2017	2018
Enero	\$ 37,74	\$ 56,34	\$ 64,13
Febrero	\$ 37,27	\$ 52,95	\$ 63,77
Marzo	\$ 37,46	\$ 51,38	\$ 60,71
Abril	\$ 34,32	\$ 49,91	\$ 56,55
Mayo	\$ 33,36	\$ 54,76	\$ 61,13
Junio	\$ 39,14	\$ 53,94	\$ 62,25
Julio	\$ 43,69	\$ 55,40	\$ 65,19
Agosto	\$ 47,95	\$ 58,04	\$ 69,98
Septiembre	\$ 57,02	\$ 60,14	\$ 75,53
Octubre	\$ 60,77	\$ 63,10	\$ 78,05
Noviembre	\$ 52,94	\$ 64,88	\$ 73,55
Diciembre	\$ 58,32	\$ 65,26	\$ 75,15

Fuente: <http://es.investing.com>. Elaboración propia.

Gráfico 9 Evolución precio carbón (\$), 2016-2018



Fuente: <http://es.investing.com>. Elaboración propia.

Tal y como mencionábamos anteriormente, se ha producido un gran aumento del precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> que han llegado a cuadruplicarse en tan solo un año. Analizando la tercera fase del EU-ETS<sup>66</sup>, 2013-2020, estos precios no se han visto nunca en esta fase, pero sí se han visto en fases anteriores, concretamente en el inicio de la segunda fase del EU-ETS, 2008-2013.

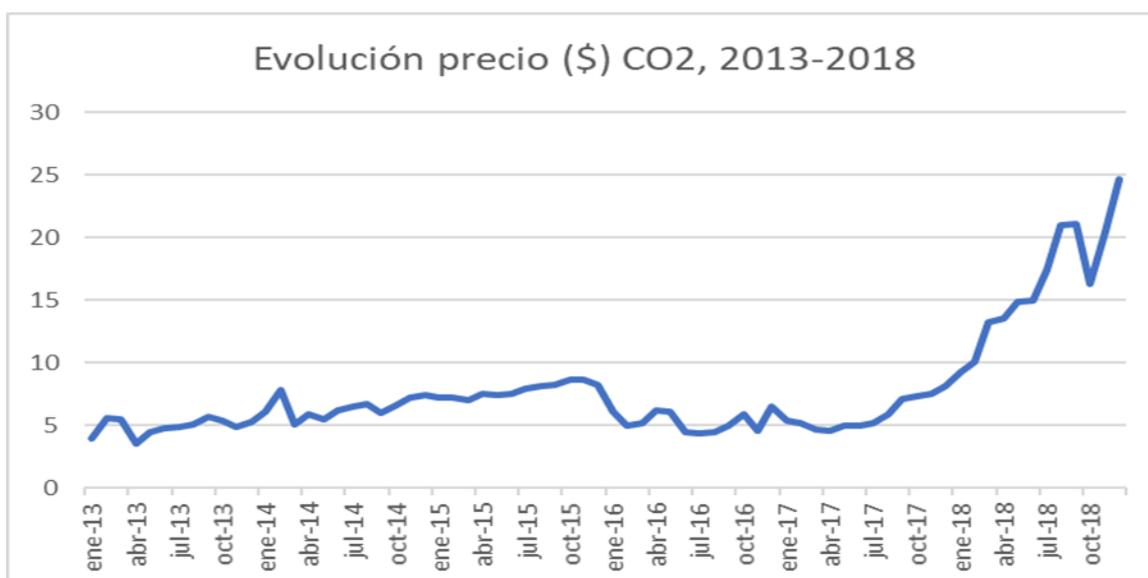
Tabla 7 Evolución precio (\$) emisiones CO<sub>2</sub> 2008; 2013-2018

Mes	TERCERA FASE EU-ETS, 2013-2020						
	2008	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Enero	19,10	3,97	6,11	7,28	6,07	5,36	9,28
Febrero	21,31	5,59	7,86	7,25	5,01	5,24	10,10
Marzo	22,27	5,46	5,08	7,05	5,22	4,69	13,28
Abril	23,88	3,54	5,90	7,51	6,18	4,57	13,59
Mayo	26,10	4,51	5,48	7,44	6,10	4,98	14,91
Junio	28,77	4,74	6,25	7,54	4,47	5,03	14,99
Julio	22,06	4,87	6,57	7,96	4,43	5,23	17,40
Agosto	25,19	5,08	6,73	8,16	4,47	5,94	21,06
Septiembre	22,35	5,67	6,06	8,23	4,99	7,09	21,16
Octubre	17,94	5,39	6,59	8,71	5,93	7,39	16,36
Noviembre	15,52	4,89	7,29	8,65	4,61	7,54	20,50
Diciembre	15,45	5,33	7,48	8,29	6,57	8,18	24,67

Fuente: <http://es.investing.com>. Elaboración propia.

<sup>66</sup> [https://ec.europa.eu/clima/policies/ets\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_en)

Gráfico 10 Evolución precio (\$) CO<sub>2</sub>, 2013-2018



Fuente: <http://es.investing.com>. Elaboración propia

El esquema europeo de los derechos de emisión (EU-ETS) asigna cada año unas toneladas de CO<sub>2</sub> a las empresas afectadas por el mismo, cuyos sectores se indican a continuación, así son los sectores de generación eléctrica, cogeneración, vidrio, pasta y papel, tejas y combustión >20MW y aviación.

Afectados por el comercio europeo de los derechos de emisión, se encuentran las empresas generadoras de electricidad, que tienen una asignación deficitaria y deben acudir al mercado de derechos a comprar derechos de emisión. Dependerá de su mix de generación si su déficit inicial de CO<sub>2</sub> se agrava o no.

Los analistas indican que el impacto del aumento del precio de los derechos de emisión podría fijarse en una relación de 4 a 1, en el sentido de que si los derechos de emisión suben del orden de 15 – 20 euros, como ha sido en el último año, pueden entenderse que trasladarán ese sobrecoste al consumidor final y al pool, en un aumento de entre 4 y 5 euros el precio de la electricidad

## 6. MERCADO ELÉCTRICO EUROPEO<sup>67</sup>

A diferencia del precio de los combustibles fósiles, que generalmente se comercializan en los mercados mundiales con precios relativamente uniformes, existe una gama más amplia de precios dentro de los Estados miembros de la Unión Europea para la electricidad. El precio de la electricidad depende, en cierta medida, del precio de los combustibles primarios y más recientemente, del costo de los certificados de emisión de dióxido de carbono, CO<sub>2</sub>.

<sup>67</sup> [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics.../Electricity\\_price\\_statistics](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics.../Electricity_price_statistics)

Estas cuestiones se trataron en la Comisión Europea, que se enfrenta al desafío del aumento de los precios del petróleo (COM (2008) 384)<sup>68</sup>, que instaba a la Unión Europea a ser más eficiente en el uso de la energía y menos dependiente de los combustibles fósiles, en particular, siguiendo el enfoque establecido en el paquete de cambio climático y energía renovable.

En julio de 2009 el Parlamento Europeo y el Consejo adoptaron un tercer paquete de propuestas legislativas dirigido a garantizar una elección real y efectiva de proveedores, así como beneficios para los clientes.

Se cree que una mayor transparencia para los precios de la electricidad debería ayudar a promover la competencia leal, alentando a los consumidores a elegir entre diferentes fuentes de energía (petróleo, carbón, gas natural y fuentes de energía renovables) y diferentes proveedores.

La transparencia del precio de la energía puede hacerse más efectiva mediante la publicación y la difusión de los precios y sistemas de fijación de precios más amplios posibles.

El precio de la energía de la Unión Europea depende de una gama de diferentes condiciones de oferta y demanda, incluida la situación geopolítica, el mix energético nacional, la diversificación de importaciones, los costos de red, los costos de protección ambiental, las condiciones climáticas severas o los niveles de impuestos especiales e impuestos.

Para los consumidores medianos con un consumo anual dentro del rango de 500 MWh < consumo < 2000 MWh, los precios de la electricidad durante la segunda mitad del 2017 fueron más altos entre los miembros de la Unión Europea en Italia y Alemania.

El precio medio de la UE-28 fue de 0.1120 EUR por kWh, se trata de una media ponderada que utiliza los datos nacionales más recientes, 2016, para la cantidad de consumo de los consumidores no domésticos.

Los precios aumentaron en el 2008 y durante la primera mitad del 2009, disminuyeron durante la segunda mitad de 2009 y aumentaron de nuevo cada año hasta el primer semestre del 2013.

En el segundo semestre de 2013, el precio medio descendió ligeramente, antes de aumentar bastante, 4.3%, en el primer semestre de 2014 para alcanzar un máximo de 0.1230 EUR por kWh.

Entre la segunda mitad de 2014 y la segunda mitad de 2016 se observó una tendencia decreciente, mientras que, durante el primer semestre de 2017, se pudo observar un ligero aumento de menos del 1% en comparación con el segundo semestre de 2016, pero el precio disminuyó nuevamente en el segundo semestre de 2017.

---

<sup>68</sup> <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2008:0384:FIN:ES:PDF>

Tabla 8 Evolución precio (\$) 2008-S1 a 2017-S2

Periodo	EU-28	Euro área
2008-S1	0,0972	0,0996
2008-S2	0,1019	0,1030
2009-S1	0,1058	0,1096
2009-S2	0,1015	0,1045
2010-S1	0,1033	0,1067
2010-S2	0,1041	0,1073
2011-S1	0,1094	0,1143
2011-S2	0,1107	0,1162
2012-S1	0,1148	0,1206
2012-S2	0,1151	0,1202
2013-S1	0,1189	0,1255
2013-S2	0,1175	0,1242
2014-S1	0,1225	0,1309
2014-S2	0,1199	0,1271
2015-S1	0,1206	0,1262
2015-S2	0,1183	0,1230
2016-S1	0,1159	0,1219
2016-S2	0,1133	0,1197
2017-S1	0,1140	0,1208
2017-S2	0,1121	0,1183

Fuente: Eurostat. Elaboración propia

Es interesante fijarnos en la proporción de impuestos y gravámenes no recuperables en los precios de la electricidad. En la segunda mitad de 2017, la mayor parte de los impuestos se cobraban en Dinamarca y en Alemania, donde los impuestos y gravámenes no recuperables constituían el 72.3% y 60% del precio total, respectivamente. En la tabla que adjuntamos al final de este apartado podemos ver datos más detallados.

En esa misma tabla también mostramos el cambio en los precios de la electricidad para los consumidores industriales, incluidos todos los impuestos y gravámenes no recuperables en términos de moneda nacional entre el segundo semestre de 2016 y el segundo semestre de 2017.

Estos precios cayeron durante este periodo en 16 de los miembros de la Unión Europea, los mayores incrementos de precios se observaron en Chipre, 7.5% y en Grecia, 6.7%, mientras que el precio de la electricidad para los consumidores industriales disminuyó un 7.1% en la República Checa y un 10.6% en Noruega.

Tabla 9 Evolución precios electricidad en Europa, 2008-2017

País	Con impuestos	Sin IVA	Sin impuestos	Cuota de impuestos	Variación del precio		
					2016-S2	2017-S2	Variación
<b>EU-28</b>	<b>0,1389</b>	<b>0,1121</b>	<b>0,0766</b>	<b>44,85%</b>	<b>0,1133</b>	<b>0,1121</b>	<b>-1,1%</b>
<b>Euro área</b>	<b>0,1454</b>	<b>0,1183</b>	<b>0,0771</b>	<b>46,97%</b>	<b>0,1197</b>	<b>0,1183</b>	<b>-1,2%</b>
<b>España</b>	<b>0,1249</b>	<b>0,1032</b>	<b>0,0982</b>	<b>21,38%</b>	<b>0,1029</b>	<b>0,1032</b>	<b>0,3%</b>
Portugal	0,1411	0,1147	0,0837	40,68%	0,1132	0,1147	1,3%
Francia	0,1102	0,0920	0,0666	39,56%	0,0903	0,0920	1,9%
Reino Unido	0,1487	0,1246	0,0892	40,01%	0,1098	0,1112	1,3%
Irlanda	0,1399	0,1241	0,1093	21,87%	0,1245	0,1241	-0,3%
Bélgica	0,1314	0,1087	0,0721	45,13%	0,1158	0,1087	-6,1%
Luxemburgo	0,0873	0,0803	0,0719	17,64%	0,0858	0,0803	-6,4%
Alemania	0,1985	0,1514	0,0786	60,40%	0,1492	0,1514	1,5%
Países Bajos	0,0925	0,0764	0,0603	34,81%	0,0805	0,0764	-5,1%
Dinamarca	0,2745	0,0978	0,0761	72,28%	0,6964	0,7275	4,5%
Polonia	0,1061	0,0862	0,0651	38,64%	0,3553	0,3660	3,0%
República checa	0,0859	0,0710	0,0699	18,63%	1,9775	1,8369	-7,1%
Austria	0,1196	0,0997	0,0688	42,47%	0,1004	0,0997	-0,7%
Italia	0,1675	0,1449	0,0813	51,46%	0,1556	0,1449	-6,9%
Eslovenia	0,0956	0,0784	0,0619	35,25%	0,0832	0,0784	-5,8%
Croacia	0,1040	0,0920	0,0812	21,92%	0,6584	0,6882	4,5%
Grecia	0,1315	0,1190	0,0870	33,84%	0,1115	0,1190	6,7%
Malta	0,1446	0,1377	0,1377	4,77%	0,1399	0,1377	-1,6%
Chipre	0,1637	0,1392	0,1258	23,15%	0,1295	0,1392	7,5%
Bulgaria	0,0890	0,0742	0,0732	17,75%	0,1542	0,1451	-5,9%
Rumania	0,0936	0,0786	0,0658	29,70%	0,3460	0,3618	4,6%
Hungría	0,0957	0,0779	0,0649	32,18%	24,6776	24,0645	-2,5%
Eslovaquia	0,1336	0,1113	0,0736	44,91%	0,1112	0,1113	0,1%
Lituania	0,1000	0,0825	0,0686	31,40%	0,0882	0,0825	-6,5%
Letonia	0,1402	0,1159	0,0891	36,45%	0,1201	0,1159	-3,5%
Estonia	0,1015	0,0846	0,0697	31,33%	0,0896	0,0846	-5,6%
Finlandia	0,0838	0,0676	0,0605	27,80%	0,0694	0,0676	-2,6%
Suecia	0,0808	0,0647	0,0642	20,54%	0,6317	0,6258	-0,9%
Turquía	0,0709	0,0601	0,0580	18,19%	0,2486	0,2587	4,1%
Macedonia	0,0662	0,0561	0,0561	15,26%	3,2056	3,4505	7,6%
Serbia	0,0901	0,0751	0,0691	23,31%	5,7998	8,9635	54,5%
Montenegro	0,0912	0,0770	0,0718	21,27%	0,0782	0,0770	-1,5%
Kosovo	0,0863	0,0799	0,0731	15,30%	0,0771	0,0799	3,6%
Noruega	0,0879	0,0703	0,0601	31,63%	0,7451	0,6664	-10,6%
Moldavia	0,1019	0,0852	0,0852	16,39%	1,7009	1,7672	3,9%

Fuente: Eurostat. Elaboración propia

## CONCLUSIÓN<sup>69 70 71</sup>

Sabemos que el mercado energético de España está formado por una gran red de empresas y un entramado de Reales Decretos que proporcionan la normativa e indicaciones necesarias para que las empresas puedan realizar de forma adecuada su actividad.

Con todas las empresas participantes en el mercado se pretende asegurar de manera eficiente e igualitaria para todos el suministro de energía, es decir, que todos podamos acceder de igual manera y con seguridad a la energía, indispensable en nuestro modelo de vida.

Como resultado del análisis de todos los apartados mostrados en el trabajo, podemos concluir que nos encontramos ante un mercado inestable y muy sensible ante cualquier nueva política energética, clima o conflictos internacionales.

El precio y la garantía de los suministros de electricidad son elementos clave en la estrategia de suministro de energía de un país. Los precios de la electricidad son de considerable importancia para la competitividad internacional ya que la electricidad generalmente representa una proporción significativa de los costos totales de energía para las empresas industriales y de servicios.

En España el operador de mercado encargado de mostrarnos los precios diarios de la energía eléctrica es el OMIE, donde los precios se publican para las 24 horas siguientes. Estos precios presentados no siguen un patrón si no que fluctúan según las horas, las previsiones meteorológicas, los conflictos e intereses políticos, lo que hace muy difícil realizar cualquier estimación futura. Podemos aproximarnos a una estimación del precio que nos vamos a encontrar en los próximos meses a través de la información que nos proporcionan tanto OMIP como MEFF, los encargados de operar el mercado a futuros.

Como ya hemos dicho, al mercado de la energía le afecta de manera considerable cualquier política que se lleve a cabo en este ámbito, ya sea nacional o internacional. Teniendo en cuenta que a nivel internacional existen diversos pactos, en los que a nivel mundial nos comprometemos a mejorar en la producción y utilización de la energía, debemos aplicarnos e introducir nuevas medidas que nos ayuden a alcanzar los objetivos relacionados con el compromiso con el medio ambiente. Todos estos pactos y proyectos nos marcan dos años clave, el año 2020 y 2030, ya que son los años para los que los distintos países se han marcado una serie de objetivos. Tal y como hemos analizado a lo largo del trabajo, no se trata de unos objetivos fáciles de alcanzar, por lo que conllevarán un gran esfuerzo por todos y una fuerte inversión en nuevas instalaciones, ya que será fundamental contar con innovadoras instalaciones para la generación de energías renovables.

---

<sup>69</sup> <http://www.omie.es/inicio>

<sup>70</sup> <https://www.omip.pt/>

<sup>71</sup> <http://www.meff.es/esp/>

## BIBLIOGRAFÍA

- GONZALEZ NAVARRO, J. (2018). “Tenemos la obligación de parar el cambio climático” en ABC ECONOMÍA.  
<[https://www.abc.es/economia/abci-tenemos-obligacion-parar-cambio-climatico-afirma-galan-naciones-unidas-201809251705\\_noticia.html](https://www.abc.es/economia/abci-tenemos-obligacion-parar-cambio-climatico-afirma-galan-naciones-unidas-201809251705_noticia.html)> [Consulta: 10 de octubre de 2018].
- CRUZ PEÑA, J. (2018). “Mutua Madrileña y Amancio Ortega plantean unirse para aplacar sus costes de electricidad” en EL CONFIDENCIAL.  
<[https://www.elconfidencial.com/empresas/2018-11-12/mutua-madrilena-y-pontegadea-se-plantean-unir-fuerzas-ante-la-fuerte-subida-de-la-luz\\_1642746/](https://www.elconfidencial.com/empresas/2018-11-12/mutua-madrilena-y-pontegadea-se-plantean-unir-fuerzas-ante-la-fuerte-subida-de-la-luz_1642746/)> [Consulta: 10 de octubre de 2018]
- ESTELLER, R. (2018). “Las pymes encaran una subida del 21% en la electricidad para 2019” en ELECONOMISTA.ES  
<<https://www.eleconomista.es/energia/noticias/9155486/05/18/Las-pymes-encaran-una-subida-del-21-en-la-electricidad-para-2019.html>> [Consulta: 16 de junio de 2018]
- RODRIGUEZ PINA, G. (2015). “Qué es el “impuesto al sol” y cómo van a cobrar por el autoconsumo energético” en EL HUFFINGPOST.  
<[https://www.huffingtonpost.es/2015/10/09/impuesto-al-sol-autoconsumo-energetico\\_n\\_8267900.html](https://www.huffingtonpost.es/2015/10/09/impuesto-al-sol-autoconsumo-energetico_n_8267900.html)> [Consulta: 7 de marzo de 2018]
- España. Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalación de energía eléctrica. *BOE*, 27 de diciembre de 2000, núm. 310, p. 45988-46040.
- España. Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. *BOE*, 27 de diciembre de 2013, núm. 310.
- España. Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. *BOE*, 6 de octubre de 2018, núm. 242, p. 97430 – 97467
- España. Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014. *BOE*, 1 de febrero de 2014, núm. 28, p. 7147-7170
- España. Resolución de 16 de noviembre de 2009, de la secretaría de Estado de Energía, por lo que se aprueban los procedimientos de operación del sistema 10.4, 10.5, 10.6, 10.7, 10.8 y 10.11 para su adaptación a la nueva normativa eléctrica. *BOE*, 30 de noviembre de 2009, núm. 288, p. 101240- 101335

- España. Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016 y se aprueban determinadas instalaciones tipo y parámetros retributivos de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. *BOE*, 18 de diciembre de 2015, núm. 302, p. 119084-119136
- España. Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017. *BOE*, 29 de diciembre de 2016, núm. 314, p. 91089-91104
- España. Convenio internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa, hecho en Santiago de Compostela, el 1 de octubre de 2004. *BOE*, 22 de mayo de 2006, núm. 121, p. 19208-19212
- CONSEJO EUROPEO. (2014). 2030 Climate and Energy policy framework, conclusions. (EUCO 169/14). Recuperado de: [https://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms\\_data/docs/pressdata/en/ec/145397.pdf](https://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/en/ec/145397.pdf)
- CONSEJO EUROPEO. (2014). 2030 Framework for Climate and Energy. Recuperado de: [https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/strategies/2030/docs/2030\\_euco\\_conclusions\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/strategies/2030/docs/2030_euco_conclusions_en.pdf)
- COMISIÓN EUROPEA. (2008). *Enfrentarse al desafío de la subida de los precios del petróleo*. Bruselas: Comisión Europea. < <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2008:0384:FIN:ES:PDF> >
- SMART GRIDS INFO. (2017). “La energía eólica propiciará la descarbonización total del sistema eléctrico español para 2040” en *Smartgridsinfo*, 21 de noviembre. <<https://www.smartgridsinfo.es/2017/11/21/energia-eolica-propiciara-descarbonizacion-total-sistema-electrico-espanol-para-2040>>
- VALVERDE, F. (2016). “A mal tiempo...luz barata” en *Gesternova*, 22 de febrero. <<https://gesternova.com/a-mal-tiempo-luz-barata/>>
- COLÓN CORTEGOSO, J. (2015). “Cada hogar aportará 1€ al año (vía factura de la luz) al Fondo Nacional de Eficiencia Energética” en *Gesternova*, 29 de abril. <<https://gesternova.com/cada-hogar-aportara-1-e-al-ano-al-fondo-nacional-de-eficiencia-energetica/>>
- SMARKIA.COM. (2014). “Factura indexada a pool (i): Principales características” en *Smarkia*, 22 de septiembre. <<https://www.smarkia.com/es/blog/factura-indexada-pool-i-principales-caracteristicas>>
- ENERGÍAS RENOVABLES. (2018). “El precio de las emisiones de CO2 bate nuevos récords” en *Energiasrenovables*, 20 de agosto. <<https://www.energiasrenovables.com/panorama/el-precio-de-las-emisiones-de-co2-20180820>>

- HAUSFATHER, Z. (2017). "Analysis: Global CO<sub>2</sub> emissions set to rise 2% in 2017 after three-year 'plateau'" en *Carbon Brief*, 17 de noviembre. < <https://www.carbonbrief.org/analysis-global-co2-emissions-set-to-rise-2-percent-in-2017-following-three-year-plateau> >
- SAMUELSON, P., NODHAUS, W. (2014). *Introducción a la Macroeconomía*. España: McGraw-Hill Interamericana de España, S.L.
- RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA. (2013). *La Operación del Sistema Eléctrico para Dummies*. España: Grupo Planeta.
- GARCIA PORTERO, J. (2018). "Perspectiva para el petróleo y el gas" en *Industria Química*. Nº 56, abril 2018, p. 46-60.
- GONZÁLEZ JIMÉNEZ, A. (2018). "El papel de la energía nuclear en la transición energética en España" en *Industria Química*. Nº 59, junio 2018, p. 34-39
- LA SEXTA. (2017). "Hoja de ruta del impuesto al sol en 2017: ¿Podremos autoabastecernos con energías renovables en 2018?" en *Lasexta.com* <[https://www.lasexta.com/noticias/economia/hoja-ruta-impuesto-sol-2017-cuando-podremos-autoabastecernos-energias-renovable\\_2017071459689cd00cf20d3cbe8395b3.html](https://www.lasexta.com/noticias/economia/hoja-ruta-impuesto-sol-2017-cuando-podremos-autoabastecernos-energias-renovable_2017071459689cd00cf20d3cbe8395b3.html)> [Consulta: 7 de marzo de 2018]
- Arise Energy 2014, S.L. < <http://www.ariseenergy.es/> > [ Consulta: 7 de octubre de 2017; 9 de marzo de 2018; 18 de abril de 2018; 19 de abril de 2018; 29 de septiembre de 2018]
- Gesternova Energía. < <https://gesternova.com/> > [ Consulta: 16 de junio de 2018; 29 de septiembre de 2018]
- OMIE. *Mercados y Productos*. < <http://www.omie.es/inicio/mercados-y-productos/conoces-nuestro-mercado-de-electricidad> > [Consulta: 7 de octubre de 2017; 10 de marzo de 2018; 18 de abril de 2018; 19 de abril de 2018]
- OMIE. *Resultados del mercado*. <<http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf> > [Consulta: 11 de enero de 2017; 7 de octubre de 2017; 10 de marzo de 2018; 11 de marzo de 2018; 15 de abril de 2018; 15 de mayo de 2018; 15 de junio de 2018; 15 de julio de 2018; 15 de agosto de 2018; 15 de septiembre de 2018; 15 de octubre de 2018; 15 de noviembre de 2018; 15 de diciembre de 2018; 2 de enero de 2019]
- OMIE. *Normativa de mercado*. <<http://www.omie.es/inicio/normativa-de-mercado> > [Consulta: octubre de 2017, noviembre de 2017, marzo de 2018, septiembre de 2018]
- OMIP. <<https://www.omip.pt/>> [ Consulta: 15 de diciembre de 2017; 15 de enero de 2018; 15 de marzo de 2018; 15 de septiembre de 2018; 15 de diciembre de 2018; 2 de enero de 2019]
- MEFF Sociedad Rectora del Mercado de Productos Derivados, S.A.U. <<http://www.meff.es/esp/>> [Consulta: 15 de marzo de 2018; 15 de diciembre de 2018]
- RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA. *Actividades*. < <https://www.ree.es/es/actividades> > [Consulta: 7 de octubre de 2017; 18 de enero de 2018; 19 de enero de 2018; 20 de enero de 2018; 8 de septiembre de 2018]

- PRECIO PETRÓLEO. *Barril Brent*. < <https://www.preciopetroleo.net/brent.html> > [ Consulta: 15 de septiembre de 2018; 16 de septiembre de 2018; 2 de enero de 2019]
- THE ICE. *Brent Crude Futures*. <<https://www.theice.com/products/219/Brent-Crude-Futures/data?marketId=222469> > [Consulta: 15 de septiembre de 2018; 16 de septiembre de 2018; 2 de enero de 2019]
- EXPANSIÓN, DATOSMACRO. *Precio Petróleo Brent*. < <https://datosmacro.expansion.com/materias-primas/brent?anio=2019> > [Consulta: 15 de septiembre de 2018; 16 de septiembre de 2018; 2 de enero de 2019]
- EXPANSIÓN, DATOSMACRO. MATERIAS PRIMAS. < <HTTP://WWW.EXPANSION.COM/MERCADOS/MATERIAS-PRIMAS.HTML> > [Consulta: 15 de septiembre de 2018; 16 de septiembre de 2018; 2 de enero de 2019]
- BANCO MUNDIAL. *Emisiones de CO<sub>2</sub>*. <<https://datos.bancomundial.org/indicador/EN.ATM.CO2E.PC> > [Consulta: 17 de septiembre de 2018; 18 de septiembre de 2018; 2 de enero de 2019]
- INVESTING. *Futuros emisiones CO<sub>2</sub>*. < <https://es.investing.com/commodities/carbon-emissions-historical-data> > [Consulta: 17 de septiembre de 2018; 18 de septiembre de 2018; 2 de enero de 2019]
- Agua embalsada en España*. < <https://www.embalses.net/> > [Consulta: 5 de abril de 2018; 20 de noviembre de 2018]
- ASOCIACIÓN EMPRESARIAL EÓLICA. *Sobre la Eólica*. <<https://www.aeeolica.org/sobre-la-eolica/> > [Consulta: 5 de abril de 2018; 20 de noviembre de 2018]
- INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA. < [www.idae.es](http://www.idae.es) > [Consulta: 21 de abril de 2018, 22 de abril de 2018, 21 de noviembre de 2018]
- MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA. < <https://www.miteco.gob.es/es/> > [Consulta: 21 de abril de 2018, 18 de octubre de 2018, 19 de octubre de 2018, 29 de diciembre de 2018]
- COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA. *Energía*. <<https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia> > [Consulta: 21 de abril de 2018, 24 de abril de 2018, 17 de septiembre de 2018, 29 de diciembre de 2018]
- ENTE VASCO DE LA ENERGÍA. *Agencia energética del Gobierno Vasco*. <<https://www.eve.eus/?lang=es-ES> > [Consulta: 22 de noviembre de 2018; 23 de noviembre de 2018]
- ENTE VASCO DE LA ENERGÍA. (2015). "*Estudio Ambiental Estratégico de la Estrategia Energética de Euskadi 2025*". Recuperado de: <[http://www.industria.ejgv.euskadi.eus/contenidos/informacion/estrategia\\_energetica\\_euskadi/es\\_def/adjuntos/3E2025%20Estudio%20Ambiental%20Estrat%C3%A9gico%20v1.0.pdf](http://www.industria.ejgv.euskadi.eus/contenidos/informacion/estrategia_energetica_euskadi/es_def/adjuntos/3E2025%20Estudio%20Ambiental%20Estrat%C3%A9gico%20v1.0.pdf)>
- COMISIÓN EUROPEA. *Dirección General de Energía*. < [https://ec.europa.eu/info/departments/energy\\_es](https://ec.europa.eu/info/departments/energy_es) > [Consulta: 11 de abril de 2018; 12 de abril de 2018; 8 de octubre de 2018; 23 de noviembre de 2018]

COMISIÓN EUROPEA. *Acción por el clima*. < [https://ec.europa.eu/clima/policies/ets\\_es](https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_es) > [Consulta: 12 de febrero de 2018; 14 de febrero de 2018; 5 de diciembre de 2018]

COMISIÓN EUROPEA, EUROSTAT. *Electricity Price statistics*. [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity\\_price\\_statistics](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_price_statistics) > [Consulta: 25 de noviembre de 2018]

ASOCIACIÓN DE EMPRESAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA (A3E). (2016) *Compra de energía*. Recuperado de <<https://www.asociacion3e.org/conocimiento/compra-de-energia>> [Consulta: febrero de 2018]

ASOCIACIÓN DE EMPRESAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA (A3E). *Curso online de PPA's y Compra de Mercados de Futuros*. Fecha de impartición: Del de 5 de marzo de 2018 al 16 de marzo de 2018.

ASOCIACIÓN DE EMPRESAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA (A3E). *Curso online de Introducción a la compra de Energía en España*. Fecha de impartición: Del de 5 de marzo de 2018 al 16 de marzo de 2018.



## ANEXO I

Tabla 10 Tarifas de acceso

Tarifa		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
2.0A	TP	38,043426	-	-	-	-	-	B A J A  T E N S I Ó N
	TE	0,044027	-	-	-	-	-	
2.0 DHA	TP	38,043426		-	-	-	-	
	TE	0,062012	0,002215	-	-	-	-	
2.0DHS	TP	38,043426		-	-	-	-	
	TE	0,062012	0,002879	0,000886	-	-	-	
2.1A	TP	44,444710	-	-	-	-	-	
	TE	0,057360	-	-	-	-	-	
2.1 DHA	TP	44,444710		-	-	-	-	
	TE	0,074568	0,013192	-	-	-	-	
2.1DHS	TP	44,444710		-	-	-	-	
	TE	0,074568	0,017809	0,006596	-	-	-	
3.0A	TP	40,728885	24,437330	16,291555	-	-	-	
	TE	0,018762	0,012575	0,004670	-	-	-	
3.1A	TP	59,173468	36,490689	8,367731	-	-	-	
	TE	0,014335	0,012754	0,007805	-	-	-	
6.1A	TP	39,139427	19,586654	14,334178	14,334178	14,334178	6,540177	A L T A  T E N S I Ó N
	TE	0,026674	0,019921	0,010615	0,005283	0,003411	0,002137	
6.1B	TP	31,020989	15,523919	11,360932	11,360932	11,360932	5,183592	
	TE	0,021822	0,016297	0,008685	0,004322	0,002791	0,001746	

Fuente: BOE 18/12/15-BOE 29/12/16. Elaboración propia.