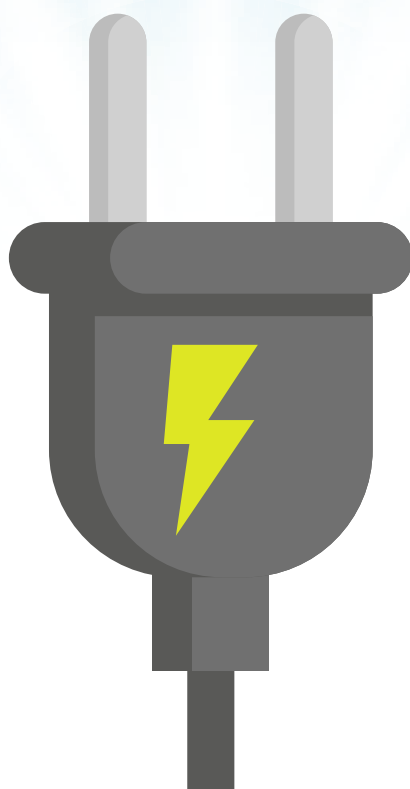




¿Cómo funciona el mercado eléctrico español?



Índice

0	Introducción	3
1	Marco histórico del mercado eléctrico español	4
2	El sistema eléctrico español (I): actividades, características y agentes	6
3	El sistema eléctrico español (II): los mercados	10
4	Los peajes eléctricos	16
5	Otras preguntas sobre el mercado eléctrico español que seguramente te has hecho	21
6	Para saber más	27
7	Fuentes consultadas	34

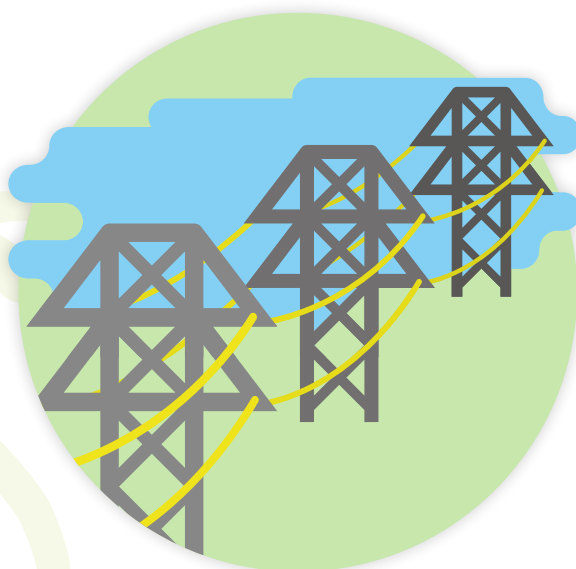
0 Introducción

El mercado eléctrico español plantea muchos interrogantes. ¿Cómo puede ser, por ejemplo, que pagemos más por la energía que otros países europeos de nuestro entorno, aunque los salarios aquí sean comparativamente más bajos, y que, pese a pagar más, el sector eléctrico diga que tiene déficit y nos lo traslade a las facturas?

El sector eléctrico presenta una complejidad que hace muy difícil que quienes lo utilizamos entendamos su funcionamiento. Según  [Dolors Clavell](#), exdiputada, abogada y miembro del Consejo Rector de Som Energía entre los años 2013 y 2016, esta complejidad es intencionada y trata de evitar que se conozca a fondo el sector energético. ¿Y eso por qué? Pues, según afirma ella, porque tradicionalmente ha existido una gran complicidad entre el poder político y los sectores económicos que han gestionado la energía, a quienes favorece la situación actual.

Es hora, por lo tanto, de poner fin a esta anomalía. Y una manera de hacerlo es conocer cómo funciona el mercado eléctrico español y saber que ahora mismo existen opciones para no dejar en manos del oligopolio existente la gestión de nuestra factura. ¿Cómo? Contratando a empresas alternativas, nuevos agentes que han aparecido en el mercado en los últimos años, por ejemplo, a comercializadoras de energía renovable como Som Energía.

Ahora mismo nos encontramos en un momento de oportunidad: si la ciudadanía se organiza e incide en todos los espacios posibles, podemos promover un mercado eléctrico más democrático y más justo, dar el paso al necesario cambio del modelo de negocio de las compañías eléctricas y provocar la entrada masiva de las energías renovables en el mercado durante los próximos años. Porque nosotros, si nos organizamos, podemos tener mucho más poder que cualquier empresa de este país.



1 Marco histórico del mercado eléctrico español



1 Marco histórico del mercado eléctrico español

Antes de adentrarnos en el entramado del sistema eléctrico español, os ofrecemos unas pinceladas históricas para saber de dónde venimos.

A menudo escuchamos o leemos que el sistema eléctrico español se encuentra liberalizado, que desde 1998 existe el “mercado libre” de la electricidad. Se trata de una afirmación discutible, ya que básicamente sigue controlado por cinco grandes empresas, por lo que es más bien un mercado en régimen de oligopolio. Además, realmente esta liberalización solo se ha dado en las actividades de producción y comercialización, que representan un porcentaje muy pequeño del importe total que mueve el sector eléctrico y, aun así, el peso que tiene el oligopolio también en las actividades liberalizadas es muy significativo.

La aplicación en muchos países, desde la década de 1980, de las políticas neoliberales supuso la privatización generalizada de una parte o

de la totalidad de los sistemas eléctricos de un gran número de estados.

A diferencia de otros países del entorno, el Estado español no controló nunca el sector eléctrico. Dispuso, eso sí, de una empresa pública dependiente del INI (Instituto Nacional de Industria), que fue la Empresa Nacional de Electricidad, SA (Endesa), creada en 1944.

A finales de la década de los ochenta, el Estado empezó a venderse esta compañía y, en la segunda mitad de la década siguiente, su privatización ya fue completa y pasó a manos de la multinacional italiana Enel (Enel Energy Europe). A partir de entonces, por lo tanto, **todo el sistema eléctrico español es privado**. Sin embargo, cabe destacar la existencia de algunas cooperativas de generación, distribución o comercialización, que tienen una cuota de mercado creciente, pero todavía muy pequeña, y que representan un modelo distinto de negocio.

1944

Creació d'Endesa (Empresa Nacional de Electricidad S.A.), empresa pública dependent de l'Institut Nacional de Industria (INI) destinada a controlar el mercat elèctric.



Dècades de 1980 i 1990

En un context general de polítiques neoliberals, l'Estat es ven progressivament ENDESA, fins arribar a la **privatització total**.

La exposición de motivos de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, que autorizó dicha venta, no puede ser más clara: “No se considera necesario que el Estado se reserve para sí el ejercicio de ninguna de las actividades que integran el suministro eléctrico. Así, se abandona la noción de servicio público, tradicional en nuestro ordenamiento pese a su progresi-

va pérdida de transcendencia en la práctica, sustituyéndola por la expresa garantía del suministro a todos los consumidores demandantes del Servicio dentro del territorio nacional.” Como sabemos, en la práctica, ni las eléctricas ni el Estado han sido capaces de garantizar el suministro eléctrico a una parte de la ciudadanía.

2 El sistema eléctrico español (I)



2 El sistema eléctrico español (I): actividades, características i agentes

El sistema eléctrico español comprende la generación, el transporte, la distribución y la comercialización de la electricidad, que son actividades ejecutadas de forma separada, aunque con una estrecha vinculación entre ellas. A continuación, explicaremos las características de cada una de estas cuatro actividades.

► La generación o producción

Corresponde a todas las plantas y centros de generación de energía eléctrica, desde **centrales nucleares, de carbón, fuel, gas e hidráulica**, hasta fuentes de energía renovable (**solar, eólica, fotovoltaica y biomasa**), además de **residuos y cogeneración**. Casi todas son empresas privadas, y en España su número es muy elevado; la única misión que deben cumplir es generar electricidad y su objetivo es ganar dinero con ello.

Cabe señalar que, **en España, hay suficientes centrales para producir la electricidad que se utiliza**; sin embargo, los intercambios de energía con los estados vecinos, sobre todo Francia y Marruecos, son constantes y, cuando la electricidad de estos países es más barata que la propia, se importa, aunque estas interconexiones quedan limitadas por una cuestión de capacidad, ya que la dimensión del cable a través del que se produce el flujo supone un límite físico, fijo y objetivo. Si bien desde 2003 hasta 2015 España exportaba más de lo que importaba, según datos del Operador del Mercado Ibérico (OMIE en España), a partir de 2016 el saldo se invirtió y ahora importa más de lo que exporta.

► El transporte

La energía suele generarse lejos de los centros de consumo; por lo tanto, una vez generada, hay

que transformarla y transportarla por las líneas de alta tensión hasta las subestaciones transformadoras. La red de transporte, pues, nos acerca la electricidad, mediante líneas de alta tensión, desde los centros de generación hasta los centros de consumo, pero no hasta las personas usuarias (la deja cerca).

De esta actividad del sistema eléctrico se encarga **Red Eléctrica de España (REE)**, que es la sociedad anónima que gestiona y mantiene las líneas de transporte de alta tensión. Su red de transporte conecta las centrales con la red de distribución. Opera en **régimen de monopolio**, es decir, solo existe este operador. Se trata, sin embargo, de un monopolio natural, dado que sería poco eficiente y muy caro para el consumidor (y el medio ambiente) disponer de más de una red de transporte. El punto crítico de esta situación es que se haya cedido el control de una infraestructura tan importante a una entidad privada cuyo objetivo último es maximizar el beneficio económico y no la utilidad pública. Además, REE es el operador del sistema eléctrico español (OS): regula la energía existente en el sistema, por lo que cuadra los flujos físicos de generación y demanda. REE es la principal filial de Red Eléctrica Corporación, SA, un grupo multinacional de origen español que actúa en el mercado eléctrico internacional como operador del sistema eléctrico.

► La distribución

La electricidad se transporta de las subestaciones hasta los puntos de consumo (hogares, comercios, industrias) por medio de cables de media y baja tensión. Esta red eléctrica de distribución es propiedad de las empresas distribuidoras. Cada una, dentro de la zona de actuación

que tiene delimitada, se encarga de garantizar el suministro, leer los contadores y facturar los peajes (más adelante hablaremos de los peajes).

El gobierno considera la distribución como un **monopolio histórico natural** por parte de estas cinco empresas: EDP, Endesa, Iberdrola, Naturgy (antigua Unión Fenosa) y Viesgo Distribución. Estas compañías están agrupadas desde 2018 en la asociación AELEC (Asociación Española de la Industria Eléctrica), que sustituye la histórica Unesa, creada en 1944. La ley también atribuye a cada compañía el monopolio de las redes de distribución y su gestión directa en unas zonas geográficas determinadas. Esto es así porque una red de distribución implica mucha obra civil con unos costes muy elevados; duplicar o quintuplicar estas obras civiles sería muy costoso. Este es el motivo por el que en una determinada zona existe una sola distribuidora. Por lo tanto, no podemos cambiar de empresa distribuidora, porque esta depende de la zona donde vivimos. Podemos consultar el mapa territorial de las grandes empresas distribuidoras españolas  [aquí](#).

Una vez más, cabe preguntarse por qué una actividad como esta se encuentra cedida a entidades privadas en lugar de considerarse como un bien de utilidad pública.

De todos modos, existen aproximadamente  **330 empresas distribuidoras** registradas, muchas de alcance local. Ahora bien, más del 95% del negocio se reparte entre las cinco compañías mencionadas anteriormente, las cuales, además, ejercen una posición dominante en las actividades de generación y comercialización de energía eléctrica a través de otras empresas del mismo grupo empresarial.

► La comercialización

La electricidad para uso doméstico no la compramos a la empresa distribuidora propietaria

del cable de distribución que llega a nuestra casa, sino que la compramos a una empresa comercializadora que podemos escoger. Es decir, la empresa comercializadora se encarga de comprar la electricidad en el mercado mayorista y de venderla a los clientes, así como de tramitar cambios de titular, de potencia o de tarifa. El uso de este servicio de compraventa se realiza mediante la red de distribución y, por lo tanto, las comercializadoras deben pagar un precio fijo a la distribuidora propietaria del tramo de red correspondiente.

Podemos escoger la empresa comercializadora entre todas las que operan en el mercado libre, o adherirnos al precio regulado por el Estado.

¿Y cuál es la **diferencia entre mercado regulado y mercado libre**? En el primero, los precios y servicios vienen marcados por el gobierno, y en el libre lo deciden las empresas comercializadoras, normalmente con márgenes muy ajustados. Si tenemos nuestro contrato de electricidad en el mercado regulado, por defecto nos aplicarán el PVPC (precio voluntario para el pequeño consumidor) que fija este mercado.

El mercado regulado se halla disponible solo para contratos domésticos (por debajo de los 10 kW de potencia contratada) y su precio está regulado por el Estado, de forma que queda siempre relacionado con el precio de coste de la energía en el mercado diario, impidiendo márgenes excesivos, pero también aceptando el riesgo de la volatilidad del mercado. Este precio regulado solo lo pueden ofrecer las comercializadoras de referencia, y el origen de la energía suministrada es el “mix de generación”, con un peso importante de fósil y nuclear.

El mercado libre es aquel en el que cada comercializadora oferta libremente un precio y servicios asociados, así como el origen de la electricidad, lo que hace posible comercializar energía 100% renovable. El precio puede ser indexado

a mercado, pero la mayoría de las comercializadoras ofrecen tarifas a precio fijo, con el que no nos vemos afectados por fluctuaciones del mercado.

A raíz de la liberalización de la actividad de comercialización del sector eléctrico, que comenzó en 1997, los usuarios de electricidad pudimos elegir por primera vez con cuál de las empresas existentes queríamos contratar la luz. Este proceso de liberalización culminó en 2009; a partir de esta fecha, la lista de empresas comercializadoras ha ido ampliándose. Podemos encontrar la lista actual [!\[\]\(666e09182d4cd268646ea700ea60dcdf_img.jpg\) aquí](#). En el mercado libre podemos escoger la comercializadora que se amolde a nuestros valores sociales y ambientales, y que ofrezca tarifas similares a la media del precio anual que ofrece el mercado regulado.

Un par de datos importantes: según el informe anual de supervisión de los cambios de comercializador en los sectores eléctrico y de gas natural en 2018, en lo que se refiere a comercialización, el mercado libre controla 18,1 millones de puntos de suministro (el 62% de todo el mercado). El 86,5% de los puntos de suministro está en manos de cinco grupos: Iberdrola, Endesa, Naturgy, EDP y Viesgo (comprada por Repsol, que mantuvo el nombre comercial hasta 2019). El mercado regulado, en cambio, cuenta con 11,2 millones de puntos de suministro (que equivale al 38% del mercado).

Por último, debemos saber que durante los años que duró este proceso de desagregación del sector energético, se pidió a todos los estados miembros de la Unión Europea que impusieran la separación jurídica y funcional de los actores que operan al mismo tiempo en las actividades principales de mercado de la electricidad: generación, transporte, distribución y comercialización. Algunos países fueron más allá y extendieron estas restricciones a los *holdings* o grupos empresariales de integración vertical. España

no lo hizo. Las consecuencias de ello es que cinco *holdings* controlan la mayoría de actividades, es decir, generan, distribuyen, compran y venden electricidad porque tienen empresas del grupo en todos estos sectores. Por eso, muchas veces la empresa matriz es la misma (Endesa o Iberdrola, por ejemplo).

3 El sistema eléctrico español (II)



3 El sistema eléctrico español (II): los mercados

El precio de la energía eléctrica mayorista se fija principalmente a través del mercado diario. Pero también hay otras maneras de fijar el precio de la energía, como, por ejemplo, los contratos bilaterales y el mercado de futuros. Veámoslo en detalle.

► El mercado diario

El mercado diario es el mercado donde se ajusta la oferta (producción prevista) y la demanda (consumo previsto) de energía eléctrica. Como depende de multitud de variables, el precio es muy volátil. Se conoce como *pool* y se gestiona a través del  [Operador de Mercado Ibérico \(OMIE\)](https://www.omie.es), que ejerce de operador del mercado.

El *pool* o mercado ibérico tiene **una sesión diaria, seis intradiarias y un mercado continuo**. La sesión diaria, o mercado diario, es donde se **negocia la mayor parte de la energía**, mientras que en las sesiones intradiarias (mercados intradiarios) se ajustan algunas cantidades programadas una vez ya fijado el mercado diario. Por último, el mercado continuo es similar a los intradiarios, pero, en lugar de hacer ofertas, no funciona directamente con subastas, sino con órdenes de compra.

En el **mercado eléctrico diario**, el más importante de todos, las empresas generadoras de energía (hidráulica, nuclear, térmica, renovables...) presentan al operador del mercado (OMIE) sus ofertas de generación o venta para cada una de las 24 horas del día siguiente. A su vez, comercializadoras y grandes usuarios (domésticos e industriales) presentan sus ofertas de adquisición o compra, es decir, la energía que prevén que utilizarán en cada una de estas horas. La

capacidad de realizar intercambios internacionales de energía también se incluye como una variable más del mercado. **Som Energía participa en este mercado diario a través del grupo de compra cooperativo Unión Electro Industrial**, impulsado por Enercoop, una cooperativa eléctrica con más de 100 años de historia.

De forma horaria, el OMIE ordena las ofertas de generación de menor a mayor según el precio de venta (oferta) y de mayor a menor según el precio de compra (demanda). El precio de la electricidad y la cantidad de energía que venderá y/o comprará cada agente se determina a partir de un punto de equilibrio entre la oferta y la demanda. El punto de corte define el precio de la energía para aquella hora, llamado *precio de ajuste*, y el volumen de energía situado a la izquierda de este punto es el que se comercializará a esa hora. Son las ofertas aceptadas. El encargado de calcular este punto de equilibrio para cada hora del día siguiente es **Euphemia**, el algoritmo que utiliza el OMIE para ajustar la oferta y la demanda. Algunos productores presentan ofertas llamadas *complejas*, que están condicionadas a unos mínimos técnicos por los que pueden poner en marcha la planta, es por eso que es necesario un algoritmo que recorra todas las posibilidades de equilibrio entre oferta y demanda para encontrar el punto óptimo.

Hay que saber que el mercado eléctrico diario es marginalista. Eso quiere decir que todas las compañías productoras cobran al precio del último productor que haya entrado en el mercado, o sea, el último productor que cubra la última unidad de electricidad demandada, es decir, el precio más caro, aunque no a todos les cuesta lo mismo producirla.

► Los contratos bilaterales

Tal y como hemos visto, el precio de la electricidad es muy volátil, porque depende de muchas variables. Esto genera una gran incertidumbre sobre el precio que habrá día a día en el mercado y provoca que tanto empresas generadoras como comercializadoras tengan interés de poder fijar un precio a largo plazo que asegure la viabilidad de los proyectos.

Por ejemplo, si queremos montar un parque eólico, tenemos que tener claro que podemos hacer frente a los costes (inversión y mantenimiento) que genere. Una vía para asegurar esta viabilidad son una clase de contratos bilaterales (denominados **PPA** según las siglas en inglés: **Power Purchase Agreement**) a través de los cuales se pacta el suministro de energía a un precio fijo entre un determinado generador y un usuario (consumidor final o empresa comercializadora). Al generador le permite asegurar unos ingresos que hacen viable su proyecto y al usuario le aseguran un precio de compra. El precio de la energía a los PPA puede ser FIJO, pactando un precio a lo largo de la vida del contrato, que podrá incluir incrementos relacionados con la inflación o con variables del mercado eléctrico.

Estos contratos a precio fijo también pueden ser *frontloaded*, cuando el productor recibe una retribución más alta durante los primeros años, facilitando una rápida amortización de su deuda, o *backloaded*, cuando un productor con músculo financiero puede ofrecer precios más competitivos durante los primeros años y fijar una subida de precios al final de contrato, cuando recuperará completamente su inversión.

También se pueden firmar PPA donde el precio de la energía se corresponda al precio de mercado, estableciendo un descuento porcentual y, en muchos casos, una cláusula tierra, que asegure los ingresos del productor, y una cláusula techo, que limite los costes del comercializador.

Hay muchos tipos de PPA, pero principalmente diferenciamos los PPA físicos y los PPA financieros. En los **PPA físicos** la energía se consume de manera real por parte del consumidor que ha firmado el PPA, y la entrega de energía puede ser directa o indirecta. Los PPA físicos con entrega directa están muy limitados, porque implica una clara proximidad geográfica para poder generar un “circuito” cerrado de consumo. Los PPA físicos con entrega indirecta son aquellos en los que la energía producida es entregada en la red nominada a la unidad de consumo con quien se ha firmado el PPA, por lo tanto, no se tendrá en cuenta para fijar el precio de la energía por parte de OMIE, pero sí que lo será para regular el equilibrio del sistema por parte de REE.

Los **PPA financieros** son aquellos en los que no hay un intercambio físico de energía, sino que las partes firman un contrato que fija un precio y se liquidan las diferencias respecto al precio de mercado. El generador vende la producción en el mercado según precio horario y el consumidor hace lo mismo, comprando en el mercado a precio de mercado horario. Si el precio es superior al fijado en el contrato del PPA, el generador que ha recibido un precio superior por su energía paga esta diferencia al comercializador. Si el precio de mercado es más bajo que el firmado en el contrato, será el comercializador quien, habiendo comprado la energía más barata que al precio del PPA, pagará la diferencia al generador, de manera que asegura que en todo momento el precio de la energía que se compra y se vende acaba siendo el que fija el contrato.

Los PPA, por lo tanto, pueden ser una herramienta para impulsar proyectos de generación renovable y forzar que cada vez sea mayor la proporción de energías renovables en el mix de generación. Mediante estos contratos directos, o PPA físicos, las comercializadoras pueden asegurar el origen de su energía, aumentando la trazabilidad para identificar el origen renovable de la energía co-

mercantilizada, y participar en la financiación para la creación de nuevas plantas de generación renovable. También hay empresas con consumo elevado de electricidad que firman PPA con generadores de electricidad renovable, no solo para conocer previamente el coste energético de su actividad, sino también para poder publicitar que su uso energético proviene de fuentes renovables.

Aun así, hay que destacar que cada PPA es diferente, y que justamente en esta libertad para establecer las condiciones, duración y fijación de precios, recae el potencial de este tipo de contratos, y también su dificultad. Estos contratos apenas se están empezando a generalizar en el mercado eléctrico español, y hay que superar la desconfianza que genera la poca regulación específica existente, así como la volatilidad de los precios y la elevada incertidumbre más allá de los próximos 5 años.

► El mercado de derivados

Dada la volatilidad del precio del mercado diaria, paralelamente se ha desarrollado el **mercado de derivados o de futuros**, un mercado financiero donde se compran y venden productos financieros que tienen como finalidad asegurar un precio de compra y venta de energía eléctrica en un momento determinado del tiempo. Hay menos volatilidad y puede tener carácter especulativo, ya que solo intervienen productores y consumidores de la economía real. En el mercado de futuros se aseguran precios de prácticamente cualquier materia prima. Surgieron con el fin de proteger a los agricultores ante las inclemencias meteorológicas y poder asegurar un ingreso por sus cosechas. En la actualidad se pueden encontrar derivados que lo protegen prácticamente todo: el precio de cereales, del café, del cacao, pero también tipos de cambio o tipos de interés. En el mercado de derivados no se registra ningún intercambio físico, únicamente se realizan

flujos monetarios. El comprador deberá acudir igualmente al mercado diario para obtener su energía.

El mercado de derivados se vuelve especulativo porque no está abierto solo a operadores de la economía real (productores y consumidores). Cualquier bróker puede intervenir. Imaginemos que compramos futuros para asegurar que en diciembre pagamos la energía a 40 €/WHR. Si mañana la cotización de los futuros asciende a 50 €/MWh, un especulador venderá sus futuros para obtener 10 € de beneficio por cada MWh cubierto, lo que afectará a la cotización del mercado y, en consecuencia, a los actores que sí que lo emplean con fines no especulativos. Existe un mercado de derivados organizado y otro no organizado (OTC). En un mercado organizado interviene un actor (cámara de compensación) que asegura el cumplimiento de los compromisos en el vencimiento del contrato mediante el depósito de garantías. En los mercados OTC no existe esta garantía y, por lo tanto, las partes asumen más riesgos.

Mencionemos de manera rápida algunos tipos de derivados que podemos encontrar:

- **Futuros:** un futuro es un contrato negociado en un mercado organizado donde ambas partes acuerdan la compraventa de una cantidad concreta del activo subyacente (en este caso energía) en una fecha futura determinada y a un precio convenido. En el momento del vencimiento, se liquidarán las diferencias. ¿Eso qué quiere decir? Si el precio del contrato es de 40 €/MWh y el precio real en el mercado diario al vencimiento del contrato ha sido de 45 €/MWh, la parte productora deberá pagar 5 €/MWh para cada MWh contratado. La parte generadora habrá ingresado 45 € al mercado diario, pero se había protegido a un precio de 40 €, por lo tanto, la diferencia la transferirá al comprador.

- **Forwards y Swaps:** son dos formas de futuro, pero que se contratan en mercados OTC. Funcionan exactamente igual; la única diferencia es que el *forward* se liquida de una sola vez al final del contrato (por ejemplo, si cubro el precio de seis meses, la liquidación de las diferencias se hará a los seis meses), mientras que un *swap* permite liquidaciones continuas (se hace una liquidación de diferencias cada mes).
- **Opciones:** una opción es un contrato donde el comprador tiene el derecho, pero no la obligación, de comprar (opción denominada *call*) o vender (opción denominada *put*) una cantidad del activo subyacente (en este caso energía) a un precio convenido en una fecha futura acordada. Por este derecho se paga una prima. Si finalmente no la usa, el único coste que asume es el pago de la prima. Existen también opciones en el mercado OTC y se denominan *warrants*.

Comprando un volumen de energía a futuros, similar al volumen que se prevé comercializar, se asegura que, en caso de que el mercado diario donde se compra la energía real aumente mucho de precio, a pesar de tener que pagar la energía más cara, habrá un operador financiero que abonará la diferencia hasta el precio al que se han comprado los futuros. Del mismo modo, y en sentido contrario, si el precio de la energía a mercado diario baja, la comercializadora no podrá disfrutar de este ahorro, puesto que tendrá que abonar la diferencia entre el precio de mercado y el precio de futuros a la entidad financiera.

Esta cobertura de precios, por todo el volumen previsto de comercialización, o por una parte, es lo que permite a las comercializadoras ofrecer tarifas a precio fijo y ofrecer estabilidad en un mercado tan volátil, con vigencia anual o semestral, sin asumir riesgos que podrían hundirlas en caso de aumentos bruscos en el precio de mercado diario.

¿De qué depende el precio de la energía?

➤ **Sobre todo de la demanda.** Normalmente, si hay menos demanda el precio será más bajo (y al revés), porque las ofertas de venta más caras quedarán excluidas. Pero hay otros factores que también influyen:

- **La climatología.** Un frío intenso en invierno o un calor intenso en verano disparan la demanda debido a los sistemas de climatización. Del mismo modo, unos días con mucho viento o una temporada de sequía afectan de manera distinta a la oferta y, por consiguiente, al precio.
- **La estacionalidad.** A lo largo del año, el mercado suele tener una estacionalidad con precios mínimos a finales de invierno y principios de primavera. Esto se debe a la coincidencia en la estacionalidad de dos fuentes: viento y agua. Gracias al viento y al agua y a un calor moderado, los precios bajan, ya que producir con tecnologías eólicas e hidráulicas resulta más barato y, por lo tanto, no dejan entrar las tecnologías caras (ciclo combinado o carbón).
- **La indisponibilidad “energética” nuclear** (cuando, por ejemplo, las centrales nucleares se detienen para recargarse), y es así porque la energía de las nucleares se comercializa casi toda a través de contratos bilaterales. Cuando se producen paradas en las nucleares, los compradores que normalmente van por vía bilateral se trasladan al *pool* y provocan el aumento de la demanda, con la consiguiente subida del precio.
- **Las conexiones internacionales.** La energía fluye de los países baratos hacia los caros, lo que provoca que la energía se abarate en los países caros y se encarezca en los países baratos.
- **El coste de las materias primas.** Las energías fósiles dependen del coste de su materia prima, normalmente gas natural y carbón. Desde 2018, hay que añadir también el coste de emisión de GEI (gases de efecto invernadero).

Entonces, debido a todos estos factores, con las ofertas generadoras y comercializadoras, se forma el llamado **mix de generación**, que finalmente determina el precio para una hora y un día concretos.

En función de todas estas variables que afectan al precio de la energía, existen nuevos mercados y tecnologías en los que se puede actuar para conseguir abaratar el coste de la electricidad y facilitar el proceso de transición energética. En aquellos momentos en los que el mercado se encuentra en horas de precios altos o en momentos de aumento de demanda no previstos que fuerzan la entrada de plantas de producción más caras, es posible equilibrar el sistema mediante el pequeño ahorro de muchos usuarios. De forma que, gestionando su demanda, todos al mismo tiempo, pueden suponer una reducción de la demanda que evite la entrada de nuevas centrales de ajuste.

Esta figura, que gestiona pequeños ahorros de un gran número de usuarios, se denomina **agregador**, y puede gestionar las baterías del coche eléctrico o el encendido o apagado de aparatos de climatización o termos de ACS mediante dispositivos de conexión en remoto conectados en una red que permita actuar en tiempo casi real, sin afectar al confort del usuario. Esta energía, que se ha dejado de consumir en el momento en que el sistema lo necesitaba, se negocia en los nuevos mercados de regulación. Esto es lo que también se denomina **flexibilidad de la demanda**.

4 Los peajes eléctricos



4 Los peajes eléctricos

► Contexto: ¿qué son los peajes? ¿Qué son los cargos?

Cuando pagamos la factura de la luz, **existe un porcentaje que corresponde al concepto de peajes**, que no tiene que ver con los impuestos.

Las tarifas de acceso o  **peajes** son costes que pagamos todos los usuarios y usuarias de la electricidad. Tal y como hemos dicho, corresponden al transporte y la distribución de la energía y a otros costes que tienen relación con el suministro eléctrico.

Dentro de las tarifas de acceso, se incluyen varios conceptos. Por un lado, están **los peajes, que cubren el coste de los servicios imprescindibles para poseer suministro eléctrico**, como son:

- Transportar la energía para redes de alta tensión.
- Distribuir la electricidad en cada hogar, con instalación y lectura de contadores.

Estos servicios los prestan las empresas distribuidoras, que tienen el monopolio de distribución de una zona determinada a través de unas tarifas reguladas. Desde enero de 2020, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) tiene la responsabilidad de fijar esta parte de las tarifas de acceso y que explicaremos más adelante.

Por otro lado, están los **cargos del sistema eléctrico**. Estos conceptos son más discutibles y siempre se está debatiendo si es pertinente incluirlos como parte de las tarifas de peaje:

● **Primas a las energías renovables.**

Esta es una partida que genera mucha polémica porque es la responsable del incremento del precio de los peajes de los últimos años.

Desde otro punto de vista, la inversión en plantas de generación renovables, además de generar evidentes mejoras medioambientales, evitan que el precio de la energía aumente, ya que frenan la necesidad de centrales térmicas o de ciclo combinado.

● **Compensaciones extrapeninsulares.**

Es lo que se paga a Endesa para que los usuarios de las Canarias y Baleares abonen los mismos precios que los peninsulares, porque generar electricidad en las islas resulta mucho más caro.

● **Amortización del déficit.**

Es el famoso déficit tarifario; de él hablaremos más adelante.

El 15 enero de 2020, la CNMC aprobó la  **Circular 3/2020**, que establece una nueva metodología para calcular los peajes de transporte y distribución de electricidad en la factura eléctrica.

Las principales novedades de la Circular son la discriminación horaria en todos los peajes, es decir, la diferencia de importe de los peajes según los periodos horarios en que se utilice la electricidad, la simplificación de estos periodos y la creación de un solo peaje con tres periodos para los usuarios conectados en baja tensión con una potencia contratada inferior a 15 kW.

La Circular no solo afecta a todos los agentes del sector, sino también a todos los usuarios de energía eléctrica de España, ya que estipula cómo se reparte el coste de las redes.

► **Características generales de los nuevos peajes eléctricos**

A raíz de la aprobación de esta Circular, los pea-

jes se separan de los cargos. Ya lo hemos explicado: **los peajes retribuyen las redes de transporte y distribución, mientras que los cargos cubren otros costes del sistema relacionados con la política energética, como el pago del déficit de tarifa y las primas a las renovables.**

Los cargos los fija el gobierno. Los peajes se asignan en función, sobre todo, del nivel de tensión de la red a la que se conectan los usuarios y, excepcionalmente, según la potencia que hayan contratado.

De manera casi idéntica a lo que ocurre actualmente, los costes de las redes de transporte y distribución se seguirán cubriendo con el término potencia, que es el precio fijo por la potencia contratada. **Los peajes serán más baratos en los periodos horarios de menor demanda y más caros en los periodos de mayor demanda.**

La Circular encuadra a todos los usuarios en **baja tensión y con potencia contratada inferior o igual a 15 kW**, es decir, la mayoría de los usuarios domésticos y de pymes se colocan en un nuevo grupo tarifario, el 2.0 TD. Este grupo recoge los grupos tarifarios hasta ahora denominados 2.0 A, 2.0 DHA, 2.0 DHS, 2.1 A, 2.1 DHA y 2.1 DHS.

Para el grupo 2.0 TD, los peajes únicamente se **diferenciarán según el periodo horario. Se establecen tres periodos horarios en el término de energía** –periodo 1 (punta), periodo 2 (plano) y periodo 3 (valle)– **y dos periodos horarios en el término potencia** –periodo 1 (punta) y periodo 3 (valle). En cambio, para los fines de semana y los festivos de ámbito estatal no sustituibles y con fecha fija, se establece un único periodo de 24 horas (valle), tanto para la potencia como para la energía. Recordemos que el término de energía es el precio variable que pagamos por la cantidad de luz efectivamente utilizada y, por tanto, varía según el consumo.

Para los demás usuarios, de más de 15 kW o en alta tensión, los peajes pasarán a tener seis periodos, tanto en el término potencia como en el de energía, diferentes según la hora y el mes.

➤ Facturación

Recordemos que, por términos de facturación entendemos los componentes de la facturación de los peajes de transporte y distribución que están relacionados con las variables que provocan el coste. Con la nueva Circular, los términos de facturación son los siguientes:

● Facturación por potencia contratada

Como hasta ahora, **será el resultado de multiplicar el precio del término potencia de peaje del periodo correspondiente por la potencia contratada en este periodo.**

Excepto en el peaje 2.0TD, la potencia contratada en un periodo será siempre mayor o igual que la potencia contratada en el periodo anterior.

Esto supone un cambio importante para las actuales tarifas 3.0 A, ya que hasta ahora se podía contratar cualquier valor de potencia en cualquier periodo, mientras uno de estos valores fuera superior a 15 kW.

● Facturación por energía

Este término será exactamente igual al actual, es decir, **el resultado de multiplicar el término de energía del peaje del periodo por la energía consumida en este mismo periodo.**

● Facturación por potencia demandada

Modalidad de facturación de potencia disponible para tarifas de más de 15 kW o para aquellas inferiores a 15 kW (2.0TD) consideradas **no interrumpibles**. La principal diferencia es que se permite una demanda de potencia superior a la contratada, pero se aplica una penalización por cada kW de ex-

ceso de potencia. También hay que tener en cuenta que, en caso de demanda inferior a la contratada, se factura el valor de la potencia demandada cuando esta se encuentra entre el 100% y el 85% de la contratada. Si la demandada es inferior al 85% de la contratada, se seguirá facturando como mínimo este 85% de la contratada.

La penalización por exceso de potencia dependerá del tipo de equipo de medida. En contratos de potencia inferior a 50 kW, la penalización se efectuará según el valor del máxímetro, facturando la potencia contratada más el doble de la diferencia entre máxímetro y potencia contratada. Para contratos con potencia superior a 50 kW, se facturará el exceso de potencia según el exceso registrado por el contador en cada cuarto de hora, tal y como se hacía hasta ahora con tarifas de alta tensión de 6 periodos.

● **Facturación por energía reactiva**

Aún falta definir el término de energía reactiva del peaje, pero sabemos que su facturación será idéntica a la actual, y que se penalizará los consumos de reactiva superiores al 33% del consumo de energía activa y exceptuando los peajes en baja tensión con potencia contratada inferior o igual a 15 kW.

La principal novedad es que, hasta que finalice el año 2025, todos los consumidores conectados en media y alta tensión (a partir de 1 kV) deberán mantener un factor de potencia superior a 0,98 capacitivo en el periodo 6. Si no lo hacen, se les penalizará con 0,05 €/kVarh por la energía reactiva capacitiva fuera de este rango.

➤ **Adaptación a las potencias actuales**

Los consumidores de nueva tarifa 2.0 podrán establecer dos potencias distintas para cada periodo horario: punta y valle*. Los consumidores de anteriores tarifas 3.0 y 3.1 pasarán a tener seis periodos de potencia.

Mientras el consumidor no determine las nuevas potencias, la distribuidora las actualizará de manera automática, asignando a los dos periodos la actual potencia contratada, de acuerdo con las reglas establecidas en la disposición transitoria primera de la Circular (esto se hará en algún momento del año 2020).

No se modificarán las potencias en seis periodos que los consumidores tengan contratadas.

Finalmente, los consumidores que lo deseen podrán adaptar ellos mismos sus potencias contratadas sin coste, independientemente de que hubieran realizado algún cambio de potencia en los doce meses anteriores.

➤ **Otras características a tener en cuenta**

- Se establecen peajes para aplicar a los contratos inferiores a un año (suministros estacionales y de temporada). En estos contratos, los términos de potencia aumentarán en función del número de meses.
- Los nuevos coeficientes estándares de pérdidas por peaje y periodo tarifario implican, *a priori*, una asignación ligeramente superior en baja tensión con respecto al alta, si los comparamos con los valores actuales.
- La nueva metodología se revisará inicialmente a los tres años, y a partir de entonces cada seis. Para revisarla, se crearán grupos de trabajo donde podrán participar todos los agentes del sector, representantes de los consumidores incluidos.
- Se elimina el peaje de acceso aplicado a la generación de electricidad, que era de 0,5 €/MWh.
- Se exige a las empresas comercializadoras que informen a los consumidores de manera clara y transparente sobre la nueva estructura de peajes, junto con cada factura que les envíen desde la entrada en vigor de esta circular hasta que se apliquen los precios que prevé.

* La redacción de este material se elaboró hace ya unos años. Estamos trabajando para actualizar este apartado en un futuro próximo

Esta instrucción tiene que aplicarse, porque la Circular entró en vigor al día siguiente de su publicación en el BOE.

➤ La aplicación y sus consecuencias

El nuevo sistema tarifario empezó a aplicarse a partir del mes de abril de 2021. Hasta entonces se continuaron aplicando los peajes y las condiciones de facturación del 2019. Las modificaciones en los precios derivadas de la nueva normativa se han ido ajustando y aplicando gradualmente durante los últimos años.

A estas alturas, resulta imposible saber el impacto económico que tendrán los nuevos peajes eléctricos sobre los consumidores, primero porque dependerá de cómo estos se comporten y, segundo, porque todavía se desconocen los términos de peaje que se establecerán, así como los cargos y los nuevos pagos por capacidad.



5 Otras preguntas sobre el mercado eléctrico español



5 Otras preguntas sobre el mercado eléctrico español

> ¿Qué son las puertas giratorias?

Decenas de cargos políticos, muchos de ellos ex integrantes del Parlamento o con responsabilidades en la secretaría de Estado, han pasado a formar parte de los consejos de administración de las empresas eléctricas durante estos años. Además, el operador del sistema, Red Eléctrica, es la compañía que más antiguos políticos acoge. Se estima que tres de cada diez ministros acaban ocupando cargos en *lobbys* o en la alta gestión en las principales industrias españolas, incluyendo el sector energético.

¿Cuál puede ser el interés de estas empresas para contratarlos y con honorarios astronómicos, si no su red de contactos con la administración en donde han gobernado? ¿Y por qué estas compañías, como en general todas las del Ibex 35, valoran tanto estos contactos personales si no es para influir en las decisiones de la administración en favor de sus intereses?

Si a las puertas giratorias añadimos la presión que los cinco grandes grupos eléctricos ejercen a través de sus asociaciones patronales que actúan como *lobby* –ayer Unesa, hoy AELEC; el Foro Nuclear u otros–, terminaremos por entender por qué la luz nos sale tan cara, por qué España se encuentra tan rezagada en energías renovables y por qué urge conseguir un nuevo modelo energético que considere la energía como un bien común y se base en los principios de la democracia energética: un modelo basado en la cooperación, con un enfoque descentralizado hacia la transición energética, que aporte los medios para que la misma ciudadanía pueda producir la energía que necesite, y que permita una gestión colectiva de las energías renovables.

> ¿Qué es el déficit tarifario?

El llamado déficit de tarifa es uno de los argumentos más criticados por los actores que, como Som Energía, queremos cambiar el modelo energético actual. Se trata de la diferencia entre los costes reconocidos por el suministro eléctrico (en el transporte, distribución, subvenciones a determinados tipos de energía y otros servicios) y los ingresos que estas compañías perciben por estos conceptos.

Las fuentes oficiales vinculan el origen de este déficit a los errores de estimación y los objetivos de los gobiernos. Los errores de estimación se deben a que las tarifas eléctricas reguladas, antes de la liberalización se fijaban previamente al consumo de la luz, normalmente a principios de año. Desde el año 2000, las tarifas aprobadas por los gobiernos fueron reiteradamente inferiores a los costes reconocidos de la energía. Y por otro lado, la opacidad del sistema, el poder de mercado de las compañías que actúan en régimen de oligopolio, así como el sistema marginalista de fijación de precios, hacen dudar de que los precios declarados o reconocidos fueran reales. Hablamos de costes reconocidos, no necesariamente reales, porque nunca se ha hecho una auditoría.

Tenemos aún otro motivo de peso para ser escépticos: ¿cómo puede ser que la tarifa eléctrica sea deficitaria si el precio de la luz que pagamos es de los más elevados de toda Europa?

En cualquier caso, las reiteradas estimaciones a la baja del precio de la luz con respecto a los costes declarados que fijaban los gobiernos sucesivos hace pensar que estos prefirieron subestimarlos sistemáticamente. Las razones son

varias: el coste político que supondría subir la luz todavía más de lo que ya se había subido; la bajada de la competitividad que reportaría para algunos sectores industriales intensivos en energía; el hecho de que, en el año 2000, la inflación que hubiera generado subir el precio de la luz todavía habría hecho más difícil cumplir en su día los criterios de Maastricht para entrar en el euro, etc.

Este déficit se convirtió en una deuda que tenemos los consumidores hacia las empresas; no se constituyeron como pérdidas, sino como un diferimiento de ingresos que se iría subsanando con los consumos futuros. Mantener esta deuda tiene un coste para las empresas, y el gobierno autorizó con el Real Decreto Ley 6/2009 titularizarla, es decir, cederla a terceros con el horizonte de que en quince años estuviera totalmente pagada. Por lo tanto, ahora esta deuda se ha convertido en un producto financiero articulado a través del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE), creado por el gobierno español, y en el que, con datos de 2019,  cada consumidor/a aún tenía una deuda pendiente de 650 euros.

➤ ¿Qué son las primas a las renovables?

Son ayudas otorgadas a las empresas del sector para producir energías renovables. Desde 1998 hasta 2013, empresas del sector recibieron ayudas por valor de más de 50.000 millones de euros para producir energías renovables. Estas primas fueron recortadas drásticamente por el gobierno del Estado a partir de 2013 con la publicación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico, que establecía un sistema de subastas para definir las retribuciones. Esto alegró a los sectores energéticos fósiles y, en cambio, encontró la oposición del sector de las energías renovables. Muchas compañías extranjeras, que habían invertido en este sector en España atraídas por la ayuda del gobierno,

demandaron al Estado ante los tribunales de arbitraje por haber vulnerado el Tratado Europeo de la Energía. Aunque España ha pedido la nulidad de todas estas demandas, alegando que el conflicto debe resolverse en el Tribunal de Justicia de la UE, hasta ahora (junio de 2020) las ha perdido todas.

A finales de 2019, el nuevo gobierno de coalición publicó el Real Decreto Ley 17/2019 por el que se adoptaron medidas urgentes para actualizar los parámetros que regulan las retribuciones a las energías renovables (las antiguas primas) a fin de que estas instalaciones obtengan una rentabilidad considerada razonable por el Gobierno. Se fijaron, hasta el año 2031, en el 7,39% para las instalaciones anteriores a 2012 y en el 7,09% para las posteriores a este año. El valor de las retribuciones específicas será revisable cada tres años.

Cabe decir que hace 10-15 años, las tecnologías de renovables eran muy incipientes y su producción no era viable económicamente; por ello las ayudas gubernamentales adquirieron tanta importancia. A día de hoy el desarrollo tecnológico permite la instalación de nuevas plantas perfectamente viables sin necesidad de primas.

➤ ¿Qué ingresos extra percibirán (o han percibido hasta hace poco) las compañías eléctricas?

● El “pago por capacidad”

En general, la electricidad no se puede almacenar; en consecuencia, necesitamos garantizar que, en todo momento, el sistema eléctrico dispondrá de más capacidad para crear electricidad que demanda para consumirla. Ahora bien, el grado de esta sobrecapacidad debería ser razonable, y en España no lo es.

España dispone del mayor diferencial de todo su entorno entre potencia contratada y potencia ofertada. Se trata de una grave ineficien-

cia que conlleva que muchas instalaciones de generación de electricidad estén paradas por poca demanda.

En conjunto, según datos de Red Eléctrica Española, las personas consumidoras tenemos contratada con las compañías distribuidoras una potencia de 175.000 MW, la capacidad instalada es de 107.615 MW y la potencia instantánea máxima peninsular puede alcanzar a poco más de 43.000 MW en días muy concretos. De hecho, el pico se produjo en 2012 con una máxima potencia demandada de 43.527 MW. Por tanto, el diferencial entre la contratación y el máximo que han establecido las empresas es de más de 130.000 MW, que también pagamos.

¿De dónde proviene este exceso de capacidad? Con la liberalización del sistema eléctrico a finales de la década de 1990, las compañías eléctricas planificaron basándose en unas expectativas irreales de crecimiento de la demanda de energía, por lo que comenzaron a instalar de forma masiva nuevas centrales, sobre todo de gas. Por ejemplo, en 2005 se llegó a construir, incluso, una central de gas al mes. Pero pronto se evidenció que las previsiones de crecimiento de la demanda estaban hinchadas: la capacidad de generación era un 30% superior a la demanda, es decir, las compañías habían provocado una burbuja eléctrica.

Para evitar que estas grandes empresas perdieran dinero, en 2007 el gobierno español comenzó a pagarles unas subvenciones millonarias, los llamados **"pagos por capacidad"**. Se trata de subvenciones concedidas para que las centrales de generación, entre ellas centrales nucleares y de carbón, estén disponibles, generen o no electricidad, y como incentivo para las inversiones realizadas durante aquellos años de excesos. Se estima que  **pagamos unos 700 millones al año** en las facturas de la luz con esta finalidad.

Así pues, en cada recibo de la luz estamos pagando por una electricidad que no gastamos, un pago injustificado.

La misma Comisión Europea ha advertido de que este mecanismo viene a ser una ayuda encubierta del Estado a las eléctricas. Además, las cantidades globales de estos pagos no son públicas, solo las conocen el regulador, el Ministerio de Industria y, por supuesto, las eléctricas que las han recibido, aunque existe información pública a partir de la cual se pueden calcular.

● La moratoria nuclear

Desde 1996 hasta 2015, hubo otro ingreso "extra" que tenía como concepto la moratoria nuclear. Consistía en pagar la indemnización que el gobierno había concedido a las eléctricas para compensarlas de las inversiones que habían hecho en las centrales de Lemoiz y Valdecaballeros, y en Trillo para ampliarla. Afortunadamente, estas centrales no entraron nunca en funcionamiento, tanto por el exceso de demanda eléctrica requerida para su funcionamiento como por la presión del movimiento antinuclear.

La decisión la tomó el gobierno en los años ochenta y fue culminada en 1994 con la Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico y un real decreto posterior de 1995. Estos derechos de compensación debían alargarse hasta 2020, pero al final se liquidaron por adelantado en 2015.

La indemnización pagada a los recibos de la luz por 27 millones de usuarios ascendió a 5.717 millones de euros: unos 3.400 millones fueron a parar a las eléctricas y unos 1.300 a los bancos en concepto de intereses.

● Coste insular

El coste de generar electricidad en Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla, los llamados Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE), es superior al de la península, puesto

que hay instaladas centrales ineficientes y caras. Como, por ley, el precio de la electricidad debe ser el mismo en todo el Estado español, la diferencia entre el coste de generar electricidad en estos territorios y el precio que pagan por la luz sus habitantes es sufragado en un 50% por la tarifa eléctrica y el resto por los Presupuestos generales del Estado. Es lo que se conoce como las *compensaciones extra-peninsulares*. La implantación de instalaciones eólicas y fotovoltaicas permitiría abaratar el precio de la electricidad en estas islas.

● Ayudas al carbón

A partir de 1998, el canon sobre la minería del carbón fue sustituido por el denominado impuesto especial sobre la electricidad, que en las facturas aparece con el mismo porcentaje que correspondía al carbón, un 4,864%, aunque en realidad este porcentaje se multiplica por otro coeficiente, por lo que la partida de la electricidad aumenta en un 5,11%. La justificación genérica para crear este nuevo impuesto sobre la electricidad era garantizar el uso responsable de los recursos naturales (hidrocarburos, gasolina...), pero en la práctica servía para seguir subvencionando la minería del carbón.

Sin embargo, las subvenciones al carbón se siguieron manteniendo bastantes años, pero bajo el concepto genérico de “pagos por capacidad”, que ya hemos explicado. En 2019 estas ayudas al carbón tenían que suprimirse por exigencias de la Unión Europea.

De hecho, el carbón cada vez se incorpora menos en el mix energético (mezcla de fuentes de generación); en concreto, desde 2018, en que su precio ha subido porque ha de incorporar el coste de los derechos de emisión de gases de efectos invernadero. El 14 de diciembre de 2019 fue un día histórico para el sistema eléctrico español, porque fue el primero en que no se incorporó al mix energético ningún kW de

energía procedente del carbón. Este descenso es muy positivo, ya que las centrales termoelectricas de carbón son muy poco eficientes (el carbón extraído es de muy mala calidad) y generan decenas de millones de toneladas de CO₂ cada año. De hecho, la industria del carbón es la más contaminante de Europa; es responsable de las emisiones más importantes de dióxido de carbono, dióxido de sulfuro y óxido de nitrógeno al medio ambiente. Por lo tanto, es una industria que se debe cerrar y crear nuevos empleos para las personas que trabajan en ella.

➤ ¿Hay alternativas para no tener que pagar la factura de la luz al oligopolio existente?

Si buscamos alternativas fuera del oligopolio, la CNMC dispone de una lista de todas las comercializadoras en este [!\[\]\(faf942dc3e59ce8eb64b4ac481eca7e0_img.jpg\) enlace](#).

Una de ellas es **Som Energía**, que actualmente cuenta con más de 65.000 socias y socios y que solo ofrece la comercialización de electricidad verde certificada (Clase A, 100% renovable), ya que en el mercado eléctrico existe el procedimiento para certificar el origen de la energía volcada a la red.

El objetivo principal de Som Energía es cambiar el modelo energético e impulsar las fuentes limpias de energía para alcanzar un modelo 100% renovable. Por ello, en los últimos años, más de 4.300 personas y organizaciones, con una inversión de 4,2 millones de euros, han puesto en marcha iniciativas de autoproducción colectiva a través de la llamada **Generación kWh** de Som Energía, un modelo de inversión basado en el retorno energético en lugar del retorno financiero. Este sistema les permite obtener electricidad 100% renovable a precio de coste, un precio que, además, es inferior a cualquier otro tipo de producción con combustibles fósiles y nucleares. Existen proyectos en Fontiveros (Ávila), Alcolea

del Río (Sevilla) y actualmente se está desarrollando un tercero en Anglesola (Lérida).

Al margen del proyecto Generación kWh, es importante saber que la actividad de autoproducción se halla regulada por el [!\[\]\(99f58673407353e96a019fbca558fd72_img.jpg\) Real Decreto 244/2019](#). Esta puede ser individual o colectiva y puede generar excedentes o no. La autoproducción eléctrica permite a cualquier persona o empresa producir y consumir su propia electricidad instalando paneles fotovoltaicos u otros sistemas de generación renovable en su casa, en un local o en una comunidad de vecinos.

En la [!\[\]\(0f848bbd71cef6b345273b16f905912a_img.jpg\) Guía práctica para convertirse en autoconsumidor en 5 pasos](#) encontramos las respuestas a todas las preguntas que nos podemos hacer si nos estamos planteando poner en marcha una instalación de autoproducción.



5 Para saber
más



6 Para saber más

Recomendamos la lectura de un par de libros que nos pueden servir para conocer mejor el sector eléctrico español. Del primero, *La operación del sistema eléctrico para Dummies* (editado en 2013 por Grupo Planeta y Red Eléctrica de España), te ofrecemos un resumen detallado por capítulos; del segundo, *Vademécum del Mercado Eléctrico 2018* (editado por Ateneo de Energía), una breve reseña porque el manual se puede consultar en abierto.

► “La operación del sistema eléctrico para Dummies”

El libro *La operación del sistema eléctrico para Dummies*, editado en 2013 por Grupo Planeta y Red Eléctrica de España, se estructura en dos partes y doce capítulos. La primera parte, titulada “¿Quién está detrás de mi enchufe?” explica qué es la electricidad y sus principales características, además de la historia y las funciones de Red Eléctrica Española (REE). La segunda, titulada “Cómo se opera el sistema eléctrico”, explica en qué consiste la previsión de la demanda y cómo funciona, así como el papel que juegan el Centro de Control Eléctrico (CECOEL) y el Centro de Control de Régimen Especial (CECRE). La primera parte consta de cuatro capítulos; la segunda de los ocho restantes.

● Capítulo 1

El capítulo 1, titulado “La era de la electricidad”, nos explica qué es la electricidad, su historia y una característica muy importante de esta: no se puede almacenar en grandes cantidades, por lo que hay que generarla en el momento en que se necesita. Por ello, un gesto tan cotidiano como pulsar un interruptor desencadena un complicado proceso que comienza en

las centrales de generación de la electricidad, para luego transformarla elevando su tensión y poder transportarla hasta las subestaciones de las redes de distribución, donde es de nuevo transformada bajando el nivel de tensión lo necesario para cada tipo de consumo.

● Capítulo 2

El segundo capítulo se titula “Cómo llega la energía a casa” y nos habla del sistema eléctrico, de la electricidad como fuente de energía secundaria y de los tipos de centrales que la producen.

El sistema eléctrico es el conjunto de elementos que operan de manera coordinada en un determinado territorio para satisfacer la demanda de energía eléctrica. En España consta de siete componentes básicos: los centros o plantas de generación, las líneas de transporte de la energía eléctrica de alta tensión, las estaciones transformadoras, las líneas de distribución de media y baja tensión que llevan la electricidad a los consumidores, las instalaciones de los consumidores, los centros de control de las empresas generadoras, distribuidoras y comercializadoras, y un centro de control eléctrico nacional gestionado también por Red Eléctrica.

Por otro lado, los actores que participan en este sistema son los generadores; los transportistas (por ley, es Red Eléctrica de España); el operador de sistema (también Red Eléctrica); las empresas distribuidoras que llevan la electricidad hasta los clientes finales tras recibirla del transportista; las comercializadoras, que compran la energía en el mercado eléctrico y la venden a los consumidores, y los consumidores, que pueden ser personas, instituciones o empresas.

El transporte de la electricidad desde las instalaciones en donde se genera hasta los puntos de consumo se efectúa mediante las grandes líneas de muy alta tensión, que llegan hasta las subestaciones de transformación colindantes con las de la red de distribución.

Ahora bien, si queremos electricidad, debemos generarla artificialmente y por eso, precisamente, se dice que la electricidad es una fuente de energía secundaria, porque tiene que ser producida por una fuente primaria. Existen muchas formas de producir electricidad: centrales térmicas, centrales nucleares, centrales “atmosféricas” (las que emplean recursos como el agua embalsada o el viento) y centrales fotovoltaicas. Los dos últimos tipos entran en la categoría de las energías renovables.

● Capítulo 3

El tercer capítulo, titulado “Red Eléctrica, una compañía pionera”, trata de la historia, las características y las funciones de Red Eléctrica Española (REE). Red Eléctrica es la propietaria de la red de transporte de España (41.229 km de líneas eléctricas de alta tensión, 5.053 posiciones de subestaciones y 78.050 MVA de capacidad de transformación), además de la encargada de la operación del sistema eléctrico.

Sus principales funciones son transportar la energía eléctrica en alta tensión; mantener, desarrollar y ampliar la red; gestionar el tránsito de electricidad entre la Península y sistemas vecinos, así como garantizar el acceso de terceros a la red de transporte en condiciones de igualdad, y operar en el sistema eléctrico español, tanto en la Península como en los sistemas insulares y extrapeninsulares, garantizando en todo momento la seguridad y la continuidad del suministro.

En 1999, cuando fue privatizada, la compañía adoptó el modelo de gestión EFQM (European Foundation for Quality Management), un estándar europeo que evalúa el liderazgo, la in-

novación y la competitividad empresarial. En 2003, Red Eléctrica se convirtió en la primera empresa eléctrica española en obtener el Sello de Excelencia Europea +500, que renovó en los años 2005, 2007, 2009 y 2011.

● Capítulo 4

El cuarto capítulo se titula “No te aísles, interconecta” y explica las razones por las que es recomendable la interconexión internacional, el proyecto de interconexión eléctrica con Francia y la conexión eléctrica de la Península con los archipiélagos balear y canario.

La interconexión proporciona seguridad. En un sistema interconectado con muchos otros, la parada imprevista de un generador se compensa con la aportación de otros. Asimismo, la interconexión permite evacuar electricidad generada de fuentes renovables cuando esta generación no puede ser absorbida por el sistema eléctrico español.

La interconexión eléctrica con Francia se forjó en 2008 cuando Red Eléctrica y su homóloga francesa, el Réseau de Transport d'Electricité (RTE), firmaron un acuerdo para construir una nueva línea para el este de los Pirineos (la de Bescanó - Santa Llogaia - Baixàs).

Finalmente, la acción de Red Eléctrica se extiende también por Baleares y Canarias, y por Ceuta y Melilla, donde ejerce sus funciones como operador de sistema desde el 2006. Y lo hace a través de dos centros independientes del Centro de Control Eléctrico (CECOEL): el Centro de Control de las Islas Baleares (CECOIB) y el Centro de Control de las Islas Canarias (CECOIC).

● Capítulo 5

El capítulo 5 se titula “Demanda y producción van de la mano” y trata de los mecanismos para prever la demanda eléctrica, así como del consumo eléctrico a medio y largo plazo, y termina aportando ideas para mejorar los hábitos de consumo eléctrico en casa.

La previsión de la demanda energética permite al operador de sistema identificar las necesidades de generación de energía y planificar la red de transporte, de manera que ni falte potencia para cubrir el consumo, ni se construyan generadores de más, ni las líneas se colapsen.

Con esta previsión de consumo se estudia qué potencia de generación se necesita para cubrirla, qué redes de transporte o distribución son necesarias y qué medidas de operación hay que tomar para que los clientes reciban la energía eléctrica con la máxima seguridad y calidad, y al menor coste posible.

● Capítulo 6

El capítulo 6, titulado “Las necesidades del futuro”, trata del aumento de la dependencia eléctrica de la sociedad, de cómo se afronta la demanda energética a largo plazo y de la planificación de la red de transporte a años vista y el procedimiento de acceso a la red.

El consumo eléctrico se prevé con varios años de antelación. Periódicamente en cada ejercicio de planificación, con la previsión de demanda obtenida, el operador de sistema indica la potencia de generación necesaria para los siguientes diez años y facilita esta información a los encargados de decidir: el gobierno estatal, el regulador, los gobiernos autonómicos y los agentes del mercado.

Pero no basta con generar energía, es preciso transportarla. Red Eléctrica prevé y planifica también la red de transporte y distribución para abastecer nuevos clientes. Las redes de distribución son potestad de cada distribuidor.

Prevista la demanda y repartida entre los distribuidores, el operador de sistema estudia la red de transporte que se requerirá a corto, medio y largo plazo. La planificación de la red de transporte establece las nuevas instalaciones a incorporar en la red, así como el refuerzo de las instalaciones existentes.

● Capítulo 7

El capítulo 7, titulado “Un partido con muchas fases”, explica la operación del sistema eléctrico, la búsqueda del equilibrio entre la producción y la demanda, así como los mercados de energía.

En el sistema eléctrico peninsular, la cobertura de la demanda se lleva a cabo con el Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL). A él concurren los generadores, que presentan ofertas de venta de la energía que tienen disponible al precio que estiman conveniente; las empresas comercializadoras, que presentan sus ofertas de compra al precio que también consideran conveniente; los usuarios de las interconexiones internacionales, que van a comprar o vender la energía, y los consumidores directos, grandes clientes que compran la energía directamente en el mercado.

El mercado diario, que es gestionado por el Operador de Mercado Ibérico de Energía (OMIE), establece los programas de producción y consumo para cada hora del día siguiente. El precio de mercado diario se fija teniendo en cuenta la última oferta casada a cada hora. Todos los generadores programados son retribuidos al precio marginal de cada hora, independientemente de las ofertas presentadas, y con este precio también se calculan las liquidaciones.

A los programas de entrega y toma de energía establecidos en el mercado diario de electricidad se añaden también los que surgen de la contratación bilateral con entrega física entre agentes vendedores y compradores de energía, lo que da lugar al llamado programa diario, base de funcionamiento para el día siguiente.

Por otro lado, existen también los mercados intradiarios. Cuando la avería de un generador se prolonga y no puede cumplir con el programa asignado al plan de producción diario, la compañía que lo gestiona debe dejar el lugar

a otro generador que pueda producir lo comprometido. Este cambio tiene lugar en una de las seis sesiones del mercado intradiario.

Aunque exista un mercado diario de electricidad y seis sesiones del mercado intradiario, puede suceder, por ejemplo, que, después de haber cerrado una de estas sesiones, un productor de energía pierda un generador y no pueda cumplir con los compromisos de generación. Para arreglarlo existe otro mercado, el mercado de gestión de desvíos, que convoca el operador de sistema a través del CECOEL. A este mercado acuden los generadores para reducir los programas establecidos o para incrementar su producción de electricidad.

● Capítulo 8

Este capítulo, titulado “La frecuencia que no cesa”, trata de la frecuencia, que es la magnitud clave del suministro eléctrico.

La frecuencia de un sistema eléctrico se refiere al número de veces que cambia de polaridad. Tal como ocurre con los demás parámetros de la energía, la frecuencia se mide, en su caso, en hertz (Hz). Mantener un valor constante e inmutable de frecuencia no resulta fácil; hay que contar con dispositivos destinados a controlarlo y rectificar las posibles desviaciones.

La variación de la frecuencia de un sistema eléctrico constituye un indicador objetivo de que tiene lugar alguna perturbación, la cual debe ser contrarrestada. El control de la frecuencia permite garantizar la estabilidad del sistema.

● Capítulo 9

El capítulo 9, titulado “El Centro de Control Eléctrico”, explica el órgano que vela por la correcta operación del sistema eléctrico, los recursos informáticos y de telecomunicación de gran potencia, el control del estado de la red y sus parámetros eléctricos, así como el sistema eléctrico en Baleares y Canarias.

El Centro de Control Eléctrico, o CECOEL, es la pieza clave de la operación de sistema, el organismo desde el que se emiten las instrucciones de operación del sistema de producción y transporte para garantizar la seguridad y calidad del suministro. Sobre el CECOEL recae también la responsabilidad de controlar de forma permanente el estado de la red y sus parámetros eléctricos, actuando sobre las variables de control para mantener la seguridad y calidad del suministro o para restablecer el servicio si se ha registrado un incidente.

La operación del sistema eléctrico en Baleares y Canarias corresponde al Centro de Control de las Islas Baleares (CECOIB) y el Centro de Control de las Islas Canarias (CECOIC).

● Capítulo 10

El Capítulo 10, titulado “Centro de Control de régimen especial”, trata del crecimiento de las energías renovables en España, de las singularidades de la energía eólica y del papel del CECRE y de los centros de control de generación. El gran desarrollo experimentado en los últimos años en España por las energías renovables, sobre todo la eólica, condujo al operador de sistema a crear en 2006 el Centro de Control de Régimen Especial (CECRE), cuyo objetivo es integrar en el sistema eléctrico la máxima producción de energía de origen renovable en condiciones de seguridad. La gestión de la energía eólica no es fácil: dificultades de interlocución debido al elevado número de productores eólicos; problemas de desconexión de algunos tipos de aerogeneradores ante descensos bruscos de tensión y, sobre todo, la variabilidad e imprevisibilidad de la generación eólica.

● Capítulo 11

El Capítulo 11, titulado “Cuando termina el partido”, trata de del Sistema de Información de Medidas Eléctricas (Simel), de los puntos

frontera y los puntos de medida, y de cómo se recogen los datos para efectuar la liquidación del sistema eléctrico.

El Simel obtiene los datos reales de la energía que se consume y se genera para efectuar la liquidación correspondiente a las distintas empresas implicadas, así como para calcular la facturación de las tarifas de acceso.

Los puntos frontera son los puntos de conexión entre dos actividades eléctricas distintas en que debe medirse el intercambio de energía realizado.

Por su parte, los puntos de medida son el conjunto formado por el contador de energía y todos los equipos auxiliares necesarios para obtener registros precisos de energía, como un registrador horario, transformadores de medida, cableados o sistemas de comunicación.

Además de los puntos de medida, el Simel necesita los concentradores; sin ellos no se podrían leer los datos. Los hay de dos tipos. Uno es el concentrador principal, un sistema informático que recibe, trata, almacena y difunde los datos de todos los puntos de medida. Otro son los concentradores secundarios, sistemas informáticos para la captura y almacenamiento de las lecturas de energía de los contadores para su posterior envío al concentrador principal.

→ Capítulo 12

El último capítulo del libro se titula “Los retos de Red Eléctrica” y aborda la necesidad de intensificar las interconexiones con el resto de Europa, el desarrollo de las redes inteligentes, el vehículo eléctrico y el papel de la ciudadanía como protagonista del sistema eléctrico.

Para garantizar la seguridad en el suministro, algunos de los proyectos más destacados de Red Eléctrica son la interconexión submarina entre Mallorca e Ibiza, y el refuerzo de las interconexiones con Europa.

Red Eléctrica juega un papel importante en el desarrollo de las superredes, es decir, redes supranacionales con gran capacidad de transporte a largas distancias y que pueden equilibrar las fluctuaciones inherentes a las energías renovables. Estas autopistas eléctricas permitirán el uso óptimo del recurso renovable marino y terrestre, además de facilitar el apoyo entre sistemas eléctricos en función de la situación de la generación, la red de transporte y la demanda de cada cual.

En cuanto a los vehículos eléctricos, éstos, con la recarga inteligente, serán un gran aliado para la operación del sistema, porque la recarga se podrá realizar de manera flexible, aprovechando la energía renovable que a veces deja de producirse por la noche.

Desde hace años la red de transporte de energía en alta tensión disfruta de inteligencia asociada a sus dispositivos; pero Red Eléctrica sigue desarrollando nuevos proyectos para mejorar la automatización, la integración y la coordinación de todos los intervinientes.

Finalmente, otro reto para Red Eléctrica es convertir la ciudadanía en uno de los protagonistas del sistema eléctrico. Se trata de terminar con el modelo de consumidor pasivo y sustituirlo por otro que conozca mejor todo lo referente al funcionamiento del sistema eléctrico y, con este conocimiento, implicarlo en un consumo más eficiente y respetuoso con el medio ambiente.

➤ “Vademécum del Mercado Eléctrico 2018”

Repaso de los principales temas que conforman el sector eléctrico español. Cuenta con una cuarentena de capítulos que desglosan minuciosamente todos los aspectos del mercado eléctrico español, e incluye también numerosas referencias internacionales. Algunos son capítulos técnicos que pueden servir como manual de consulta; otros aportan información para entender determinados temas.

La  obra la ha editado Ateneo de Energía, una asociación nacida en 2016 con la misión de convertirse en una plataforma desde la que se genere, facilite, comparta y transmita formación e información sobre el sector energético. Han participado 40 profesionales del sector, de perfiles muy diversos: comercializadoras, productores, consultores, brokers, etc.

El Vademécum lo analiza todo: repasa la estructura del mercado eléctrico español (producción, transporte, distribución, comercialización y mercados) y los actores que participan en el sistema eléctrico; desgrana la factura de la luz; se adentra en el mundo de los PPA (contratos bilaterales); explica por qué la electricidad de España es más cara que la de otros países europeos; examina el deficiente marco regulatorio del sector eléctrico español; se adentra en la tecnología *blockchain*, etc. También dedica un capítulo a las cooperativas energéticas, tres a las energías renovables y otro al cambio que vivirán los sistemas eléctricos europeos durante los próximos años: en 2030 hay que haber reducido las emisiones de gas invernadero un 40% y las energías renovables deberán cubrir el 27% de la energía total consumida.

7 Fuentes consultadas

Para la elaboración de este recorrido informativo, se ha recurrido sobre todo a las siguientes fuentes:

- ↗ [Cómo funciona el mercado eléctrico](#)
- ↗ [Descripción del mercado eléctrico](#)
- ↗ [Los nuevos peajes eléctricos, al detalle](#)
- ↗ [Entrevista a Dolors Clavell](#)
- ↗ [Introducció al mercat elèctric](#)
- ↗ [Sistema elèctric i Som Energia](#)
- ↗ [Empresa de distribució](#)
- ↗ [La comercializadora](#)

