

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

Comparativa de los mercados eléctricos español y francés: estudio de un caso práctico

Autora: M^a Paz Murillo Prieto

Tutora: Esther Romero Ramos

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2024



Proyecto Fin de Grado
Ingeniería de Tecnologías Industriales

Comparativa de los mercados eléctricos español y francés: estudio de un caso práctico

Autora:

M^a Paz Murillo Prieto

Tutora:

Esther Romero Ramos

Catedrática de Universidad

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, Septiembre 2024

Autora: M^a Paz Murillo Prieto

Tutora: Esther Romero Ramos

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, Septiembre 2024

El Secretario del Tribunal

*A mi familia,
A mis amigos,
A mis profesores*

Agradecimientos

Quiero, agradecer en primer lugar a mi tutora Esther, por su orientación y ayuda. Por llevarme el trabajo a pesar de ser en meses de verano.

Agradezco también a mis compañeros de Haya Energy Solutions empresa donde he realizado prácticas durante seis meses, por proporcionar los recursos y el acceso a la información necesaria para llevar a cabo esta investigación. Su colaboración ha sido esencial para el desarrollo de este proyecto.

A mi familia y amigos, gracias por su incondicional apoyo y ánimo durante estos años de intenso trabajo. A mis padres, sin ellos llegar hasta aquí habría sido imposible. A mis hermanos, por siempre estar ahí. A mis abuelos, que no han dejado de rezar antes de cada examen y presentación. Y a Javi, por aguantarme el mal y el buen humor.

M^a Paz Murillo Prieto

Sevilla, 2024

Resumen

Este Trabajo de Fin de Grado se centra en el análisis comparativo de los mercados eléctricos español y francés, dos países que, aunque vecinos, presentan diferencias significativas en la regulación y estructura de sus sistemas eléctricos. El objetivo principal de este trabajo es desarrollar los distintos tipos de mercados eléctricos en ambos países, así como compararlos. Se aborda el análisis de los diferentes tipos de mercados, tales como el mercado a corto plazo, el mercado a plazos, el mercado de ajustes y el mercado intradiario, explicando su dinámica y el papel que juegan en la fijación de precios y en el equilibrio de la oferta y la demanda de electricidad.

A lo largo del trabajo, se profundiza en la comparación de los precios eléctricos de España y Francia, utilizando un enfoque práctico. Este análisis comparativo se lleva a cabo mediante un caso de estudio en el que una empresa tecnológica debe decidir dónde ubicar su centro de datos, basando su decisión en el coste de la electricidad en cada país. Para realizar esta comparación, se estudian tanto el mercado a corto plazo, como el mercado a plazos, evaluando las tendencias de precios en ambos casos. Además, el trabajo incluye un análisis de los peajes y cargos que se aplican en las tarifas eléctricas en ambos países, así como de los impuestos específicos que gravan el consumo de electricidad.

Con este trabajo de fin de grado he querido profundizar en ciertos conocimientos que he obtenido durante mis prácticas en la empresa, Haya Energy Solutions (Consultora Internacional de Energía).

Abstract

This Final Degree Project focuses on the comparative analysis of the electricity markets in Spain and France, two countries that, although neighbors, present significant differences in the regulation and structure of their electricity systems. The main objective of this work is to develop the different types of electricity markets in both countries, as well as to compare them. The different types of markets, such as the spot market, the futures market, the balancing market and the intraday market, are analyzed, explaining their dynamics and the role they play in the pricing and balancing of electricity supply and demand.

Throughout the work, the comparison of electricity prices in Spain and France is deepened, using a practical approach. This comparative analysis is carried out by means of a case study in which a technology company must decide where to locate its data center, basing its decision on the cost of electricity in each country. To make this comparison, both the spot market (short-term prices) and the forward market (long-term prices) are studied, evaluating price trends in both of them. In addition, the work includes an analysis of the tolls and charges applied in electricity tariffs in both countries, as well as the specific taxes levied on electricity consumption.

With this final degree project, I wanted to deepen certain knowledge that I gained during my internship in the company I worked in Haya Energy Solutions (International Energy Consultancy).

Índice

Agradecimientos	8
Resumen	10
Abstract	12
Índice	14
Índice de Figuras	17
1 Mercado eléctrico español:	20
1.1 <i>Generación</i>	20
1.2 <i>Transporte</i>	21
1.3 <i>Distribución</i>	21
1.3.1 <i>Distribución Primaria</i>	22
1.3.2 <i>Transformación Secundaria</i>	22
1.3.3 <i>Distribución Secundaria</i>	22
1.4 <i>Compraventa de energía</i>	23
1.4.1 <i>Mercado diario</i>	24
1.4.2 <i>Restricciones técnicas PDBF</i>	25
1.4.3 <i>Mercado Intradiario</i>	25
1.4.4 <i>Mercado de Ajustes</i>	26
1.5 <i>Mercado a plazos</i>	27
1.6 <i>Impuestos</i>	28
1.6.1 <i>Evolución del IVA en la Factura Eléctrica en España:</i>	28
1.6.2 <i>Impuesto Especial de la electricidad:</i>	29
1.7 <i>Cuota de alquiler del equipo de medida:</i>	30
1.8 <i>Peajes por transporte, distribución y capacidad</i>	30
2 Mercado eléctrico Francés	39
2.1 <i>Generación en Francia</i>	39
2.2 <i>Transporte</i>	40
2.3 <i>Distribución</i>	40
2.4 <i>Compraventa de electricidad</i>	40
2.4.1 <i>La Tarifa Azul</i>	41
2.4.2 <i>Mercado libre</i>	41
2.4.3 <i>Mercado diario en Francia</i>	41
2.4.4 <i>Mercado Intradiario</i>	42
2.4.5 <i>Mercados de reserva</i>	43
2.4.6 <i>Mercado a plazos</i>	43
2.5 <i>Impuestos</i>	44
2.5.1 <i>Taxe sur la Valeur Ajoutée (TVA)</i>	44

2.5.2	TICFE (Taxe Intérieure sur la Consommation Finale d'Électricité)	44
2.5.3	CTA (Contribution Tarifaire d'Acheminement)	44
2.6	<i>Peajes por transporte, distribución y capacidad:</i>	44
2.6.1	CG- Componente anual de gestión	46
2.6.2	CC- Componente anual del contador:	46
2.6.3	CACS- Componente anual de suministros eléctricos complementarios y de reserva:	47
2.6.4	CR- Componente de agrupación tarifaria de puntos de conexión	47
2.6.5	CS-Componentes de suministro	48
2.6.6	CER- Componente de la energía reactiva	52
2.6.7	CI-Componente anual de energía inyectada	52
3	Comparación mercados eléctricos	54
3.1	<i>Generación, transporte y distribución</i>	54
3.2	<i>Compraventa</i>	54
3.3	<i>Impuestos:</i>	55
3.4	<i>Peajes y cargos</i>	57
4	Caso Práctico	59
4.1	<i>Introducción:</i>	59
4.2	<i>Centro de Datos</i>	59
4.3	<i>Hipótesis realizadas para el caso práctico:</i>	60
4.3.1	Facturas España:	61
4.3.2	Facturas Francia	62
4.4	<i>Resultados España</i>	63
4.4.1	Factura 1: 100% mercado spot desde el 1 de junio de 2023 al 31 de mayo de 2024	63
4.4.2	Factura 2: 60% mercado spot desde el 1 de junio de 2023 al 31 de mayo de 2024, 40% mercado a plazos cal 23 y cal 24	64
4.4.3	Factura 3: 100% mercado spot año 2017	64
4.4.4	Factura 4: 100% mercado spot año 2022	65
4.5	<i>Comparación España</i>	66
4.6	<i>Resultados Francia</i>	67
4.6.1	Factura 5: 100% mercado spot desde el 1 de junio de 2023 al 31 de mayo de 2024	67
4.6.2	Factura 6: 60% mercado spot desde el 1 de junio de 2023 al 31 de mayo de 2024, 40% mercado a plazos cal 23 y cal 24	68
4.6.3	Factura 7: 100% mercado spot año 2017	68
4.6.4	Factura 8: 100% mercado spot año 2022	69
4.7	<i>Comparación Francia</i>	70
4.8	<i>Comparación ESPAÑA-FRANCIA</i>	71
4.8.1	Precio final	71
4.8.2	Precios Spot	73
4.8.3	Precios a plazos	73
4.8.4	Impuestos	74
4.8.5	Peajes y cargos	75
	Referencias	76
	Glosario	80
	Anexo 1	82

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Generación España 2023. Fuente: Red Eléctrica [1]	20
Figura 2. Esquema de generación, transporte y distribución [4]	21
Figura 3. Red de transporte. Fuente: REE	21
Figura 4. Distribuidoras España [8]	23
Figura 5. Mercados Eléctricos [9]	24
Figura 6. Curva agregada oferta y demanda OMIE [11]	25
Figura 7. Precios del mercado a futuros, año 25, y quarters del 2025. Fuente: OMIP y Haya Energy Solutions	28
Figura 8. Tasa de IVA en Europa [14]	29
Figura 9. Generación 2023 Francia [20]	39
Figura 10. Red de transporte Francia. Fuente: RTE	40
Figura 11. Mercados eléctricos Francia	41
Figura 12. Curva oferta y demanda electricidad. [24]	42
Figura 13. Precios mercado a plazos Francia. Fuente: Haya Energy Solutions, EPEX SPOT	43
Figura 14. Comparación TURPE 5 y 6 [32]	45
Figura 15 Componentes de la TURPE [33]	46
Figura 16. % precio final spot 23-24 España	63
Figura 17. % precio final spot + plazos 23-24 España	64
Figura 18. % precio final spot 17 España	65
Figura 19. % en el precio final spot 22 España	65
Figura 20. Precios finales facturas España	66
Figura 21. % precio final spot 23-24 Francia	67
Figura 22. % precio final spot + plazos 23-24 Francia	68
Figura 23. % precio final spot 17 Francia	69
Figura 24. % precio final spot 22 Francia	69
Figura 25. Precios finales Francia	70
Figura 26. España-Francia cronológicamente Comparación final	71
Figura 27. Suma final de las tres facturas con precios spot, comparación final	72
Figura 28. Suma spot año 2017 y 2023-24 comparación final	72
Figura 29. Precios Spot comparación final	73
Figura 30. Precios mercado a plazos comparación final	73
Figura 31. Impuestos comparación final	74
Figura 32. Peajes y cargos comparación final	75

Figura 33, ejemplo resultados peajes y cargos España 86

Figura 34, ejemplo resultados Componente Suministro (Peajes y cargos) Francia 86

1 MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL:

El suministro de electricidad a los hogares e industria en España comprende una serie de etapas que incluyen la generación, el transporte, la distribución y la compraventa de electricidad en diversos tipos de mercados, como el mercado diario, el intradiario y el mercado a plazos. Además, se emplean mecanismos de ajuste como la regulación primaria, secundaria y terciaria. Todos estos componentes operan de manera conjunta para garantizar un suministro eléctrico seguro, eficiente y constante que cubra la demanda eléctrica del país.

1.1 Generación

El proceso comienza en la generación de electricidad. La electricidad en España se genera a partir de diversas fuentes de energía como las centrales térmicas de carbón, gas natural o fuel-oil entre otras, centrales nucleares, y las energías renovables como la eólica, solar, hidroeléctrica y biomasa.

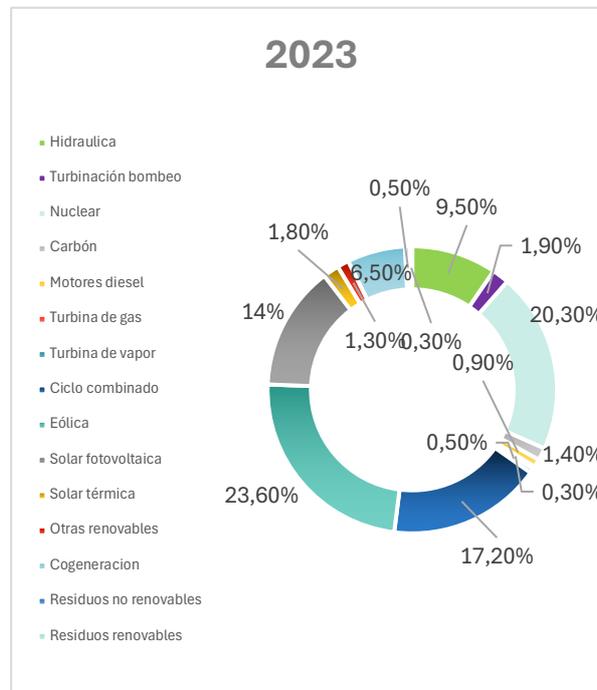


Figura 1. Generación España 2023. Fuente: Red Eléctrica [1]

La generación total de España durante 2023 fue de 267 101 GWh, en la figura 1 se muestran los porcentajes de generación del año 2023. Visualizamos que la eólica, la nuclear, el ciclo combinado y la fotovoltaica lideran la generación de energía en España. Es más, la energía eólica generó 62 649 GWh, la nuclear 54 276 GWh, el ciclo combinado 46 050 GWh y la fotovoltaica 37 472 GWh [1]. Cabe a destacar que España tiene el liderazgo europeo en energía fotovoltaica [2].

En cuanto a la potencia instalada España finalizó el año 2023 con una potencia instalada superior a 125.6 GW, constituyendo las renovables el 61.3% de esta potencia. Siendo 2023 el año con mayor potencia fotovoltaica instalada de la historia de España con 25.5 GW [3].

Una vez generada la electricidad, esta tiene que ser transportada y distribuida. A continuación, en la figura 2 podemos observar un pequeño esquema del proceso de suministro de electricidad.

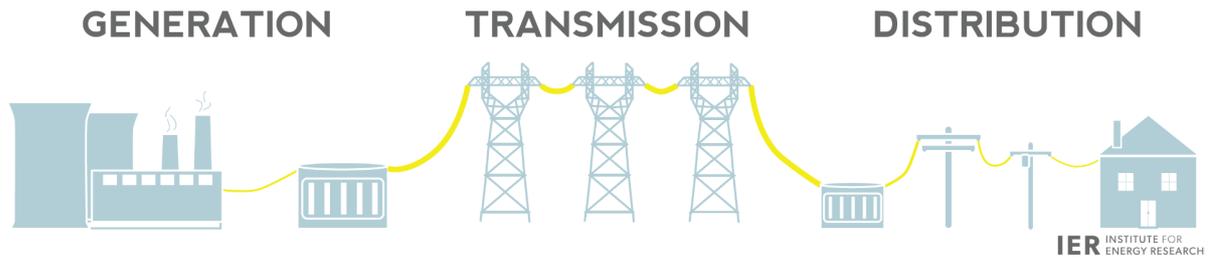


Figura 2. Esquema de generación, transporte y distribución [4]

1.2 Transporte

El proceso de transporte en España lo realiza Red Eléctrica Española (REE). Es decir, REE transporta la electricidad desde las plantas generadoras hasta las subestaciones o puntos de consumo de los grandes consumidores industriales a través de líneas de alta tensión. Estas líneas están diseñadas para operar a voltajes muy elevados mayores de 132 kV, lo que permite cubrir grandes distancias con pérdidas mínimas de energía. Para ello, La electricidad tras ser generada pasa por un centro de transformación en el que el voltaje de la corriente es aumentado.

La red de transporte de REE consta de más de 44 000 km de líneas, más de 6 000 subestaciones y más de 93 000 MVA de capacidad de transformación. [5] En la figura 3 podemos apreciar el mapa de líneas de transporte de RTE



Figura 3. Red de transporte. Fuente: REE

1.3 Distribución

De la muy alta tensión, la electricidad se transforma a voltajes más bajos, adecuados para la distribución. Este proceso se realiza mediante transformadores de potencia, que reducen el voltaje a niveles de subtransporte

(132kV, 66 kV, 50 kV), media tensión (33 kV, 20 kV, 15 kV) y finalmente baja tensión (420 V, 220 V)

1.3.1 Distribución Primaria

Una vez que el voltaje ha sido reducido a niveles de media tensión, la electricidad se distribuye a través de la red de distribución primaria o red de media tensión. Esta red transporta la electricidad desde las subestaciones principales a centros de transformación. La red de distribución primaria opera a voltajes intermedios entre 1 y 35 kV [6] que son más bajos que los niveles de transmisión, pero aún lo suficientemente altos para cubrir distancias considerables con eficiencia.

1.3.2 Transformación Secundaria

En las subestaciones secundarias, la electricidad experimenta una segunda transformación de voltaje. Aquí, los transformadores de distribución reducen el voltaje de media tensión a niveles de baja tensión adecuados para el consumo final. Los voltajes resultantes suelen ser de 400 V para sistemas trifásicos, que son comúnmente utilizados en aplicaciones industriales y comerciales, y de 230 V para sistemas monofásicos, que son típicos en aplicaciones domésticas. [6]

1.3.3 Distribución Secundaria

Tras esta segunda transformación, la electricidad de baja tensión se distribuye a través de la red de distribución secundaria. Esta red incluye cables subterráneos y líneas aéreas que transportan la electricidad directamente a los consumidores finales. La red de distribución secundaria es más ramificada y extensa, asegurando que la electricidad llegue a hogares, empresas, industrias y otros puntos de consumo.

Durante todo el proceso de distribución, la electricidad es continuamente monitoreada y medida para asegurar que se mantiene la calidad y cantidad adecuada de suministro. Los sistemas de medición y control instalados en diferentes puntos de la red permiten a las compañías distribuidoras detectar y responder rápidamente a cualquier problema, como fallos o sobrecargas, garantizando así un suministro continuo y fiable.

Finalmente, la electricidad llega a los consumidores finales, quienes la utilizan para una variedad de aplicaciones, incluyendo iluminación, calefacción, refrigeración y operación de equipos y maquinarias. Los contadores eléctricos instalados en las propiedades miden el consumo de electricidad, permitiendo a las empresas distribuidoras facturar a los usuarios según su uso.

En España, el mercado de distribución de energía eléctrica está dividido en varias zonas, cada una gestionada por una distribuidora específica. Estas distribuidoras son responsables de mantener y operar las redes eléctricas dentro de su área geográfica asignada.

Sin embargo, los consumidores tienen la libertad de elegir con qué comercializadora desean contratar su suministro eléctrico. Las comercializadoras son las empresas que venden la electricidad a los consumidores finales y gestionan las tarifas y contratos de suministro.

Así pues, aunque una distribuidora específica sea la encargada de la red de distribución eléctrica en una zona determinada, los consumidores tienen la opción de contratar su suministro eléctrico con cualquier comercializadora que opere en el mercado español. Esto permite a los consumidores comparar precios y condiciones para encontrar la opción que mejor se adapte a sus necesidades. [7]

En la figura 4 podemos contemplar el mapa de España con las distribuidoras más destacadas por su tamaño en cada zona, aunque España cuenta con más de 300 distribuidoras de energía eléctrica.



Figura 4. Distribuidoras España [8]

1.4 Compra de energía

Las comercializadoras son empresas que venden energía eléctrica a los consumidores finales, tanto a nivel residencial como industrial y comercial. Su función principal es intermediar entre los productores de electricidad y los consumidores, facilitando el suministro eléctrico a través de contratos de suministro.

Las comercializadoras compran electricidad en el mercado mayorista de electricidad (el mercado spot) o a través de contratos bilaterales con productores de energía. Negocian precios y condiciones de compra para asegurar un suministro estable y competitivo, ofreciendo diferentes tarifas y contratos de suministro eléctrico a los consumidores finales (residenciales, comerciales e industriales). Establecen precios de venta que pueden ser fijos o variables, dependiendo del tipo de contrato y de las condiciones del mercado.

En España tanto las empresas como los consumidores tienen la opción de elegir entre el mercado libre y el mercado regulado para contratar su suministro. A continuación, vemos las características de cada uno:

1. En el mercado libre los precios de la electricidad son determinados por las comercializadoras mencionadas anteriormente. En este caso las comercializadoras ofrecen diferentes tarifas y condiciones contractuales, permitiendo a los consumidores elegir aquella que mejor se adapte a sus necesidades. Los precios de estas tarifas pueden variar según la oferta y la demanda del mercado mayorista de la electricidad, así como por estrategias comerciales de las compañías.
2. Por otro lado, existe el mercado regulado (Precio voluntario para el pequeño consumidor-PVPC) en el que el precio de la electricidad está regulado por el gobierno. Esta tarifa se actualiza cada hora según el precio del mercado mayorista OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía).

En España existen varios tipos de mercados según se muestran en la línea temporal incluida en la figura 5, donde D indica el día de entrega de electricidad y D-1 el día anterior.

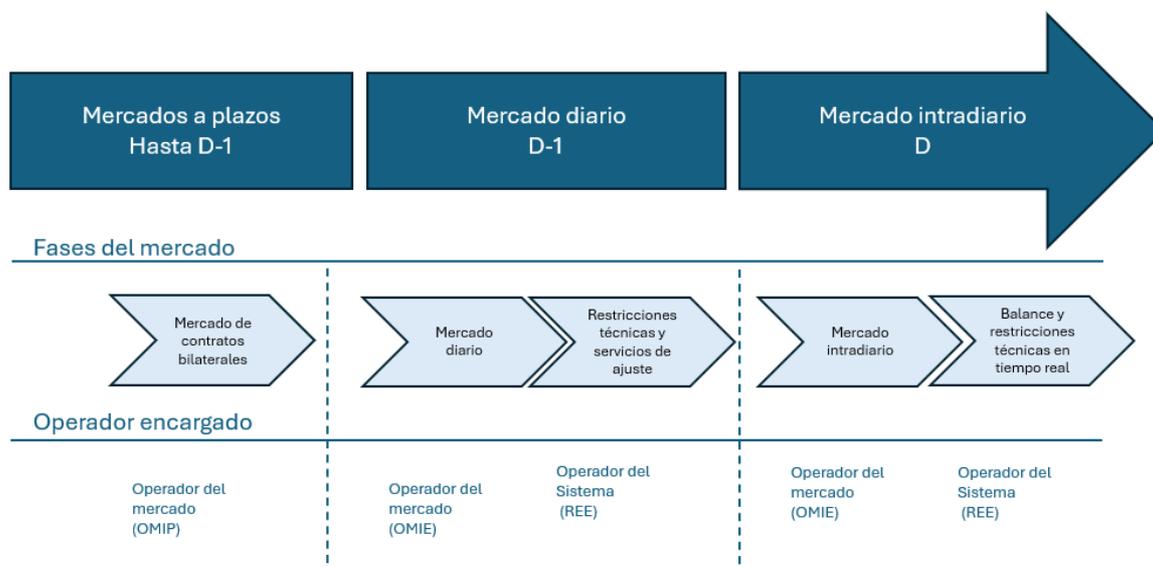


Figura 5. Mercados Eléctricos [9]

A continuación, se explican los mercados mayoristas del esquema de la figura 5

1.4.1 Mercado diario

El mercado diario, o acoplamiento único diario, permite la compraventa de electricidad para el día siguiente. Es decir, cada día a las 12:00 CET, se celebran sesiones de mercado diario, donde se determinan los precios y volúmenes de electricidad para el día siguiente. Estos precios se fijan según la oferta y la demanda de electricidad, siguiendo un modelo consensuado y aplicado en varios países europeos, incluyendo a España, Portugal, Francia, Alemania e Italia.

En España y Portugal el operador del mercado diario es OMIE. Este operador es el encargado de gestionar el mercado diario de electricidad, casando ofertas de compra y venta para determinar precios y volúmenes de energía, y asegurando la transparencia y eficiencia del mercado en España y Portugal. El proceso de casación comienza con la presentación de ofertas por parte de los agentes del mercado, que incluyen productores y consumidores de electricidad. Los productores presentan sus ofertas de venta especificando la cantidad de energía que están dispuestos a vender y a qué precio, mientras que los consumidores presentan ofertas de compra indicando la cantidad de energía que desean adquirir y el precio que están dispuestos a pagar. Una vez recopiladas las ofertas, estas se ordenan en una lista de mérito económico. Las ofertas de venta se organizan de menor a mayor precio y las ofertas de compra de mayor a menor precio. Este orden de mérito asegura que la electricidad más barata se venda primero y que los compradores dispuestos a pagar más obtengan la electricidad que necesitan.

El siguiente paso es la intersección de la curva de oferta y la curva de demanda, que determina el precio de equilibrio y el volumen de energía transaccionado. En este punto, el precio de la electricidad es tal que la cantidad total de energía ofertada iguala la cantidad total de energía demandada. Este precio es el denominado precio marginal, el precio al que se cubre la última oferta de energía necesaria para satisfacer la demanda total. Este precio se aplica a todas las transacciones de energía que se realizan en el mercado para una hora específica, asegurando que todas las unidades de electricidad se venden y compran al mismo precio, independientemente del costo individual de producción de cada unidad. Para profundizar más ver Funcionamiento del mercado diario por OMIE [10]

En la figura 6 podemos observar una curva agregada de oferta y demanda para la hora 1 del día 7 de julio de 2024

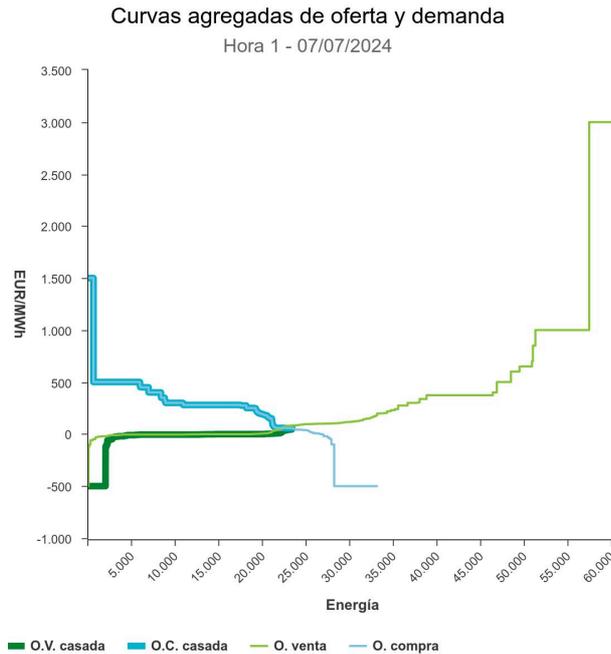


Figura 6. Curva agregada oferta y demanda OMIE [11]

Este proceso se hace para las 24 horas del día siguiente. Para 2025 se ha establecido que el precio en vez de ser horario se establezca cada 15 minutos.

Además, debemos tener en cuenta que existen límites de precios para las ofertas, el máximo precio es de 4000€/MWh y el mínimo de -500€/MWh. Que el precio pueda ser negativo (se ha dado por primera vez en España en abril de 2024) se debe a dos cosas.

1. En primer lugar, a las renovables, pues; dado que las plantas de energía solar y eólica pueden generar más electricidad de la necesaria en el mercado en un momento dado. Esto puede llevar a una situación donde la oferta de electricidad supera significativamente a la demanda.
2. La segunda es los costes de operación, es decir es menos costoso mantener la producción en marcha que detenerla y luego reiniciarla.

La energía se consume casi al mismo tiempo que se produce. Un día antes (D-1), realizamos predicciones de la demanda para el día siguiente. En el día D, los mercados más próximos al consumo real entran en juego, permitiendo ajustar con mayor precisión la demanda real.

1.4.2 Restricciones técnicas PDBF

Las Restricciones Técnicas PDBF (programa diario base de funcionamiento) son limitaciones que deben considerarse para mantener la estabilidad del sistema eléctrico. Estas restricciones aseguran que la capacidad de generación y la demanda de electricidad estén equilibradas en todo momento. Los operadores del sistema deben planificar y gestionar los recursos disponibles para cumplir con estas restricciones y evitar desbalances que puedan comprometer la estabilidad de la red.

1.4.3 Mercado Intradía

El mercado intradía puede ser de dos tipos, por subastas o continuo. En España es operado por MIBEL (Mercado Ibérico de la electricidad).

El mercado intradía de subastas está compuesto por seis subastas que permite la compraventa de electricidad hasta cuatro horas antes de la llegada de la electricidad.

El mercado intradía continuo facilita la negociación continua de energía a nivel europeo, permitiendo a los

agentes gestionar sus desbalances hasta una hora antes del intercambio real de energía, aprovechando la capacidad de interconexión disponible entre diferentes zonas.

En la tabla 1 observamos una pequeña comparación del mercado intradiario por subastas y el continuo

Aspecto	Subastas	Continuo
Ámbito geográfico	España y Portugal (MIBEL)	Ámbito europeo
Nº de sesiones	6 subastas diarias	Continuo, sin sesiones fijas
Horario de negociación	Desde las 14 h del día anterior (1 subasta) hasta cuatro horas antes del intercambio real (6 subasta)	Desde el cierre del mercado diario hasta una hora antes del intercambio real
Capacidad de interconexión	España-Portugal, España-Marruecos. España-Andorra	A nivel europeo, depende de la capacidad de interconexión disponible
Finalidad	Ajustar previsiones y gestionar desbalances dentro del ámbito MIBEL	Gestionar desbalances y aumentar la eficiencia y liquidez a nivel europeo

Tabla 1. Diferencias intradiario por subastas y continuo [12]

1.4.4 Mercado de Ajustes

Por otro lado, tenemos el mercado de ajustes. Este mercado asegura la estabilidad y el equilibrio entre la oferta y la demanda de electricidad en tiempo real. Su principal función es corregir desbalances que pueden surgir debido a variaciones en el consumo o en la generación de energía, lo que es crucial para evitar apagones y garantizar un suministro continuo y confiable.

Los principales participantes en el mercado de ajustes son los generadores de electricidad, los consumidores que pueden modificar su consumo, y el operador del sistema, que es responsable de supervisar y gestionar el equilibrio. Los generadores ofrecen su capacidad para activar rápidamente en respuesta a las necesidades del sistema, mientras que los consumidores pueden reducir su consumo en momentos críticos. El operador del sistema coordina estas acciones, activando los recursos necesarios para equilibrar la carga.

Las bandas de regulación secundaria y terciaria son mecanismos de ajuste cruciales en el sistema eléctrico para mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda en tiempo real. Aunque ambos mecanismos tienen objetivos similares, operan de manera diferente y en distintos marcos temporales. A continuación, se detallan las diferencias clave entre la banda de regulación secundaria y la terciaria:

1.4.4.1 Banda de regulación secundaria

La banda de regulación secundaria se utiliza para corregir desviaciones en la frecuencia del sistema eléctrico en un plazo corto de tiempo. Su objetivo es restaurar la frecuencia nominal (50 Hz en Europa) tras una perturbación inicial. Actúa en un plazo de minutos, generalmente entre 30 segundos y 15 minutos. Es rápida y continua, permitiendo ajustes finos y precisos en la generación de electricidad. Se activa automáticamente mediante el sistema de control del operador del sistema eléctrico. Los generadores que participan en la regulación secundaria deben estar conectados a sistemas de control automáticos que permitan ajustes rápidos y continuos. Está destinada a pequeñas desviaciones y variaciones frecuentes en la demanda y la generación. Los generadores involucrados deben ser capaces de modificar su output rápidamente. Garantizar la estabilidad de la frecuencia en el corto plazo y proporcionar un ajuste continuo y dinámico en respuesta a cambios inmediatos en la demanda y la oferta.

1.4.4.2 Banda de regulación Terciaria

La banda de regulación terciaria se utiliza para gestionar desviaciones de mayor magnitud y duración, que no han podido ser corregidas por la regulación secundaria. Su objetivo es mantener el equilibrio del sistema a medio plazo. Actúa en un plazo más largo, generalmente entre 15 minutos y varias horas. Es menos rápida que la regulación secundaria, pero permite ajustes más significativos en la generación de electricidad. Se activa

manualmente por el operador del sistema eléctrico. Los generadores y recursos de demanda que participan en la regulación terciaria deben estar disponibles para ser activados cuando el operador lo requiera.

En la tabla 2 observamos las principales diferencias entre la regulación secundaria y la terciaria

Aspecto	Regulación secundaria	Regulación terciaria
Propósito	Corregir desviaciones de frecuencia a corto plazo	Gestionar desbalances a medio plazo
Tiempo de respuesta	30segundos-15 min	15 min-varias horas
Activación	automática	manual
Objetivo	Estabilidad de frecuencia en el corto plazo	Desbalances mayores y ajustes prolongados
Duración	Hasta 15 min	De 15 min hasta 2 horas o más

Tabla 2. Comparación regulación secundaria y terciaria [13]

1.4.4.3 Restricciones Técnicas en Tiempo Real

Las restricciones técnicas en tiempo real son limitaciones operativas que se deben gestionar instantáneamente para mantener el equilibrio y la seguridad del sistema eléctrico. Estas restricciones pueden incluir limitaciones en la capacidad de generación, la disponibilidad de recursos y la estabilidad de la red. El operador del sistema debe monitorizar continuamente el estado de la red y tomar decisiones rápidas para corregir cualquier desbalance que pueda surgir.

1.4.4.4 Incumplimiento de Energía de Balance

El incumplimiento de energía de balance ocurre cuando un participante del mercado no puede cumplir con su compromiso de suministro o demanda de electricidad. Este incumplimiento puede resultar en desbalances que deben ser corregidos por el operador del sistema. Los participantes que no cumplen con sus compromisos pueden enfrentar penalizaciones y costos adicionales para cubrir el desbalance generado.

1.4.4.5 Costes de Desvíos

Los costes de desvíos son los gastos asociados con la corrección de desbalances en el sistema eléctrico. Cuando hay un desbalance, el operador del sistema debe activar recursos adicionales para restablecer el equilibrio, lo que genera costos adicionales. Estos costes son generalmente asignados a los participantes responsables del desbalance, incentivando a que los participantes mantengan sus compromisos y minimicen los desvíos.

1.4.4.6 Saldos por Desvíos

Los saldos por desvíos son los resultados financieros derivados de la corrección de desbalances en el sistema. Estos saldos reflejan los costos incurridos por el operador del sistema para activar los recursos necesarios y las penalizaciones aplicadas a los participantes que causaron los desvíos. Los saldos por desvíos ayudan a mantener la transparencia y la responsabilidad en el mercado de ajustes.

1.5 Mercado a plazos

El mercado a plazos, también conocido como mercado a futuros, es un segmento del mercado de la electricidad donde se negocian contratos para la compra y venta de electricidad a ser entregada en una fecha futura específica,

a un precio acordado en el presente. Ocurre antes del día D-1. Para la Península Ibérica, el que gestiona los contratos de futuros es OMIP.

En este mercado participan principalmente tres entes, por un lado, los generadores de electricidad que venden futuros para asegurarse un precio fijo por su producción futura. Por el otro, los consumidores que compran futuros para fijar el costo de su consumo eléctrico. Y por último los traders y comercializadores que participan para beneficiarse de las diferencias de precios y proporcionar liquidez al mercado.

En el mercado eléctrico, los consumidores pueden comprar electricidad a precios fijos para futuros periodos, como años, estaciones, cuatrimestres, meses y días. Por ejemplo, el 18 de julio de 2024, el precio de la electricidad para todo el año 2025 se fijó en 69.5 €/MWh. Si compramos a este precio, la electricidad que consumamos en 2025 nos costará siempre 69.5 €/MWh, independientemente de las fluctuaciones del mercado durante ese año.

La existencia de diferentes contratos (anuales, estacionales, trimestrales, mensuales, semanales y diarios) permite a los consumidores y a los productores de electricidad gestionar mejor sus riesgos y planificar sus presupuestos.

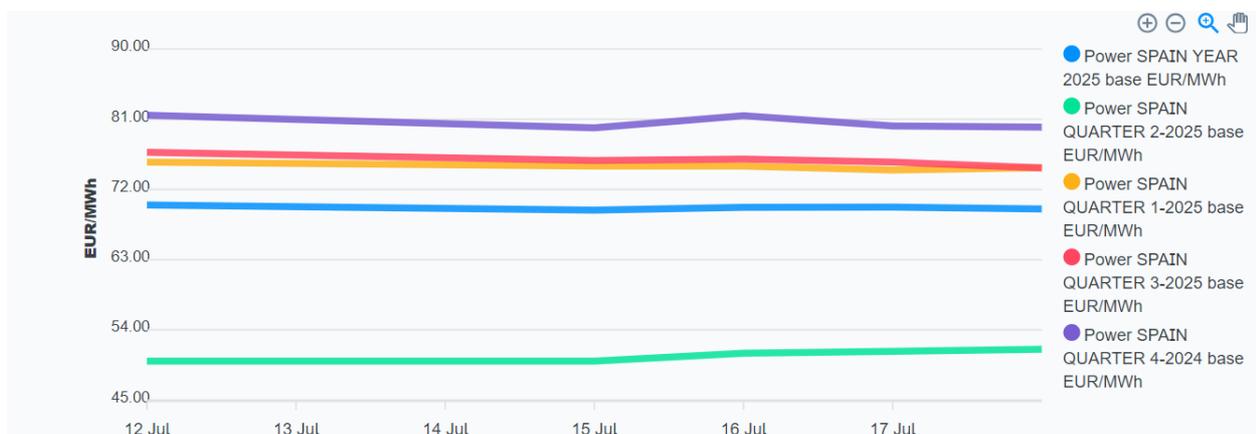


Figura 7. Precios del mercado a futuros, año 25, y quarters del 2025. Fuente: OMIP y Haya Energy Solutions

En la figura 7, podemos ver como para los días del 12 de julio de 2024 al 17 de julio evolucionan los precios para el año 2025, y para los trimestres del año 2025, quarter 1 (enero, febrero, marzo), quarter 2 (abril, mayo, junio), quarter 3 (julio, agosto, septiembre) y quarter 4 (octubre, noviembre y diciembre). Nos fijamos que, si compramos el precio para el año 2025, estaremos pagando mas durante el quarter 2 que si hubiésemos comprado el del quarter 2, sin embargo salimos ganando en el resto de trimestres.

Otro concepto relevante es la liquidez. La liquidez en el mercado a plazos se refiere a la facilidad y la capacidad de comprar y vender contratos de electricidad para entrega en el futuro, es decir, para meses o años por adelantado. Un mercado líquido es aquel en el que hay suficiente actividad de compra y venta, lo que permite a los participantes realizar transacciones sin afectar significativamente los precios. Además, un mercado líquido es aquel en el que podemos comprar electricidad para dentro de varios años. El 18 de julio de 2024, podemos comprar electricidad no solo para 2025, si no hasta el año 2034 inclusivo, es decir tiene 10 años de liquidez.

1.6 Impuestos

1.6.1 Evolución del IVA en la Factura Eléctrica en España:

La aplicación del Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) en la factura eléctrica en España en los últimos años ha estado sujeta a condiciones específicas basadas en el precio del megavatio-hora (MWh). Esta situación es resultado de los altos precios alcanzados durante los años 2021 y 2022, que llevaron al gobierno a implementar medidas excepcionales para proteger a los consumidores.

En junio de 2021, el gobierno español decidió reducir el tipo impositivo del IVA, que tradicionalmente había sido del 21%, al 10%. Esta medida se tomó como respuesta inmediata a la crisis energética que afectaba a los hogares y empresas, buscando mitigar el impacto de los precios elevados de la electricidad. Posteriormente, en 2022, ante la continua escalada de precios, se decidió realizar una reducción aún más drástica, estableciendo el IVA en un 5%. Esta reducción se mantuvo durante todo el año 2023, proporcionando un alivio significativo a los consumidores en un contexto de elevada incertidumbre económica.

1.6.1.1 Situación del IVA en 2024:

En 2024, la situación del IVA aplicado a la electricidad experimenta un cambio significativo. Aunque el tipo impositivo general del IVA se aumenta al 10%, además se introduce una nueva condición que puede hacer que este impuesto aumente. Si el precio medio mensual del MWh de electricidad se sitúa por debajo de 45€, el IVA se incrementará al 21%. Este ajuste se implementará a partir del mes siguiente en que se constate esta bajada en el precio.

Esta política del gobierno intenta encontrar un equilibrio entre obtener más ingresos a través de impuestos y proteger a las personas de los cambios en los precios de la energía. La idea de subir el IVA cuando los precios de la energía están bajos busca evitar que haya mucha especulación y, a la vez, mantener el mercado de la electricidad más estable. Se espera que para 2025, el IVA vuelva a ser del 21%, que es el nivel normal que ha tenido históricamente.

Sin embargo, para que estas rebajas se lleven a cabo, se tienen que cumplir la condición de que la potencia contratada esté por debajo de los 10kW [14]

1.6.1.2 Situación del IVA Europa

A diferencia de España, hay países como Portugal y Francia en el que el IVA, cambia según el consumo de electricidad y otros como Suecia en los que el IVA supera el 25%. En la actualidad en Europa el IVA se aplica como se muestra en la figura 8.

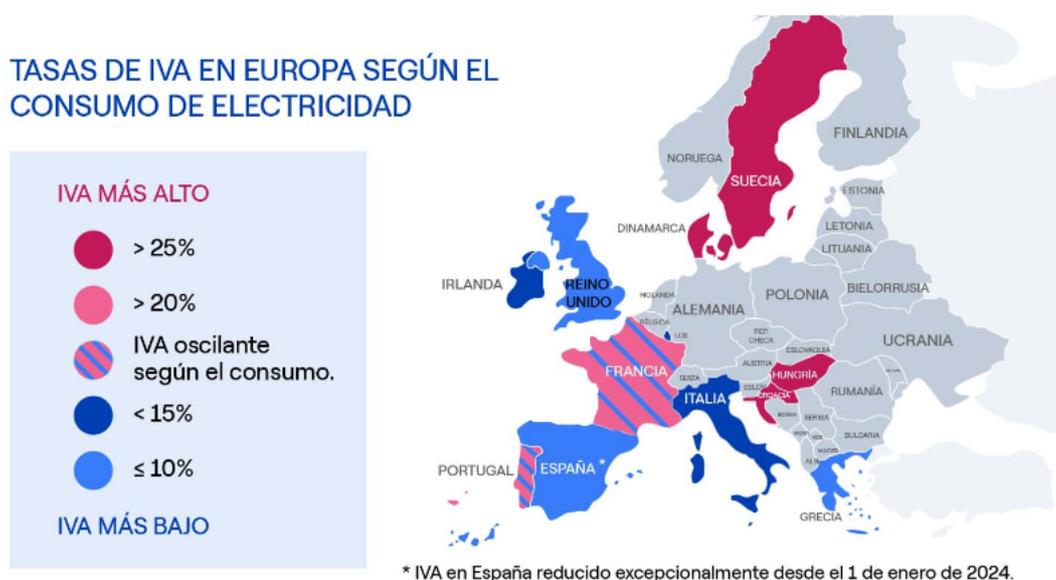


Figura 8. Tasa de IVA en Europa [14]

1.6.2 Impuesto Especial de la electricidad:

El impuesto especial de la electricidad (IEE), es un título que grava el coste de producción de electricidad en España. Generalmente es de un tipo impositivo de 5.113% y es abonado por todas las instalaciones que cuenten con un punto de suministro eléctrico independientemente del nivel de consumo. El IEE se calcula sobre el total de la factura eléctrica antes de la aplicación del IVA.

En septiembre de 2021 debido a los altos precios de electricidad, el gobierno aprobó una reducción significativa del IEE a través del Real Decreto-ley 17/2021 bajando el tipo impositivo de 5.113% al 0.5%. Este tipo impositivo se mantuvo desde 2021 a 2023. Con el Real Decreto-ley 8/2023, se estableció un nuevo tipo de 2.5% hasta el 30 de junio de 2024. A partir de esa fecha el tipo volvió a ser de 5.113%.

1.7 Cuota de alquiler del equipo de medida:

En España, la factura eléctrica incluye un cargo por el alquiler del contador, que se denomina generalmente “Cuota de Alquiler del Equipo de Medida”. Este cargo es aplicable cuando el contador de electricidad no es propiedad del usuario, sino de la empresa distribuidora.

El importe varía según el tipo de contador (analógico o digital) y la compañía distribuidora. El alquiler del contador se cobra mensualmente y aparece de manera regular en la factura del usuario.

Si el usuario decide adquirir el contador en propiedad, no tendrá que pagar este cargo, pero deberá asumir los costes de mantenimiento y posibles averías del equipo.

1.8 Peajes por transporte, distribución y capacidad

En España el precio de la electricidad tiene asociado una serie de peajes y cargos, para mantener el sistema de transporte y distribución de la energía. Estos peajes están regulados y son fijados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

En la normativa sobre peajes de transporte y distribución de electricidad en España, se establecen varios principios fundamentales para asegurar un sistema justo y eficiente. La metodología aplicada garantiza la suficiencia, asegurando que se recupere toda la retribución necesaria para las actividades de transporte y distribución conforme a las previsiones establecidas. Además, se promueve la eficiencia al asignar la retribución de las redes a cada grupo tarifario según el principio de causalidad, evitando subsidios cruzados y fomentando un uso eficiente de la red.

La normativa también incorpora el principio de aditividad, asegurando que los peajes incluyan de forma combinada la retribución correspondiente al transporte y a la distribución para cada grupo tarifario. Se destaca la transparencia y objetividad en los criterios de asignación de la retribución, con toda la información y los parámetros aplicados claramente definidos y accesibles al público.

Asimismo, se garantiza la no discriminación, asegurando que los peajes de transporte y distribución sean iguales para todos los usuarios de la red con las mismas características y pertenecientes al mismo grupo tarifario. Por último, se asegura la uniformidad territorial, estableciendo que los peajes de transporte y distribución sean los mismos en todo el territorio nacional, sin diferencias regionales en su aplicación.

Los peajes en España tienen dos términos, uno asociado a la energía y otro a la potencia contratada y dependen de las condiciones de conexión del momento, y periodo del año en el que se consume energía. [BOE-A-2020-1066]

Según la tensión a la que se esté conectado en la red, tendremos un tipo de tarifa u otro reflejado en la tabla 3

Tensión del suministro	Tipo de tarifa
Baja tensión ≤ 1 kV Potencia < 15 kW	2.0TD
Baja Tensión > 1 KV Potencia > 15 kW	3.0TD
Alta Tensión entre 1 kV y 30 kV	6.1TD
Alta tensión entre 30 kV y 72.5 kV	6.2TD
Alta tensión entre 72.5 kV y 145 kV	6.3TD
Alta tensión > 145 kV	6.4TD

Tabla 3. Tipos de Tarifas [15]

Además, para cada tarifa de la tabla 1 tendremos un precio según la hora y el periodo del año distribuidas en la tabla 4 (aplicable en la península):

hora	Tipo de periodo					
	A	B	B1	C	D	2.0TD
0:00	P6	P6	P6	P6	P6	P3
1:00	P6	P6	P6	P6	P6	P3
2:00	P6	P6	P6	P6	P6	P3
3:00	P6	P6	P6	P6	P6	P3
4:00	P6	P6	P6	P6	P6	P3
5:00	P6	P6	P6	P6	P6	P3
6:00	P6	P6	P6	P6	P6	P3
7:00	P6	P6	P6	P6	P6	P3
8:00	P2	P3	P4	P5	P6	P2
9:00	P1	P2	P3	P4	P6	P2
10:00	P1	P2	P3	P4	P6	P1
11:00	P1	P2	P3	P4	P6	P1
12:00	P1	P2	P3	P4	P6	P1
13:00	P1	P2	P3	P4	P6	P1
14:00	P2	P3	P4	P5	P6	P2
15:00	P2	P3	P4	P5	P6	P2
16:00	P2	P3	P4	P5	P6	P2

hora	Tipo de periodo					
	A	B	B1	C	D	2.0TD
17:00	P2	P3	P4	P5	P6	P2
18:00	P1	P2	P3	P4	P6	P1
19:00	P1	P2	P3	P4	P6	P1
20:00	P1	P2	P3	P4	P6	P1
21:00	P1	P2	P3	P4	P6	P1
22:00	P2	P3	P4	P5	P6	P2
23:00	P2	P3	P4	P5	P6	P2

Tabla 4. Periodos horarios. Fuente Haya Energy Solutions

Como podemos apreciar en la tabla 4, los periodos horarios se clasifican en seis categorías, que van de P1 a P6, variando en función del precio:

-Periodo 1 (P1): precio más caro. Es el precio para las horas de mayor demanda

-Periodo 2 (P2): precio inferior a P1, pero superior a los demás periodos

Y así sucesivamente, siendo P6 el precio más económico, generalmente durante la madrugada.

A su vez estos precios están distribuidos según el momento del año para todos los términos de potencia y energía, excepto para el término 2.0TD; este término tiene su propia distribución de precios reflejada en la última columna de la tabla 4.

Para la península los periodos están distribuidos de la siguiente forma:

- El periodo A corresponde a los meses de alta demanda, enero, febrero, julio y diciembre.
- El periodo B está constituido por los meses de marzo y noviembre mientras que el B1 por junio, agosto y septiembre. Estos meses son periodos con una demanda de electricidad media-alta para B y media para B1.
- El grupo C, los meses de menos demanda, compuesto por abril, mayo y octubre.
- El periodo D que es exclusivo para fines de semanas y festivos, independientemente del mes. Podemos comprobar que este periodo solo está compuesto por precios P6, los anteriormente mencionados como los más económicos.

Las islas y las ciudades de Ceuta y Melilla tienen una distribución diferente, ya que la demanda de electricidad no es la misma.

Para las islas, el sector turismo es clave, pues veremos que la alta demanda está concentrada en el periodo estival.

En las islas Canarias:

- Periodo A compuesto por los meses de julio, agosto, septiembre y octubre. (Temporada alta)
- Periodo B compuesto por noviembre y diciembre. (Temporada media)
- Periodo B1 compuesto por enero, febrero y marzo.
- Periodo C compuesto por abril, mayo y junio. (Temporada baja)

Por otro lado, las islas Baleares que también tienen su temporada alta en verano tiene la siguiente distribución:

- Periodo A, junio, julio, agosto y septiembre.
- Periodo B, mayo y octubre.
- Periodo B1, enero, febrero y diciembre.
- Periodo C, marzo, abril y noviembre.

Para Ceuta:

- Periodo A está compuesto por los meses de enero, febrero, agosto y septiembre.
- Periodo B compuesto por marzo, noviembre y diciembre.
- Periodo B1 compuesto por julio y octubre.
- Periodo C compuesto por los meses de abril, mayo y junio.

En Melilla:

- El periodo de alta demanda está constituido por los meses de enero, julio, agosto y septiembre.
- El periodo de media-alta está compuesto por los meses de febrero y diciembre.
- El de media por junio, octubre y noviembre
- La temporada baja de demanda eléctrica está compuesta por marzo, abril y mayo.

Tanto para las islas como para Ceuta y Melilla también existe el periodo D para fines de semana y festivos.

Además, debemos tener en cuenta que las tarifas P1, P2, P3, P4, P5 y P6 no están distribuidos igual en la península que en el resto de España. Las distribuciones se encuentran en el Anexo 1.

Una vez visto la estructura de los periodos de las tarifas, podemos pasar a ver los precios actuales.

Para empezar, debemos recalcar que en España existen peajes para el término de potencia contratada por un lado y para el término de la energía por otro.

Se entiende por término de la potencia los peajes por tener disponible una cierta cantidad de potencia mínima siempre disponible en cada momento, independientemente de si se consume o no.

El término de facturación de potencia finalmente se calculará como el sumatorio de la multiplicación del término de potencia por la potencia contratada.

$$FP = \sum_{i=1}^n t_p * P_C$$

Donde:

FP es el factor potencia (peajes totales a pagar debido a la potencia contratada)

t_p es el término de potencia compuesto por dos tipos de tarifas. El término de potencia de los cargos medida en €/kW año y el término de potencia de peajes por transporte y distribución, también medido en €/kW año

- El término de potencia por transporte y distribución Son cargos que financian el uso de las redes eléctricas para el transporte y distribución de electricidad. Están directamente relacionados con el acceso físico a la red.
- El término de potencia de los cargos es un componente fijo de la factura que cubre otros costes regulados del sistema eléctrico, como las políticas de promoción de renovables o los extracostes en territorios no peninsulares, además de los pagos por capacidad. No está directamente relacionado con el uso físico de la red, sino con otros aspectos del sistema que requieren financiación. [16]

Ambos términos están recogidos en el BOE.

Sin embargo, si la potencia es excedida la facturación por cada exceso es de la siguiente forma:

$$FEP = \sum_{i=1}^{i=6} K_i * 234 * A_{ei}$$

donde:

FEP es el factor de exceso de potencia

K_i un coeficiente definido en el BOE

A_{ei} término que se calcula de la siguiente forma:

$$A_{ei} = \sqrt{\sum_{i=1}^n (P_{dj} - P_{ci})^2}$$

Siendo P_{dj} la potencia demandada cada cuarto de hora en el que se haya excedido la potencia contratada P_{ci} .

K_i es un coeficiente que según qué periodo P1 a P6 sea toma un valor u otro como muestra la tabla 5.

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Ki	1	0.5	0.37	0.37	0.37	0.17

Tabla 5. Coeficiente K_i Fuente: BOE

Por otro lado, el término de la energía: estos cargos por energía se calculan en función de la cantidad de electricidad que realmente se consume. Es decir, la cantidad de kWh que fluye a través del medidor de electricidad.

$$FE = \sum_{i=1}^n t_e * E_C$$

donde:

FE es el factor energía (peajes totales a pagar debido a la energía consumida)

t_e es el término de la energía compuesto al igual que el término de potencia por término de energía de los cargos, el peaje por transporte y distribución y en adicción el término de energía de los pagos por capacidad. Todos medidos en €/kWh.

E_C energía consumida

Por tanto FE para un año es la suma de las tarifas horarias de cada hora del año por la energía consumida.

Estas tarifas son anualmente publicadas en el BOE. Generalmente los precios por cargos y capacidad vienen en un boletín y los peajes por transporte y distribución en otro.

En la tabla 6 tenemos recogidos los últimos BOE publicados con las tarifas explicadas

BOE- Cargos y capacidad	Fecha de publicación	Fecha de entrada en vigor	BOE- transporte y distribución	Fecha de publicación	Entrada en vigor
BOE-A-2021-6390	19/04/2021	01/06/2021	BOE-A-2021-4565	18/03/2021	01/06/2021
BOE-A-2021-21794	28/12/2021	01/01/2021	BOE-A-2021-21208	16/12/2021	01/01/2022
BOE-A-2022-23737	23/12/2022	23/12/2022	BOE-A-2022-21799	15/12/2022	01/01/2023
BOE-A-2024-2774	09/02/2024	09/02/2024	BOE-A-2023-26251	21/12/2023	01/01/2024

Tabla 6. Publicaciones BOE Peajes y cargos

A continuación, finalizamos este apartado incluyendo un ejemplo de cómo calcular los peajes y cargos para el año 2024. En primer lugar, necesitamos saber las tarifas publicadas por el BOE:

Para el término de potencia podemos ver en las tablas 7 y 8 los siguientes precios según la conexión:

Término de potencia de los cargos (€/kW año)

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0 TD	2.99	0.19				
3.0 TD	3.72	1.86	1.35	1.35	1.35	0.62
6.1 TD	3.86	1.93	1.40	1.40	1.40	0.64
6.2 TD	2.26	1.13	0.82	0.82	0.82	0.38
6.3 TD	1.81	0.91	0.66	0.66	0.66	0.30
6.4 TD	0.89	0.44	0.32	0.32	0.32	0.15

Tabla 7. Término potencia de los cargos [17]

Peajes por transporte y distribución (€/kW año)

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0 TD	22.40	0.78				
3.0 TD	12.00	7.69	3.31	2.79	0.93	0.93
6.1 TD	20.56	12.76	9.93	7.85	0.33	0.33
6.2 TD	13.14	8.75	5.62	4.67	0.24	0.24
6.3 TD	10.47	6.51	5.24	4.14	0.34	0.34
6.4 TD	7.31	4.12	3.16	2.88	0.19	0.19

Tabla 8. Peajes por transporte y distribución [18]

Por tanto, para obtener el término de potencia total mostrado en la tabla 9, sumamos los dos términos anteriores

Término de potencia: €/kW

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0 TD	25.39	0.97	0.00	0.00	0.00	0.00
3.0 TD	15.71	9.55	4.66	4.14	2.29	1.55
6.1 TD	24.41	14.69	11.33	9.25	1.73	0.97
6.2 TD	15.40	9.88	6.44	5.49	1.06	0.62
6.3 TD	12.29	7.42	5.90	4.80	1.00	0.64
6.4 TD	8.20	4.56	3.48	3.20	0.52	0.34

Tabla 9. Término de Potencia

Una vez tenemos las tarifas definidas debemos saber qué tipo de conexión tenemos, por ejemplo 3.0TD, tabla 10

€/kW año	P1	P2	P3	P4	P5	P6
3.0 TD	15.71	9.55	4.66	4.14	2.29	1.55

Tabla 10. Término de Potencia para conexión 3.0 TD 2024

Una vez que conocemos las tarifas debemos saber que tarifa corresponde a cada hora del año utilizando la tabla 4. Por ejemplo, para la hora 14:00 del día 22 de marzo en la Península Ibérica tenemos que la tarifa que debemos aplicar es P3, ya que marzo es un mes de periodo B.

Por tanto, si tenemos contratados 5 kW el factor de potencia para esa hora será:

$$FP = \frac{4.66 * 5}{365 * 24} = 0.00266 \text{ €}$$

Para calcular el precio a pagar del año entero debemos asociar cada hora con el tipo de tarifa haciendo uso de la tabla 4, multiplicarlo por la potencia contratada y sumarlo todo. Para ello hemos desarrollado una hoja de cálculo que al meter las entradas de tipo de conexión y fecha nos da los precios en €/kW año. Para obtener el *FP* del año total tenemos que multiplicar todos los valores por la potencia contratada y sumarlos. Ver Anexo 1, figura 34 ejemplo resultados peajes y cargos España.

Por otro lado, para el término de energía tenemos las siguientes tarifas recogidas en las tablas 11, 12 y 13

Término de energía de los cargos (€/kWh)

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0 TD	0.044	0.009	0.002			
3.0 TD	0.024	0.018	0.010	0.005	0.003	0.002
6.1 TD	0.013	0.010	0.005	0.003	0.002	0.001
6.2 TD	0.006	0.005	0.002	0.001	0.001	0.000
6.3 TD	0.005	0.004	0.002	0.001	0.001	0.000
6.4 TD	0.002	0.001	0.001	0.000	0.000	0.000

Tabla 11. Término de energía de los cargos [17]

Peajes por transporte y distribución (€/kWh)

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0 TD	0.0331	0.0192	0.0006			
3.0 TD	0.0240	0.0128	0.0076	0.0055	0.0004	0.0002
6.1 TD	0.0219	0.0117	0.0074	0.0054	0.0004	0.0002
6.2 TD	0.0119	0.0065	0.0037	0.0028	0.0002	0.0001
6.3 TD	0.0104	0.0057	0.0036	0.0027	0.0002	0.0001
6.4 TD	0.0088	0.0048	0.0031	0.0022	0.0001	0.0001

Tabla 12. Peajes por transporte y distribución [18]

Término de energía de los pagos por capacidad (€/kWh)

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0 TD	0.0009	0.0002				
3.0 TD	0.0013	0.0006	0.0004	0.0003	0.0003	
6.1 TD	0.0005	0.0002	0.0002	0.0001	0.0001	
6.2 TD	0.0005	0.0002	0.0002	0.0001	0.0001	
6.3 TD	0.0005	0.0002	0.0002	0.0001	0.0001	
6.4 TD	0.0005	0.0002	0.0002	0.0001	0.0001	

Tabla 13. Término de energía por los pagos de capacidad [18]

Para obtener los términos de energía al igual que los de la potencia sumamos los términos y obtenemos las siguientes tarifas recogidas en la tabla 14.

Término de energía: €/kWh

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0 TD	0.078	0.028	0.003	0.000	0.000	0.000
3.0 TD	0.050	0.032	0.018	0.011	0.004	0.002
6.1 TD	0.036	0.022	0.013	0.008	0.002	0.001
6.2 TD	0.019	0.011	0.006	0.004	0.001	0.001
6.3 TD	0.016	0.010	0.006	0.004	0.001	0.001
6.4 TD	0.011	0.006	0.004	0.003	0.001	0.000

Tabla 14. Término de energía

Por tanto, para el mismo caso anterior, tarifa 3.0 TD para el 22 de marzo a las 14:00 debemos utilizar el P3. Además, vemos que esa hora la energía consumida es de 3 kWh. En este caso el *FE* será:

$$FE = 0.018 * 3 = 0.054 \text{ €}$$

Al igual que para el término de potencia si deseamos calcular los peajes y cargos para el término de energía de todo el año, debemos asociar todas las horas a las tarifas adecuadas para ello utilizamos la misma hoja de cálculo que para el término de potencia. Ver Anexo 1, figura 34, ejemplo resultados peajes y cargos España. Una vez obtenemos los precios por kWh debemos de multiplicar cada hora por la cantidad de energía que se

consume, que a diferencia de la potencia no tiene por qué ser la misma siempre. Por último, para obtener el *FE* del año entero debemos sumar todos los valores.

Más adelante utilizaremos estas expresiones para calcular los peajes y cargos para distintos años.

2 MERCADO ELÉCTRICO FRANCÉS

El mercado eléctrico francés es una estructura compleja y bien organizada que abarca desde la generación hasta el consumo final de electricidad. Caracterizado por una predominancia de la energía nuclear y una notable infraestructura de transporte y distribución, el mercado ha evolucionado para adaptarse a nuevas demandas y regulaciones. En este contexto, la liberalización del mercado y la introducción de mecanismos como el mercado de capacidad han sido respuestas clave a los desafíos de suficiencia de recursos y equilibrio del sistema.

2.1 Generación en Francia

En Francia la generación de electricidad está prácticamente dominada por la energía nuclear. En 2023 fueron generados 320.4 TWh a partir de esta fuente, un 65% del total generado. Es el primer país europeo y el segundo del mundo en potencia nuclear instalada; A final del año 2023, Francia contaba con 56 plantas con una potencia instalada de 61,370 MW, solo superada por Estados Unidos [19]. Por otro lado, cabe destacar que las renovables como la eólica y la solar han crecido de 38.9 TWh en 2022 a 50.8 TWh y de 18.5 TWh a 21.6 TWh en 2023 respectivamente [20]. En la figura 9 podemos ver el gráfico de los porcentajes de generación en Francia.

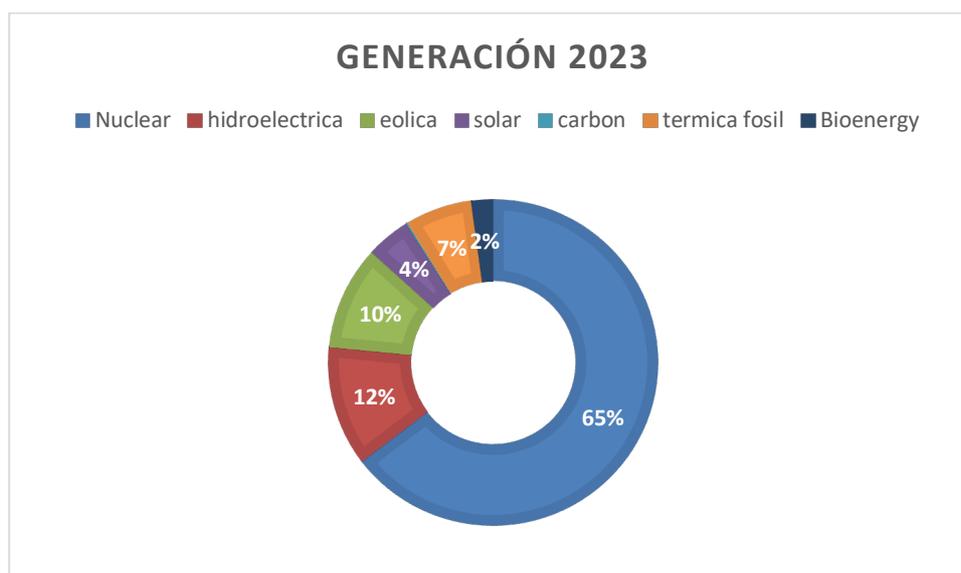


Figura 9. Generación 2023 Francia [20]

En Francia se generó durante 2023 494 700 GWh. Con una potencia instalada de alrededor de 150 GW [20]. Un dato para destacar del sistema de electricidad de francés es que este cuenta con un mecanismo de capacidad. El mecanismo de capacidad en Francia es un sistema diseñado para asegurar que haya suficiente capacidad de generación eléctrica disponible durante las horas punta, especialmente en un contexto de transición hacia energías renovables y desmantelamiento de centrales de carbón y fuel-oil. Implementado en 2017, este mecanismo descentralizado permite que los productores y proveedores de servicios de flexibilidad certifiquen su capacidad de generación o reducción de demanda, obteniendo certificados de capacidad que pueden vender a los proveedores. Estos últimos están obligados a adquirir suficientes certificados para cubrir el consumo de sus clientes durante los períodos de máxima demanda, denominados días pico. Aunque el sistema ha garantizado la estabilidad del suministro y proporciona ingresos significativos para los productores, enfrenta críticas por su complejidad y volatilidad de precios. Actualmente, se está discutiendo su renovación y posible simplificación para después de 2026, con la opción de un mecanismo más centralizado y predecible. [21]

2.2 Transporte

El transporte de electricidad en Francia es una función crítica para asegurar el suministro continuo y estable de energía a lo largo del país. Esta responsabilidad recae en RTE (Réseau de Transport d'Électricité), el operador del sistema de transmisión, que gestiona la red de alta tensión. Es decir, RTE es el homólogo a REE en España.

Francia registró en 2023, 98 447 km de líneas aéreas y 7 349 km de líneas subterráneas para el transporte de electricidad. Además, cuenta con 50 interconexiones con países vecinos de la UE [22]. En la figura 10 observamos el mapa de red de transporte de Francia operado por RTE

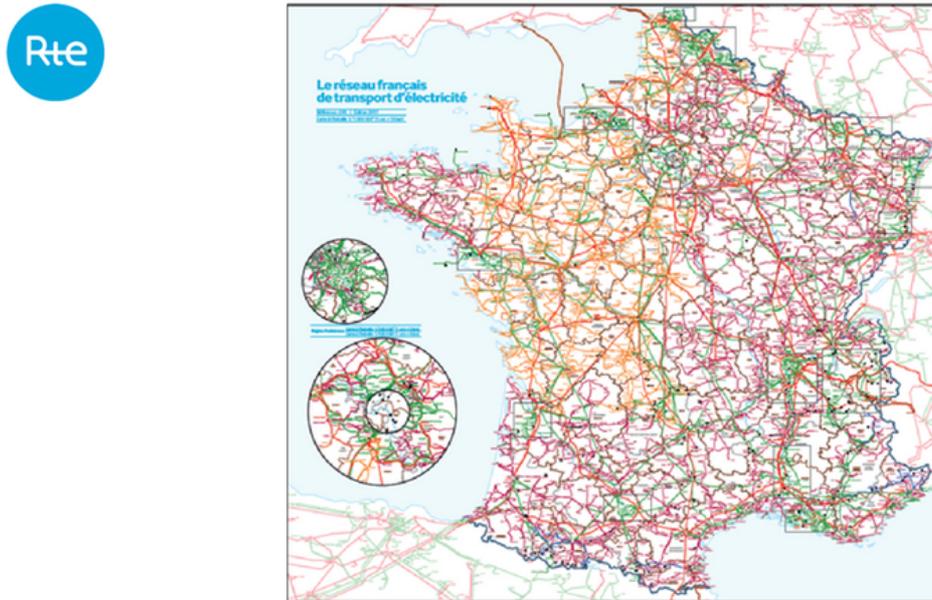


Figura 10. Red de transporte Francia. Fuente: RTE

2.3 Distribución

La distribución de electricidad en Francia está a cargo principalmente de **Enedis**, que gestiona la red de media y baja tensión en el 95% del territorio metropolitano francés, aunque existen más de 150 empresas distribuidoras. Enedis desempeña un papel crucial en el sistema eléctrico, asegurando que la electricidad llegue de manera eficiente y segura a los hogares y pequeñas empresas.

2.4 Compraventa de electricidad

A diferencia de España, en el que hay varias grandes comercializadoras, en Francia EDF es el principal actor del mercado eléctrico francés; Aunque a partir de 2007 con la liberación del mercado tiene competencia de otras comercializadoras como Engie y TotalEnergies. EDF participa en múltiples etapas de la cadena de valor del sector eléctrico, incluyendo la etapa de generación en la que EDF cuenta con una capacidad de generación significativa, especialmente en el ámbito nuclear. Además, Enedis, el principal encargado de la distribución de electricidad mencionado en el apartado anterior es una subsidiaria de EDF, aunque ésta opera de manera independiente en el mercado debido a las normativas de la Unión Europea que promueven la separación de actividades para evitar monopolios y fomentar la competencia. Por último, EDF actúa como comercializadora de electricidad, ofreciendo servicios de suministro a clientes finales, hogares, empresas e industrias. En esta función EDF vende electricidad a los consumidores, compitiendo con otras comercializadoras en el mercado liberalizado. EDF ofrece tarifas reguladas conocidas como “tarifas azules” y también ofrece una variedad de planes y contratos a sus clientes.

2.4.1 La Tarifa Azul

EDF ofrece a particulares una tarifa regulada, llamada la tarifa azul y que está fijada por las autoridades públicas (controladas por la Comisión de Regulación de la Energía (CRE)). Además, dentro de la tarifa existen tres opciones:

1. Opción básica: el precio del kWh es igual siempre
2. Opción horas valle: el precio del kWh es ventajoso 8 horas al día
3. Opción de Tempo: el precio del kWh depende del día y de la hora [23]

A esta tarifa solo pueden optar particulares (hogares) y pequeñas empresas con una potencia contratada de menos de 36 kVA.

2.4.2 Mercado libre

Al igual que en España, los grandes consumidores de electricidad en vez de optar por las tarifas reguladas, suelen firmar contratos bilaterales o acuerdos de suministro con comercializadoras. Estos contratos pueden fijar el precio de la electricidad por adelantado para un periodo determinado. Los precios de estos contratos pueden basarse en varias fórmulas, incluyendo:

1. Contratos a precio fijo: como su nombre indica un precio fijo acordado para un período específico, protegiéndolo contra la volatilidad del mercado.
2. Contratos indexados: precios que se ajustan periódicamente en función de un índice de referencia, que puede estar relacionado con el mercado spot.
3. Contratos “Hedging”: mecanismos financieros para proteger contra la variabilidad de precios del mercado spot, como los mercados a plazos.

Al igual que en España, en Francia existen varios tipos de mercados según se muestra en la figura 11

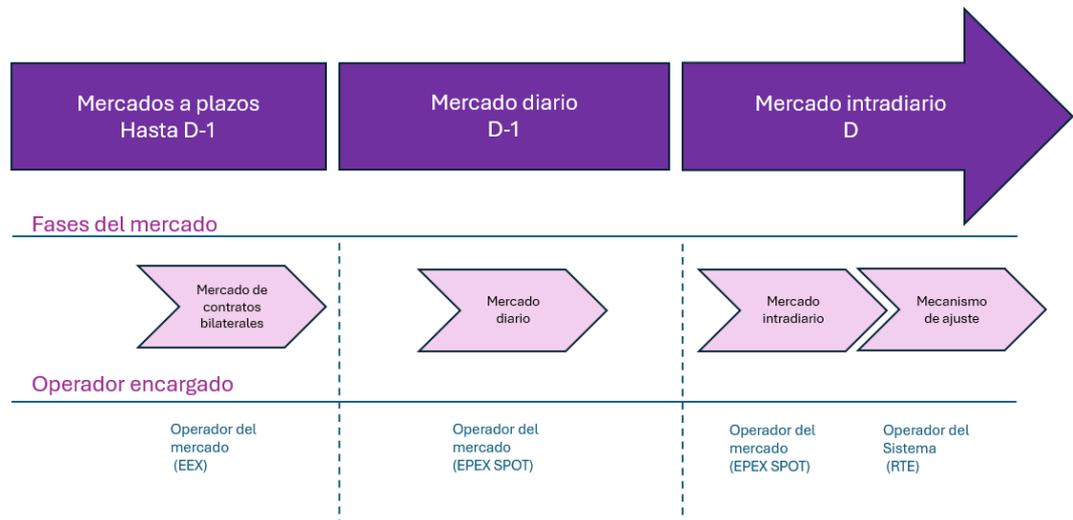


Figura 11. Mercados eléctricos Francia

2.4.3 Mercado diario en Francia

El mercado diario en Francia, gestionado a través de EPEX SPOT, es un mercado de energía eléctrica donde se realizan transacciones entre diferentes actores, como productores, proveedores y consumidores, para la entrega de electricidad al día siguiente. Este mercado al igual que el español funciona a través de un proceso de subasta que se lleva a cabo todos los días.

Los participantes en el mercado, incluidos productores, grandes consumidores y otros intermediarios, presentan sus ofertas de compra y venta de electricidad para cada hora del día siguiente. Estas ofertas se recopilan en un libro de órdenes, que se cierra a las 12:00 p.m., momento en el cual EPEX SPOT utiliza un algoritmo para calcular la intersección de las curvas de oferta y demanda. Esta intersección determina el precio de la electricidad para cada hora del día siguiente, un precio que es transparente, seguro y anónimo. En la figura 12 observamos un ejemplo de curva de oferta y demanda de electricidad.

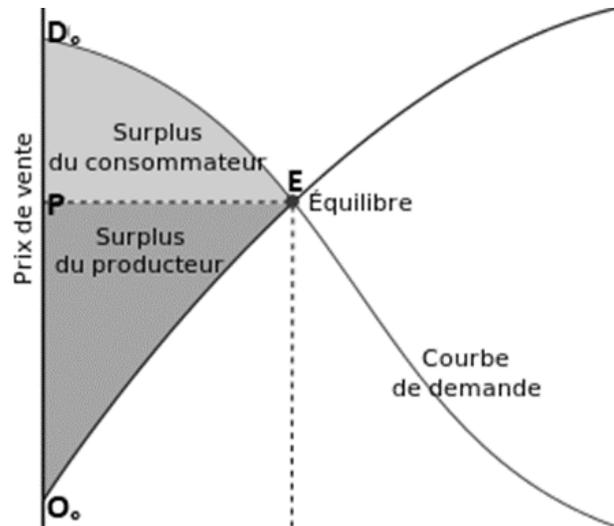


Figura 12. Curva oferta y demanda electricidad. [24]

El mercado diario francés también está vinculado a otros mercados europeos a través de un mecanismo de acoplamiento de precios conocido como "Market Coupling". Este mecanismo conecta los mercados eléctricos de diferentes países, optimizando el uso de las interconexiones transfronterizas. Gracias a esta integración, se maximiza el bienestar social en todos los mercados, permitiendo que la electricidad fluya hacia donde es más necesaria y beneficiando tanto a consumidores como a proveedores.

2.4.4 Mercado Intradía

Al igual que en España, el mercado intradía puede ser por subastas o continuo.

2.4.4.1 Mercado intradía por subastas

En Francia estas subastas intradiarias se realizan diariamente a las 17:00 (CET) y permiten la negociación de contratos de 30 minutos. El objetivo de estas subastas es ofrecer una mayor granularidad en los contratos y oportunidades adicionales para equilibrar la oferta y la demanda. Esto es especialmente importante con la creciente presencia de fuentes de energía renovables, que pueden ser variables e impredecibles. Las subastas ayudan a establecer precios de referencia intradiarios y optimizar el mercado a corto plazo. La negociación comienza a las 15:00 (CET) en la región de Europa Central occidental, que incluye a Francia [25].

2.4.4.2 Mercado intradía continuo

La plataforma de negociación para este mercado es el Sistema M7, que proporciona una plataforma robusta y confiable para ejecutar estrategias avanzadas de trading. Este sistema permite la compra y venta de electricidad en tiempo real. Los participantes pueden negociar contratos de distintas duraciones, incluidos contratos horarios, de media hora y de 15 minutos. Esta variedad permite a los participantes adaptar sus compras y ventas a necesidades específicas y variaciones en la generación o consumo.

Además de estos dos tipos de mercados intradiarios, Francia forma parte del SIDC (Single Intraday Coupling), una iniciativa que permite el comercio transfronterizo en un mercado intradía europeo integrado [26].

2.4.5 Mercados de reserva

El gestor de Sistema de transporte definido anteriormente RTE, es el responsable de garantizar el equilibrio entre la producción y el consume de electricidad en todo momento, así como resolver las congestiones en la red de transporte. Para ello RTE cuenta con tres tipos de reservas de ajustes, la primaria, la secundaria y la terciaria. Estos sistemas se activan para corregir desbalances y garantizar la estabilidad del Sistema eléctrico. Sin embargo, la única reserva que entra a mercado la reserva terciaria, la única manual.

Reserva terciaria o mecanismo de ajuste

La reserva terciaria se activa manualmente por los operadores de RTE y se emplea cuando las reservas primaria y secundaria son insuficientes para manejar un desequilibrio en la red eléctrica. Además, se utiliza para anticipar desequilibrios previstos o para solucionar problemas de congestión en el sistema de transporte debido a un exceso o déficit local de producción. A diferencia de las otras reservas, la activación de la reserva terciaria no es automática y requiere una intervención directa por parte de los operadores.

Tanto productores como consumidores pueden participar en el mecanismo de ajuste asociado a esta reserva, incluyendo actores extranjeros. Las reglas y condiciones para participar en este mecanismo están establecidas por RTE y aprobadas por la Comisión de Regulación de la Energía (CRE). De acuerdo con la legislación francesa, todos los generadores conectados a la red de transporte deben ofrecer su capacidad disponible a RTE. Adicionalmente, se pueden establecer contratos de reserva con anticipación para garantizar la disponibilidad de recursos, que luego deberán presentar ofertas en el mecanismo de ajuste, a cambio de una remuneración fija. La reserva terciaria se divide en dos categorías: la reserva rápida, que puede ser movilizadada en menos de 13 minutos, y la reserva complementaria, que tiene un tiempo de respuesta de hasta 30 minutos [27].

2.4.6 Mercado a plazos

El mercado a plazos funciona igual que en España, sin embargo en vez de ser operado por OMIP, es operado por EEX (European Energy Exchange). Esta bolsa de energía, con sede en Leipzig, Alemania, ofrece una plataforma para la negociación de contratos de futuros y opciones sobre electricidad, permitiendo a los participantes del mercado asegurar precios para entregas futuras y gestionar riesgos de precio. EEX facilita la negociación de contratos con distintos horizontes temporales, incluyendo contratos diarios, mensuales, trimestrales y anuales, proporcionando una herramienta esencial para la planificación y la cobertura en un entorno de alta volatilidad del mercado energético. Además, EEX contribuye a la liquidez y transparencia del mercado, ofreciendo datos de mercado y servicios de clearing a través de su filial European Commodity Clearing (ECC), lo que garantiza una correcta liquidación de todas las operaciones y mitiga el riesgo de contraparte. [28]

En la figura 13 observamos los precios a los que podríamos haber comprado la electricidad para el el año 2025, y los precios para los cuatrimestres 4 de 2024, 1 de 2025, 2 de 2025 y 3 de 2025.

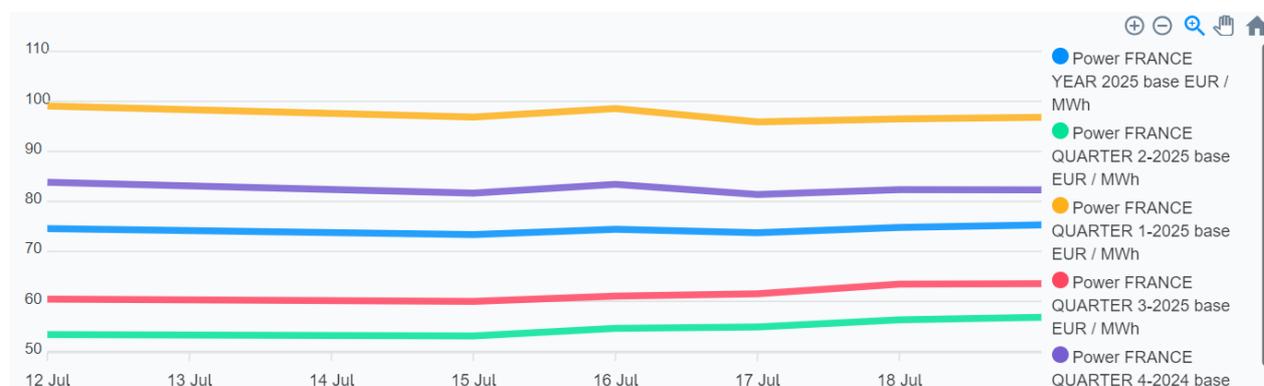


Figura 13. Precios mercado a plazos Francia. Fuente: Haya Energy Solutions, EPEX SPOT

2.5 Impuestos

2.5.1 Taxe sur la Valeur Ajoutée (TVA)

En Francia, el TVA (equivalente al IVA en España), se aplica a la electricidad de la siguiente forma:

1. Tipo estándar del 20%. Este tipo general de TVA se aplica a los conceptos que dependen del consumo de energía. [29]
2. Tipo reducido del 5.5%. Por otro lado, este tipo de TVA se aplica a los conceptos fijos. [30]

2.5.2 TICFE (Taxe Intérieure sur la Consommation Finale d'Électricité)

Originalmente este impuesto se dividía en dos:

1. CSPE (Contribution au Service Public de l'Électricité): Originalmente, la CSPE se utilizaba para financiar ciertos servicios públicos relacionados con la electricidad, como el apoyo a las energías renovables, la tarifa social de electricidad y la compensación para las islas y territorios no interconectados.
2. TICFE (Taxe Intérieure sur la Consommation Finale d'Électricité): En sus inicios, este era un impuesto basado en el consumo de electricidad, y estaba destinado a financiar diversas políticas energéticas.

Tras la reforma de 2016 ambos impuestos se fusionan, en uno solo denominado TICFE, y aunque inicialmente la TICFE incluía los objetivos de la CSPE, fue gradualmente transferida al presupuesto general del Estado.

Desde enero de 2022, TICFE ya no financia los costes del servicio público de electricidad. Los fondos se transfieren directamente al presupuesto general del Estado.

En 2004 la TICFE/CSPE ascendía a 4.5 €/MWh y se mantuvo estable desde 2004 a 2011 disparándose desde enero de 2016 hasta alcanzar 22.5 €/MWh. Debido a la subida de precios en 2022 se redujeron los de 22.5 €/MWh a 22€/MWh para los consumidores de potencia contratada superior a 36kVA y de 22.5 €/MWh a 21.5 €/MWh para los consumidores con potencia contratada menor que 36 kVA hasta el 31 de enero de 2024 [31].

2.5.3 CTA (Contribution Tarifaire d'Acheminement)

La CTA se aplica para financiar las pensiones de los trabajadores del sector eléctrico y del gas. Es una contribución que se aplica sobre la parte fija del TURPE (Tarifa de Uso de las Redes Públicas de Electricidad) Definida en apartado 2.6.

La CTA se calcula aplicando un porcentaje a la parte fija del TURPE.

Tasas establecidas en 2021:

- 21.93% para los consumidores conectados a la red pública de distribución.
- 10,11% para los consumidores conectados a la red pública de transporte. [32]

2.6 Peajes por transporte, distribución y capacidad:

Desde enero de 2016, la CRE (commission de régulation de l'électricité) es la responsable de fijar las tarifas de transporte y distribución a través de la tarifa TURPE (Tariff d'Utilisation des Reseaux Publics d'Electricite), además de regular los mercados para promover la competencia y garantizar un entorno equitativo para todos los participantes del mercado energético en Francia. La CRE opera con dos entidades independientes: el Consejo de Comisarios, encargado de supervisar la regulación de los mercados de electricidad y gas natural; y el Comité Permanente de Disputas y Sanciones (CoRDIS), responsable de establecer vínculos técnicos y financieros entre los operadores y los usuarios de la red. Las tarifas son aplicadas por el operador del sistema en Francia, Réseau

de Transport d'Electricité (RTE)

La estructura tarifaria TURPE generalmente se revisa y se actualiza cada cuatro años. Este ciclo de revisión permite que las tarifas se ajusten para reflejar cambios en los costes de operación, mantenimiento y desarrollo de la red eléctrica, así como para incorporar nuevas políticas y objetivos regulatorios. Cada TURPE viene definida por un número, es decir la TURPE 6 vigente hasta agosto de 2025 entró en vigor en agosto de 2021, sucediendo a la TURPE 5 vigente desde agosto de 2017 a agosto de 2021. En el próximo agosto de 2025 la TURPE 7 entrará en vigor.

Alguna diferencia entre TURPE es por ejemplo que la TURPE 5 buscaba penalizar el uso en las horas punta para reducir el consumo de electricidad, mientras que la TURPE 6 pretendía ayudar a la transición energética, reequilibrando el precio de la energía y la potencia. Además, observando la figura 14 podemos apreciar que en la TURPE 5 las tarifas de la energía eran superiores a las de la potencia, mientras que la TURPE 6 las iguala un poco más.

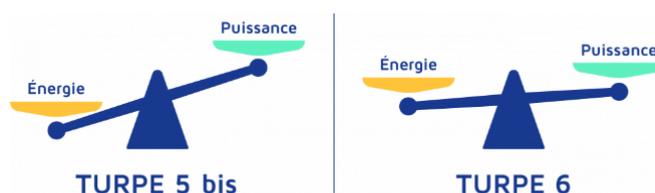


Figura 14. Comparación TURPE 5 y 6 [33]

donde puissance es potencia y énergie energía.

La TURPE se basa en los puntos de conexión de la red, un término de potencia y un término de energía. Además, los precios de las tarifas, al igual que en España varían con la hora del día y la época del año.

Para poder entender la tarifa debemos primero se definen en la tabla 15 los tipos de tensión.

Tensión del suministro	Tipo de tarifa
$Un \leq 1\text{kV}$	BT
$1\text{kV} < Un \leq 40\text{kV}$	HTA1
$40\text{kV} < Un \leq 50\text{kV}$	HTA2
$50\text{kV} < Un \leq 130\text{kV}$	HTB1
$130\text{kV} < Un \leq 350\text{kV}$	HTB2
$350 < Un \leq 500\text{kV}$	HTB3

Tabla 15. Puntos de conexión Francia, TURPE 6 (CRE)

Además, se distingue entre tarifas de uso prolongado, uso promedio y corto uso denominados en la TURPE como LU, MU y CU respectivamente. Es decir, existen conexiones HTB2 LU, HTB2 MU y HTB2 CU.

Las de uso prolongado (LU) son típicas para consumidores de procesos continuos, la de mediana utilización (MU) o uso medio para los distribuidores y las de uso corto (CU) son propias de consumidores de procesos discontinuos.

La TURPE 6 indica que la factura anual por el transporte de la electricidad es la suma de lo reflejado en la figura 15. Cada uno de estos conceptos que aparecen en ella van a ser explicados en los siguientes subapartados.

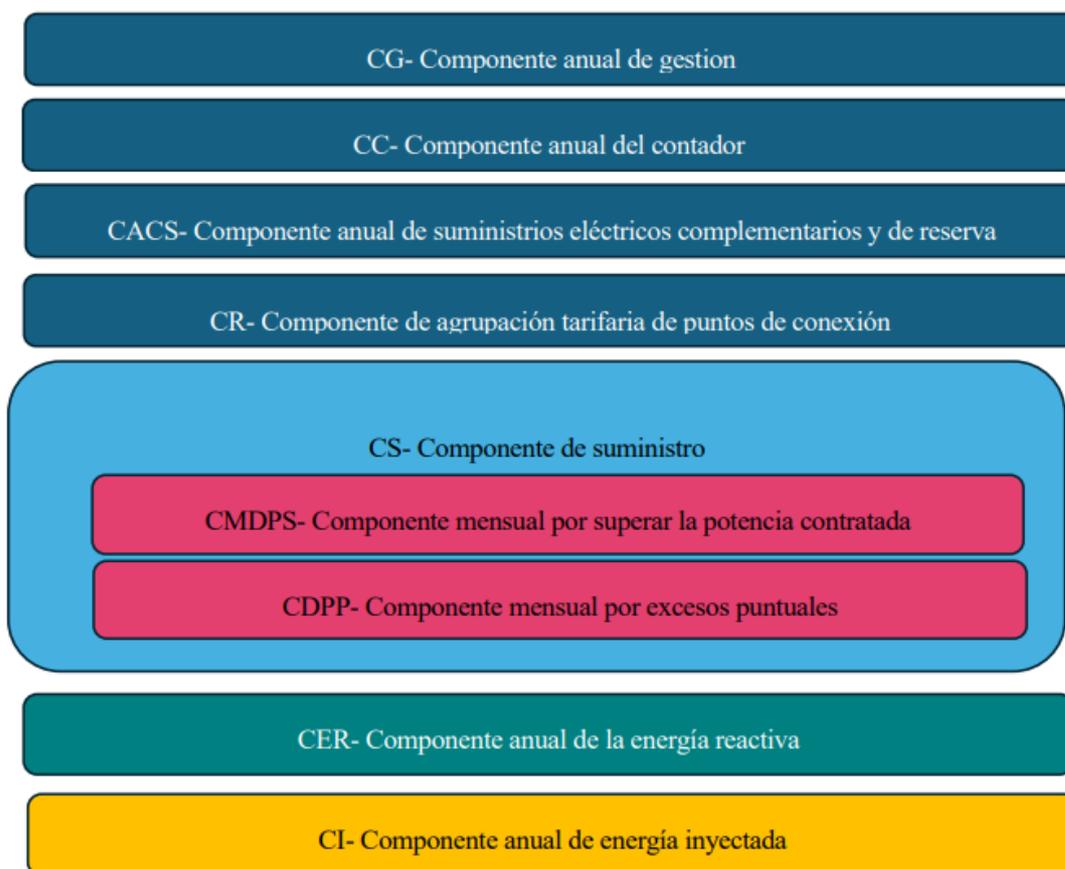


Figura 15 Componentes de la TURPE [34]

2.6.1 CG- Componente anual de gestión

La componente de gestión anual abarca los costos relacionados con la administración de los expedientes de los clientes, incluyendo la recepción, la formalización de contratos, la facturación y el cobro. Esta gestión se calcula por cada punto de conexión de la fuente principal de alimentación. En la tabla 16 podemos observar los precios para 2023 de esta tarifa

Tensión	€/año
HTB	10 032.24
HTA	232.25

Tabla 16. Fuente: TURPE 6 HTB, HTA-BT1 para agosto 2023

2.6.2 CC- Componente anual del contador:

Esta componente se debe a los costes por el contador de electricidad, siendo el precio es distinto en función del propietario del dispositivo de medición.

En la tabla 17 observamos los precios por alquilar los dispositivos de medida (contador)

Tensión	Propietario del dispositivo	€/año
HTB	Gestor de la red pública	3 302.04
HTB	Consumidor	592.8
HTA	Consumidor	339.96

Tabla 17. Fuente: TURPE 6 HTB y TURPE 6 HTA-BT para agosto 2023

2.6.3 CACS- Componente anual de suministros eléctricos complementarios y de reserva:

La tarifa CACS se establece para cubrir los costos relacionados con la provisión de suministros eléctricos complementarios y de reserva. Estas tarifas son esenciales para asegurar la fiabilidad y la continuidad del suministro eléctrico bajo diversas circunstancias. Los motivos para el pago de esta tarifa son:

- Alimentación de Reserva: para garantizar un suministro eléctrico continuo en caso de indisponibilidad de las líneas principales debido a averías, reparaciones o mantenimiento. Se emplea exclusivamente cuando es necesario sustituir una o varias líneas principales.
- Alimentación Complementaria: Para proveer redundancia y flexibilidad en la red eléctrica, aunque no es esencial para la capacidad de alimentación normal. Se encuentra al mismo nivel de tensión que la alimentación principal, pero está conectada a una subestación diferente.

La tarifa CACS se compone de dos términos:

- Término Fijo: determinado por la longitud de la red de conexión. Incluye el número de células (posiciones de subestación) involucradas en la red eléctrica del cliente.
- Término Variable: dependiente de la potencia demandada por el cliente

En la tabla 18 podemos observar los precios de esta tarifa

Tensión	Conexiones €/km/año	€/kW/año
HTB2	Aéreas 6 893.67 Subterráneas 34 467.1	1.65
HTB1	Aéreas 4 090.56 Subterráneas 8 181.12	3.18
HTA	Aéreas 996.86 Subterráneas 1 495.29	7.13

Tabla 18. Precios tarifa CACS. Fuente: TURPE 6 HTB y TURPE 6 HTA-BT para agosto 2023

2.6.4 CR- Componente de agrupación tarifaria de puntos de conexión

La componente CR es una parte de la tarifa de electricidad que considera la agrupación de varios puntos de conexión en un mismo lugar y a la misma tensión, permitiendo a los usuarios beneficiarse en el cálculo de la inyección, suministro, desvíos y energía reactiva.

La fórmula que se utiliza para calcular esta componente es la siguiente:

$$CR = (L_a + L_s) * (k_a + k_s) * P_{sr}$$

donde:

L_a es la longitud de las conexiones aéreas

L_s es la longitud de las conexiones subterráneas

k_a es el coeficiente de agrupamiento para las conexiones aéreas

k_s es el coeficiente de agrupamiento para las conexiones subterráneas

P_{sr} es la potencia suscrita agrupada del punto de reagrupamiento. Para la mayoría de los casos, es igual a la potencia contratada agrupada. En el caso del dominio HTB 3, es igual a la potencia máxima horaria de consumo del punto de reagrupamiento observada en los últimos 12 meses. [35]

En la tabla 19 observamos los precios de la tarifa CR desde agosto de 2023

tensión	k (c€/kW/km/año)
HTB2	Aéreas 16.13 Subterráneas 62
HTB1	Aéreas 81.86 Subterráneas 143.87
HTA	Aéreas 0.57 Subterráneas 0.83

Tabla 19. Precios tarifa CR. Fuente: TURPE 6 HTB y TURPE 6 HTA-BT para agosto 2023

2.6.5 CS-Componentes de suministro

La TURPE 6 incluye un componente de suministro que se destina a cubrir las pérdidas en la red y los costes de explotación y mantenimiento. Este componente tiene dos elementos: uno basado en la potencia contratada y otro en la energía consumida. La tarifa varía según el nivel de tensión de alimentación, siendo menor a mayor nivel de tensión debido a la menor utilización de infraestructura de la red.

Los usuarios pueden elegir entre varias clases de precios dependiendo del nivel de tensión, la temporada (invierno/verano) y la hora del día (horas punta/horas valle).

En el nivel de tensión HTA, existen tres opciones tarifarias:

- Sin discriminación temporal. Todas las horas del año se paga lo mismo
- Con discriminación temporal de 5 clases. Hay cinco categorías según la hora del día y el momento del año
- Con discriminación temporal de 8 clases. Hay ocho categorías según la hora del día, el momento del año y si existe autoproducción de electricidad o no.

Mientras que en los niveles de tensión HTB1 y HTB2 solo existe la tarifa con discriminación temporal de 5 clases y la HTB3 no tiene discriminación temporal, es decir para todas las horas del año el precio de la tarifa es el mismo.

Para las tarifas con discriminación temporal de 5 clases existen las siguientes categorías recogidas en la tabla 20

Nombre clase	Espacio temporal
HCSH	Horas valle temporada alta
HPSH	Horas pico temporada alta
HCSB	Horas valle temporada baja
HPSB	Horas pico temporada baja
HPTE	Horas pico especiales temporada alta

Tabla 20. Periodos de tiempo discriminación temporal de 5 clases. Fuente: TURPE

La tarifa con discriminación temporal de 8 clases cuenta con las siguientes categorías mostradas en la tabla 21

Alloproduit	Autoproduit
HCSH -Horas valle temporada alta	HCSH -Horas valle temporada alta
HPSH- Horas pico temporada baja	HPSH- Horas pico temporada baja
HCSB- Horas valle temporada baja	HCSB- Horas valle temporada baja
HPSB -Horas pico temporada baja	HPSB -Horas pico temporada baja

Tabla 21. Periodos de tiempo discriminación temporal de 8 clases. Fuente: TURPE 6

Por tanto, para la tarifa CS dividida en 5 clases obtenemos la tabla 22:

	SH	SB	HPTE
0	HCSH	HCSB	HCSH
1	HCSH	HCSB	HCSH
2	HCSH	HCSB	HCSH
3	HCSH	HCSB	HCSH
4	HCSH	HCSB	HCSH
5	HCSH	HCSB	HCSH
6	HCSH	HCSB	HCSH
7	HPSH	HPSB	HPSH
8	HPSH	HPSB	HPSH
9	HPSH	HPSB	HPTE
10	HPSH	HPSB	HPTE
11	HPSH	HPSB	HPSH
12	HPSH	HPSB	HPSH
13	HPSH	HPSB	HPSH
14	HPSH	HPSB	HPSH
15	HPSH	HPSB	HPSH
16	HPSH	HPSB	HPSH
17	HPSH	HPSB	HPSH
18	HPSH	HPSB	HPTE
19	HPSH	HPSB	HPTE
20	HPSH	HPSB	HPSH
21	HPSH	HPSB	HPSH
22	HPSH	HPSB	HPSH
23	HCSH	HCSB	HCSH

Tabla 22 Intervalos temporales. Fuente: Haya Energy Solutions

Básicamente, a la conclusión que debemos llegar es que existen tres periodos de tiempo, SH comprendida

entre noviembre y marzo, SB entre abril y octubre y finalmente HPTE de diciembre a febrero, según la demanda de electricidad. A su vez existen distintas tarifas dependiendo de la hora y el periodo del año y si son horas pico o valle, tal como se muestra en la tabla 23.

HCSH	Horas valle noviembre a marzo (23:00-7:00)
HPSH	Horas pico noviembre a marzo (7:00-23:00)
HCSB	Horas valle abril a octubre (23:00-7:00)
HPSB	Horas pico Abril a octubre (7:00-23:00)
HPTE	Horas pico especiales diciembre a febrero (9:00-11:00)

Tabla 23. Distribución horaria TURPE. Fuente: Haya Energy Solutions

Además, como mencionado anteriormente, las distintas tensiones se pueden dividir a su vez en tarifas de uso prolongado, uso promedio y corto uso (LU, MU, CU).

Para HTB1 y HTB2 se puede elegir entre las tres, mientras que en tensiones HTA solo existe la posibilidad de corta utilización y larga utilización.

La tarifa se calcula:

$$CS = b_1 * PS_1 + \sum_{i=2}^5 b_i * (PS_i - PS_{i-1}) + \sum_{i=1}^5 c_i * E_i + \sum_{12 \text{ meses}} \sum_{i=1}^5 0.04 * b_i * \sqrt{\sum_j (P_j - PS_i)^2}$$

donde:

- $b_1 * PS_1 + \sum_{i=2}^5 b_i * (PS_i - PS_{i-1})$ es la parte de la potencia
- $\sum_{i=1}^5 c_i * E_i$ es la parte de la energía
- $\sum_{12 \text{ meses}} \sum_{i=1}^5 0.04 * b_i * \sqrt{\sum_j (P_j - PS_i)^2}$ es la parte del exceso

Además, sabemos que:

- i indica la franja temporal
- b_i es el coeficiente de ponderación de la potencia definido por la franja temporal i
- PS_i es la potencia contratada
- c_i es el coeficiente de ponderación de la energía definido por la franja temporal i
- E_i es la energía consumida
- P_j potencia real

Los coeficientes b_i y c_i vienen publicados en las distintas variaciones de la TURPE. Aunque la TURPE se actualice cada 4 años (TURPE 5, TURPE 6...), cada agosto se publica una nueva versión de la TURPE con precios nuevos que entran en vigor cada agosto para ajustar los precios de las distintas tarifas.

En agosto de 2023 se publicaron las tarifas que han estado en vigor desde el 1 de agosto de 2023 al 31 de julio de 2024. Para el término de la potencia se muestra en las tablas 24, 25 y 26 los valores del coeficiente b_i respectivamente

€/ Kw año	HTPE	HPSH	HCSH	HPSB	HCSB
HTB2 CU	2.64	2.64	2.64	2.64	2.52
HTB2 MU	4.20	4.08	3.96	3.48	3
HTB2 LU	11.28	10.80	8.64	6.24	4.20

Tabla 24. Coeficiente b_i para HTB2 [36]

€/ Kw año	HTPE	HPSH	HCSH	HPSB	HCSB
HTB1 CU	8.16	8.04	7.92	7.80	7.68
HTB1 MU	13.56	13.32	12	10.44	8.76
HTB1 LU	35.40	33.84	26.88	18.48	12.48

Tabla 25. Coeficiente b_i para HTB1 [36]

€/ Kw año	HTPE	HPSH	HCSH	HPSB	HCSB
HTA CU	10.12	10.04	9.94	9.89	9.65
HTA LU	27.39	25.01	16.01	12.49	9.89

Tabla 26. Coeficiente b_i para HTA. Fuente: Deliberation N°2023-137 CRE

Para el término de energía dado por el coeficiente c_i , las tablas 27, 28, 29 y 30 muestran los precios para las tarifas HTB3, HTB2, HTB1 y HTA respectivamente.

HTB3:

	C€/kWh
HTB3	0.35

Tabla 27. Coeficiente c_i para HTB3 [36]

c€/ kWh	HTPE	HPSH	HCSH	HPSB	HCSB
HTB2 CU	1.11	0.9	0.81	0.63	0.51
HTB2 MU	0.93	0.81	0.68	0.54	0.44
HTB2 LU	0.65	0.58	0.49	0.42	0.35

Tabla 28. Coeficiente c_i para HTB2 [36]

c€/ kWh	HTPE	HPSH	HCSH	HPSB	HCSB
HTB1 CU	2.21	1.84	1.57	1.06	0.76
HTB1 MU	1.68	1.46	1.19	0.8	0.59
HTB1 LU	0.89	0.77	0.58	0.49	0.35

Tabla 29. Coeficiente c_i para HTB1 [36]

c€/ kWh	HTPE	HPSH	HCSH	HPSB	HCSB
HTA CU	5.35	4.01	2.45	1.08	0.7
HTA LU	2.88	2.19	1.58	0.74	0.59

Tabla 30. Coeficiente c_i para HTA. Fuente: Deliberation N°2023-137 CRE

Además, para los excesos existen dos tarifas llamadas CMDPS y CDPP

La tarifa CMDPS es por superar la potencia contratada y la componente anual de excesos puntuales de potencia programados es la CDPP.

2.6.6 CER- Componente de la energía reactiva

Esta componente solo se factura en unos determinados meses del año, de noviembre a marzo ambos meses incluidos dejando fuera los meses de abril a octubre. La facturación aplica de lunes a sábado, entre las 6:00 y las 22:00 horas, y se realiza por hora. Además, hay que tener en cuenta que en alta tensión (HTB) entre noviembre y marzo la energía reactiva inyectada no se factura.

Por tanto, en alta tensión solo se factura los meses de abril a octubre, de la siguiente forma:

- Si se extrae energía activa e inyecta energía reactiva, la energía reactiva será facturada si supera un umbral Q_f y si la energía activa es inferior a un umbral Pf. Esta facturación es continua (sin distinción de tiempo) y por hora.
- Si se inyecta tanto energía activa como reactiva, la energía reactiva será facturada si supera el umbral Q_f Al igual que en el caso anterior, la facturación es continua y se realiza por hora.

Siendo $Q_f = -0.25 * P_{dim}$, y P_{dim} el valor mayor entre la potencia máxima contratada y la potencia máxima inyectada en un punto horario.

Para 2023-2024 los precios los vemos reflejados en la tabla 31

Costo unitario del exceso	€/Mvar.h
Zona de facturación para la energía reactiva absorbida	10.30
Zona de facturación para la energía reactiva suministrada	0.9

Tabla 31. Costo de la energía reactiva absorbida y suministrada [36]

2.6.7 CI-Componente anual de energía inyectada

Esta tarifa es pagada por los productores de electricidad en función de la energía activa que es inyectada a la red.

De agosto de 2022 al 31 de julio de 2023 las tarifas recogidas en la TURPE 6 se muestran en la tabla 32

Tensión	c€/MWh
HTB3	23
HTB2	23
HTB1	0

Tabla 32. Coste energía inyectada [37]

En el siguiente capítulo se proponen casos prácticos para ilustrar el cálculo del coste según lo descrito.

3 COMPARACIÓN MERCADOS ELÉCTRICOS

El objeto de este capítulo es analizar de forma comparativa los sistemas y mercados eléctricos españoles y franceses. Para ello se presentan tablas comparativas para:

- Generación, transporte y distribución
- Compraventa
- Impuestos
- Peajes y cargos

3.1 Generación, transporte y distribución

En la tabla 33 se presentan aspectos relevantes identificados en el apartado de generación, transporte y distribución.

Aspecto	España	Francia
Generación: fuentes de energía dominantes	Eólica, nuclear, ciclo combinado y fotovoltaica	Nuclear 65%, renovables en crecimiento, pero aún menor comparado con nuclear
Transporte: operador	Red Eléctrica Española (REE)	Réseau de Transport d'Électricité (RTE)
Transporte: infraestructura	44,000 km líneas de alta tensión 3 interconexiones	98,447 km de líneas aéreas 7,349 km de líneas subterráneas 6 interconexiones
Distribución	Diferentes distribuidoras: Endesa, Iberdrola, Naturgy 300 distribuidoras	Enedis 95% 150 distribuidoras

Tabla 33. Comparación generación Transporte y distribución

Hay que destacar que España tan solo tiene conexiones con Marruecos, Francia y Portugal, mientras que Francia cuenta con conexiones con Alemania, España, Bélgica, Italia, Reino Unido y Suiza [38]. Adicionalmente, Francia siempre ha sido un gran exportador de energía debido a la alta producción de energía nuclear.

3.2 Compraventa

En la tabla 34 se mencionan las principales similitudes y diferencias de la compraventa de electricidad en cada país

Aspecto	España	Francia
Comercializadoras	Diferentes: Endesa, Iberdrola, Naturgy	EDF principal actor, pero competencia Engie, Total Energies
Mercado diario	Operador OMIE	Operador EPEX SPOT
Mercado intradiario	Operador MIBEL Seis subastas Continuo	Operador EPEX Subastas diarias Continuo Parte del SIDC
Mercado de Ajustes	Banda de regulación primaria (no entra a mercado, es obligatoria) Banda regulación secundaria 30s-15 min (si entra a mercado) Banda de regulación terciaria 15 min-varias horas (si entra a mercado)	Reserva primaria 15-30 secs activación (no entra a mercado) Reserva secundaria 400 secs activación (no entra a mercado) Reserva terciaria o mecanismo de ajustes 13-30 min reserva terciaria activación (si entra a mercado)
Mercado a Plazos	OMIP	EEX

Tabla 34. Comparación Compraventa

Cabe a destacar que España y Francia no comparten operadores a pesar de que los mercados de Francia están llevados por operadores como EPEX SPOT o EEX, los cuales operan varios países europeos. Además una de las principales diferencias es que la banda de regulación secundaria en España si entra a mercado, mientras que en Francia no.

3.3 Impuestos:

A continuación, la tabla 35 refleja los diferentes tipos de impuestos en ambos países

Aspecto	España	Francia
IVA/TVA	21% tipo impositivo general Reducción a 10% en 2021- a 5% 2022-2023 a 10% condicional 2024 (reducción aplicable a consumidores de menos de 10kW)	20% parte consumo general 5.5% parte fija
Otros impuestos	Impuesto especial de la electricidad (IEE) 5.113% general Reducción: 0.5% 2021-2023	TICFE:22.5 €/MWh Reducción de 0.05 c€/kWh CTA: 10.11%

Tabla 35. Comparación impuestos

La principal diferencia es el número de tipos de impuestos de ambos países:

Mientras que España solo cuenta con 2:

- El IVA
- El IEE

Francia cuenta con tres tipos de impuestos diferentes:

- el TVA (equivalente al IVA 20% en vez de 21%),
- el TICFE
- el CTA

Posteriormente analizaremos cuál de los dos países cobra más impuestos por el uso de la electricidad.

3.4 Peajes y cargos

En la tabla 36 se comparan los distintos peajes y cargos debidos principalmente al transporte y distribución de electricidad

Aspecto	España	Francia
Regulación	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC): Fijan los peajes y cargos de transporte y distribución	Comisión de Regulación de la Energía (CRE): Fijan las tarifas de transporte y distribución (TURPE)
Tipos de conexión	2.0 TD 3.0 TD 6.1 TD 6.2 TD 6.3 TD 6.4 TD	BT < 36 kVA HTA HTB1 HTB2 HTB3 Además, para cada conexión puede haber CU (Corta utilización), MU (media), LU (larga)
Ciclos tarifarios	Actualización anual de tarifas y peajes publicados en el BOE	La TURPE se revisa y actualiza cada cuatro años (TURPE 4,5,6), pero todos los agostos se publican variaciones de precios
Peajes y cargos	Peajes separados para potencia contratada y consumo de energía	Compuestos por un término de potencia, un término de energía y componentes generales, como el anual de gestión o el de alquiler del contador
Distribución horaria	Tarifas divididas en seis periodos siendo P1 el más caro y P6 el más barato. Horas punta más caras para reducir consumo	Tarifas divididas según la hora y época del año. Horas punta más caras para reducir consumo

Tabla 36. Comparación Peajes y cargos

Vemos que en Francia existe un documento llamado TURPE que recoge todos los datos de los peajes y cargos por transporte y distribución y otras tarifas como el alquiler del contador. Además, este documento va

evolucionando cada cuatro años para adaptarse a las nuevas necesidades del momento.

A la hora de calcular facturas, las principales diferencias son los tipos de impuestos y sus tipos impositivos, las tarifas de los peajes y cargos y por supuesto, el precio de los mercados de electricidad que depende de la oferta y la demanda, y de las fuentes generadoras de electricidad entre otras.

4 CASO PRÁCTICO

4.1 Introducción:

Para el caso práctico hemos tomado como ejemplo una empresa que desea establecer su centro de datos en una localización en la que el precio de la electricidad sea lo más bajo posible, y está dudando entre poner su centro de datos en España o Francia, los dos países donde tiene sede.

Para determinar dónde ubicar el centro de datos, la empresa decide hacer un estudio y comparar la factura de la electricidad de tres años distintos bajo ambos mercados:

- El año que va desde el 1 de junio de 2023 al 31 de mayo de 2024 (datos cercanos a la fecha de este trabajo) para el cual se harán dos evaluaciones:
 - Una teniendo solo en cuenta el mercado spot
 - Una teniendo en cuenta el mercado spot y el mercado a plazos
- El año 2017 antes de la crisis energética desatada tras la guerra en Ucrania y el COVID-19
- El año 2022 (durante crisis energética)

Para calcular las facturas vamos a utilizar en primer lugar los precios spot de mercado para los tres años distintos, asumiendo que la factura está indexada al mercado mayorista, ya que, al ser un gran consumidor, un centro de datos suele tener un contrato de electricidad del mercado libre.

Los contratos de suministro de electricidad pueden estar indexados al precio spot del mercado mayorista. En este tipo de contratos, el precio que paga el consumidor puede fluctuar con los precios diarios e intradiarios del mercado mayorista. Eso presenta ventajas e inconvenientes debido a la volatilidad de este mercado. La principal ventaja es que permite beneficiarse de precios bajos cuando la oferta es abundante y la demanda es baja. Sin embargo, la desventaja es que, debido a la exposición a la volatilidad, puede resultar en costes inesperadamente altos en momentos de alta demanda o baja oferta. Esto se puede evitar con contratos con ciertas condiciones de protección u optar a contratos de futuros del mercado a plazos. Es por esto que también vamos a estudiar como habría sido la factura de la luz tanto en España como en Francia para este último año junio-23 a mayo-24 utilizando un porcentaje 40% de mercado a plazos, 60% mercado diario. Los contratos del mercado a plazos, como se ha mencionado anteriormente, aseguran un precio para el periodo de tiempo que se acuerda y puede ser o más alto o bajo que el precio medio de la electricidad del mercado spot.

La empresa decide utilizar este criterio, debido a la cantidad de electricidad que consumen los centros de datos.

A continuación, veremos en el apartado 4.2 que es un centro de datos y por qué consumen tanta electricidad. En el apartado 4.3 veremos las hipótesis tomadas para realzar el caso práctico, en el 4.4 los resultados del estudio del caso práctico y por último en el 4.5 analizaremos los resultados en una comparación final.

4.2 Centro de Datos

Un centro de datos es un lugar físico donde se encuentran máquinas de computación y equipos de hardware relacionados. Esta infraestructura incluye servidores, unidades de almacenamiento de datos y equipos de red, esenciales para los sistemas de TI. En esencia, un centro de datos alberga todos los datos digitales de una empresa en un solo lugar.

Los centros de datos ofrecen múltiples beneficios, como la capacidad de ejecutar aplicaciones web, ofrecer servicios a los clientes, vender productos y gestionar aplicaciones internas como contabilidad, recursos humanos y operaciones administrativas. Mantener equipos en diferentes lugares es costoso, por lo que las empresas optaron por centralizar sus dispositivos en estos centros de datos. [39]

Los centros de datos operan los 365 días del año, las 24 horas del día. La naturaleza de los servicios que proporcionan (alojamiento de sitios web, servicios en la nube, almacenamiento de datos, procesamiento de

información, etc.) requiere una disponibilidad constante. Esto implica que su consumo de electricidad es continuo y elevado. Los centros de datos necesitan electricidad para [40]:

1. Alimentación de servidores y equipos de tecnologías de información (TI):
 - 1.1 Servidores: columna vertebral de los centros de datos y requieren una cantidad significativa de energía para funcionar de manera continua.
 - 1.2 Unidades de Almacenamiento de Datos: Los dispositivos de almacenamiento, como discos duros y unidades de estado sólido (SSD), también consumen energía para operar y mantener los datos accesibles.
 - 1.3 Equipos de Red: Routers, switches y otros equipos de red son esenciales para la conectividad y también necesitan electricidad para funcionar.
2. Sistemas de refrigeración: mantener una temperatura controlada es crucial para evitar el sobrecalentamiento de los equipos. Los sistemas de aire acondicionado son una de las mayores fuentes de consumo energético en un centro de datos.
3. Iluminación y mantenimiento:
 - 3.1 Iluminación: la iluminación de las instalaciones, aunque sea una fracción menor del consumo total, sigue siendo necesaria para el funcionamiento seguro y eficiente del centro de datos.
 - 3.2 Equipos de mantenimiento: herramientas y equipos utilizados para el mantenimiento rutinario también consumen energía.
4. Sistemas de seguridad

Por todo lo anterior, se estima que un centro de datos necesita por cada $1000 m^2$ una potencia contratada de 2.5 MW. [41]

4.3 Hipótesis realizadas para el caso práctico:

Nuestra empresa desea implementar un centro de datos de $4000 m^2$ por lo que la potencia contratada necesaria será de aproximadamente 10MW.

Una vez conocida la potencia contratada, calcular la energía consumida en un año es bastante sencillo, ya que es un proceso continuo.

$$E_C = P_C * 365 * 24 \text{ horas}$$
$$E_C = 10\text{MW} * 365 * 24 \text{ horas} = 87600 \text{ MWh}$$

Tenemos 8 facturas en función de los precios del mercado spot o mercado a plazos:

España:

1. 100% mercado spot desde el 1 de junio de 2023 al 31 de mayo de 2024
2. 40% mercado a plazos 60% mercado spot desde el 1 de junio de 2023 al 31 de mayo de 2024
3. 100% mercado spot año 2017 (antes de guerra de Ucrania)
4. 100% mercado spot 2022 (crisis energética)

Francia:

5. 100% mercado spot desde el 1 de junio de 2023 al 31 de mayo de 2024
6. 40% mercado a plazos 60% mercado spot desde el 1 de junio de 2023 al 31 de mayo de 2024
7. 100% mercado spot año 2017 (antes de guerra de Ucrania)

8. 100% mercado spot 2022 (crisis energética)

A la hora de calcular la factura se desglosará por horas, ya que el precio de la electricidad en el mercado spot es horario. Además, aunque los centros de datos la energía reactiva es un aspecto importante, no se tiene en cuenta, ya que queda fuera del alcance de este proyecto.

4.3.1 Facturas España:

Para todas las facturas de España asumimos:

- Precios spot marcados por OMIE.
- Precios del mercado a plazos marcados por OMIP.
- Precio mercado de ajustes marcados por red eléctrica. Los precios del mercado de ajustes incluyen, las restricciones técnicas PDBF, la banda de regulación secundaria, las restricciones técnicas en tiempo real, el incumplimiento de energía de balance, los costes de desvíos, los saldos por desvíos, el control de factor de potencia, el saldo PO 14.6 [42].
- Precio mercado intradiario marcados por red eléctrica
- Impuesto IVA 21% durante todo el año, ya que al tener una potencia contratada mayor a 10kW, no se aplicaba ninguna reducción.
- Impuesto IEE históricamente del 5.113%, aunque veremos que cambia según el año.
- Cuota OMIE, 0.003 c€/kWh [43].
- Conexión 6.1 TD debido a la alta potencia contratada.
- Peajes y cargos obtenidos del BOE, sin tener en cuenta la potencia excedida, y la energía reactiva. Para ello, hemos creado un archivo Excel en el que el input es la fecha desde la que deseamos conocer los peajes y cargos a pagar y la conexión a la que estamos conectados. Una vez definida nuestra fecha y conexión, el Excel nos devuelve los peajes y cargos durante un año, respetando todos los criterios mencionados en el apartado 1.9 Peajes por transporte, distribución y capacidad España. (ver Anexo 1)
- Alquiler de contador trifásico o doble monofásico de doble tarifa. Con precio de 2.22 €/mes, 0.072986 €/día, precios tomados de la web de Iberdrola. [44]

Cálculo de la factura:

$$PAI = E_C * (P_e + T_e) + P_C * (T_p) + CAC$$

Siendo:

PAI : precio antes de impuestos

E_C : energía consumida

P_e : precio de la energía (contiene precio spot, a plazos, intradiario y mercado de ajustes)

T_e : término de la energía (peajes y cargos)

P_C potencia contratada

T_p : término de potencia (peajes y cargos)

CAC: cuota por alquiler del contador

$$IEE = (E_C * (P_e + T_e)) * IEE\%$$

IEE: impuesto especial de la electricidad

IEE%: tipo impositivo del impuesto especial de la electricidad

$$IVA = (PAI + IEE) * IVA\%$$

IVA: impuesto sobre el valor añadido

IVA%: tipo impositivo del IVA

$$PF = PAI + IEE + IVA$$

PF: precio final después de impuestos

4.3.2 Facturas Francia

Para todas las facturas de Francia:

- Precios spot marcados por EPEX SPOT
- Precios del mercado a plazos marcados por EEX
- TVA tipo estándar 20% para el consumo de energía
- TICFE variable
- Conexión HTA 1
- Peajes y cargos obtenidos de las distintas variaciones de la TURPE, sin tener en cuenta la potencia excedida, y la energía reactiva y las longitudes de los cables a las subestaciones. Para ello, hemos creado una hoja de cálculo en el que el input es la fecha desde la que deseamos conocer los peajes y cargos a pagar y la conexión a la que estamos conectados. Una vez definida nuestra fecha y conexión, el Excel nos devuelve los peajes y cargos durante un año, respetando todos los criterios mencionados en el apartado 2.6 Peajes por transporte, distribución y capacidad Francia. (ver anexo 1).

Cálculo de la factura:

$$PAI = E_c * (P_e + T_e) + P_c * T_p$$

siendo:

PAI : precio antes de impuestos

E_c : energía consumida

P_e : precio de la energía (contiene precio spot, a plazos, intradiario y mercado de ajustes)

T_e : término de la energía (peajes y cargos)

P_c : potencia contratada

T_p : término de potencia (peajes y cargos)

$$TICFE = E_c * TICFE!$$

donde:

TICFE: impuesto por Accise sur l'électricité

TICFE!: el impuesto por kWh

$$CTA = (CC + CG + CACS + PC) * CTA\%$$

donde:

CTA : Contribution Tarifaire d'Acheminement

CC : componente del alquiler del contador

CG : componente anual de gestión

$CACS$: componente anual de suministros eléctricos complementarios y de reserva (parte fija en este caso)

PC: Potencia contratada

CTA%: tipo impositivo CTA

$$TVA = (PAI + TICFE + CTA) * TVA\%$$

Donde:

TVA: impuesto sobre el valor añadido

TVA%: tipo impositivo

Por tanto, el precio final sería:

$$PF = PAI + TICFE + TVA + CTA$$

4.4 Resultados España

4.4.1 Factura 1: 100% mercado spot desde el 1 de junio de 2023 al 31 de mayo de 2024

Para esta factura hemos tenido en cuenta los siguientes criterios:

- Precios spots marcados por OMIE para 2023-24
- Precios del intradiario y mercado de ajustes de red eléctrica (mensualmente)
- IVA del 21%
- Alquiler del contador a 0.072986 €/ día.
- El IEE:
 - Para 2023 el precio se redujo a 0.5%,
 - Principios de 2024 subió a 2.5%
 - Desde abril de 2024 3.8%.
- Peajes y cargos:
 - BOE: BOE-A-2022-23737 y BOE-A-2022-21799 Para 2023
 - BOE BOE-A-2024-2774 y BOE-A-2023-26251 para 2024

Teniendo en cuenta todo esto obtenemos los resultados reflejados en la tabla 33 en la columna 3.

Desglosando la factura en partes, podemos ver en la figura 16 que para el año 2023-2024 el 48.77% es del precio spot, el 23.67% el término de energía de peajes y cargos y el 17.36% el IVA.

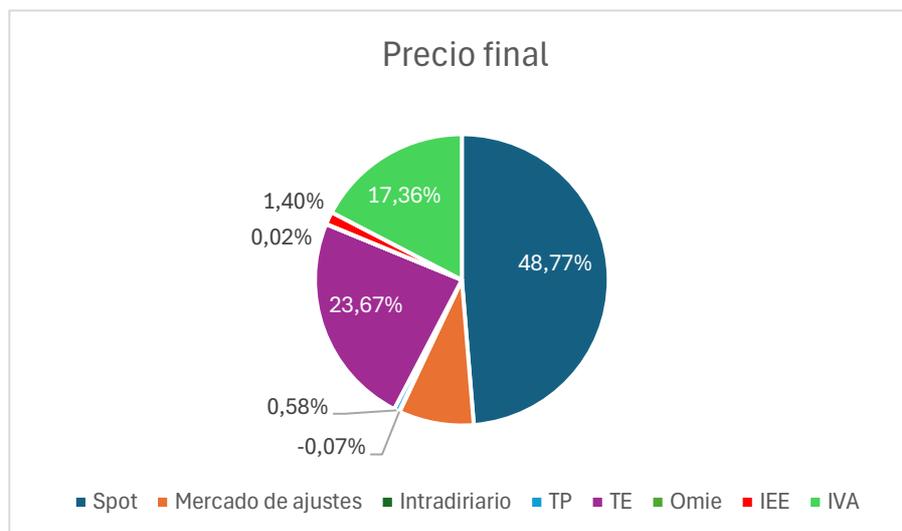


Figura 16. % precio final spot 23-24 España

4.4.2 Factura 2: 60% mercado spot desde el 1 de junio de 2023 al 31 de mayo de 2024, 40% mercado a plazos cal 23 y cal 24

Esta factura se diferencia del anterior en que también entran en juego, los precios de la electricidad del mercado a plazos. Para el 40% del precio hemos considerado que compraron el precio de la electricidad para el año 2023 y 2024 dos años antes (1 de junio de 2021) ya que el centro de datos abrirá en dos años.

Para 2023 el precio el 1/06/2021 fue acordado a 54 €/MWh y para 2024 a 45.5 €/MWh

Con estas condiciones y manteniendo las mismas que para la factura 1 obtenemos los datos de la columna 4 de la tabla 37.

Además, en la figura 17 podemos observar como son los porcentajes en el precio final de esta factura

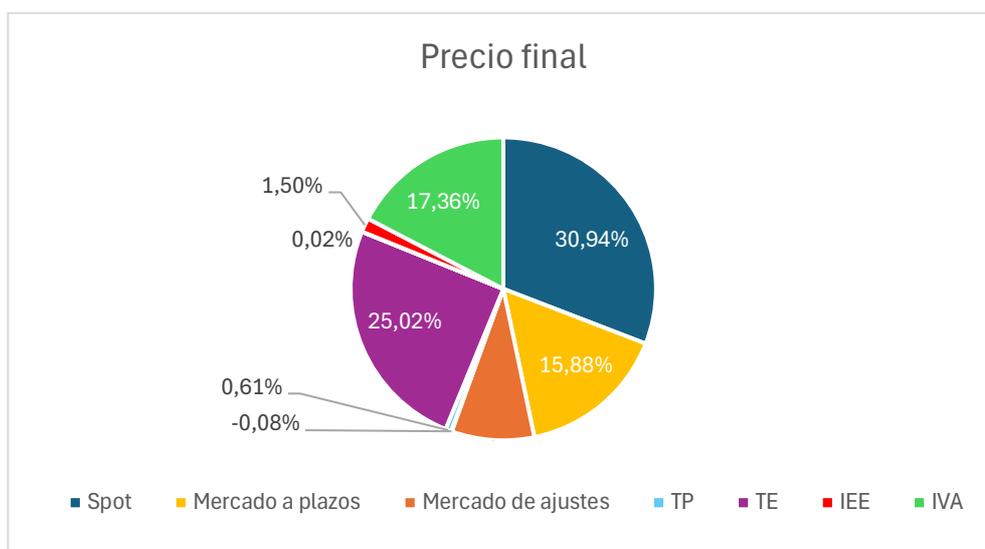


Figura 17. % precio final spot + plazos 23-24 España

Los mayores porcentajes son los precios spot en este caso con el 30.94%, el término de energía con el 25.02%. el IVA con el 17.36% y el mercado a plazos con el 15.88%.

4.4.3 Factura 3: 100% mercado spot año 2017

Para esta factura hemos tenido en cuenta los criterios comunes de las facturas españolas, pero en este caso hemos utilizado los precios del mercado spot para el año 2017, ya que todavía no se había producido la crisis energética. Por tanto, a diferencia de las anteriores facturas, el IEE no se ha reducido, es de 5.113% en todo caso. También hemos tenido que cambiar los precios del BOE para peajes y cargos con los aplicables para el año 2017 [45]

Con todo ello, obtenemos los resultados de la tabla 37, columna 1.

A pesar de que el IEE es más alto, y los peajes y cargos también, la factura sale 4,180,339 € más barata en 2017.

A continuación, podemos observar en la figura 18 cuales son los principales componentes de esta factura, con el 60% los precios spot, con el 17% el IVA y con el 13% el término de la energía de los peajes y cargos.

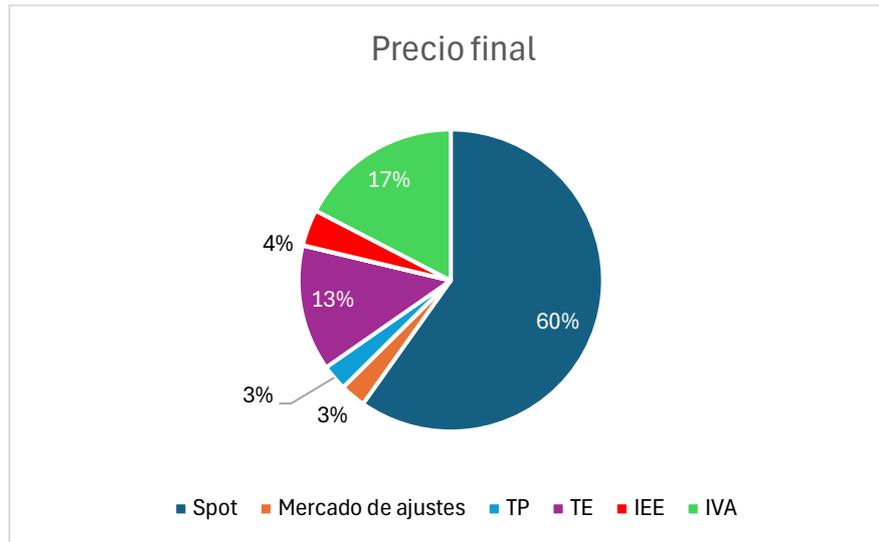


Figura 18. % precio final spot 17 España

4.4.4 Factura 4: 100% mercado spot año 2022

Hemos elegido esta factura para ver como salía la factura para uno de los años con precios spots más caros de la historia. Para poder calcular la factura hemos tenido en cuenta una serie de cosas distintas al del resto de facturas, para los peajes y cargos los BOE-A-2021-21794 y BOE-A-2021-21208 y el impuesto especial de la electricidad al 0.5% debido a los altos precios.

Teniendo en cuenta estas suposiciones obtenemos los resultados de la tabla 37, columna 2. Además, podemos comprobar que el precio final es efectivamente bastante superior a los obtenidos en las facturas anteriores.

En la figura 19 observamos el desglose del precio final.

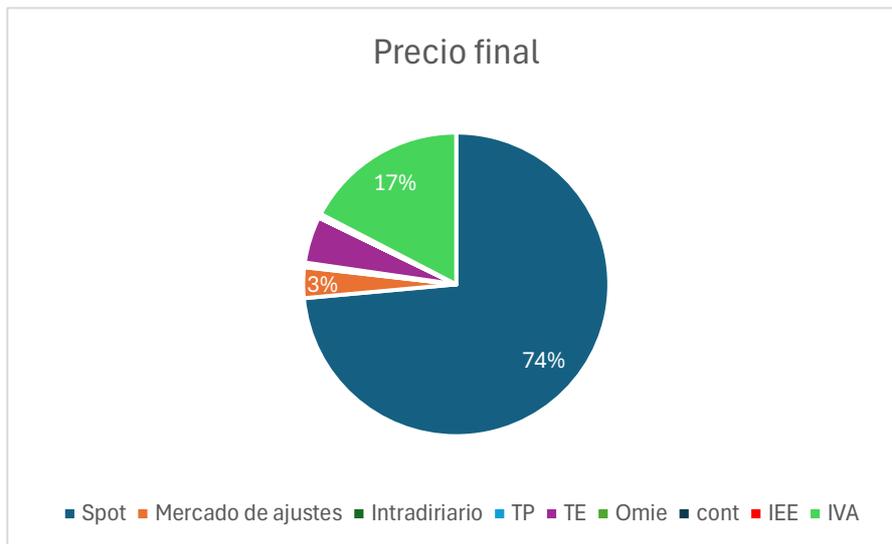


Figura 19. % en el precio final spot 22 España

Al ser el precio spot tan alto, se han tomado medidas para reducir el resto de los costes, esto se ve reflejado en los porcentajes de la figura 16, viendo que claramente el principal componente del precio final con el 74% (el porcentaje más alto de todas las facturas) es el del precio spot. Además, a diferencia del resto de facturas el impuesto especial de la electricidad apenas tiene presencia (debido a la reducción del 5.113% al 0.5%)

4.5 Comparación España

A continuación, la tabla 37 nos muestra los resultados obtenidos para las cuatro hipotéticas facturas de España

€/año	Spot 2017	Spot 2022	Spot 2023-2024	Mercado plazos + spot 2023-2024
PF	7,654,285	19,893,211	11,831,624	11,194,291
PAI	6,028,383	16,359,275	9,615,241	9,084,005
IEE	297,472	81,395	165,440	167,434
IVA	7,654,285	3,452,541	2,053,943	1,942,303

Tabla 37. Precios facturas España, resultados

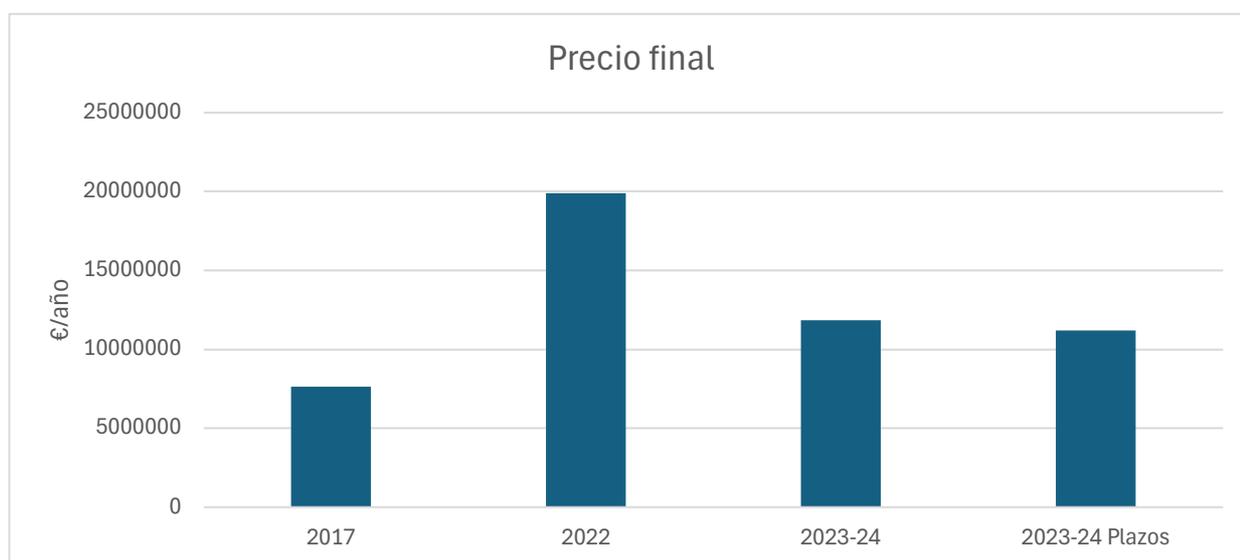


Figura 20. Precios finales facturas España

Observando la figura 20 llegamos a las siguientes conclusiones:

- Incremento significativo de 2017 a 2022:
 - Las facturas en 2022 (19,893,211 €/año) un aumento de 160% frente a la factura de 2017 (7,654,285 €/ año). Este incremento, como mencionado anteriormente refleja un aumento considerable en los costos, influenciado por factores externos como la pandemia de COVID-19 y la guerra en Ucrania, que han afectado a los mercados energéticos globales.
- Disminución de los precios en 2023-2024:
 - Spot: la factura de 2023-2024, disminuye a 11,831,624 €/ año, lo que representa una reducción del 41% frente a 2022. Esta caída sugiere una cierta estabilización del mercado tras los picos de 2021 y 2022, aunque los precios siguen elevados en comparación con los niveles pre-pandemia.
 - A plazos: la factura con los precios combinados del mercado a plazos y spot desde el 1 de junio de 2023 al 31 de mayo de 2024 es de 11,194,291 €/año, ligeramente más baja que la factura que solo tiene en cuenta los precios spots. Esta diferencia indica una posible tendencia a la baja en los contratos a plazos, que podría reflejar una expectativa de estabilización y reducción de

los precios en el futuro próximo. En este caso podemos comprobar que para este año el mercado a plazos habría sido una buena opción, además asegurando esa energía a ese precio, tenemos la ventaja de anticipar el gasto de esta parte de electricidad.

- Volatilidad del mercado:
 - La evolución de los precios muestra una gran volatilidad en el mercado de la electricidad, ya que muestra incrementos abruptos seguidos de descensos significativos. Esto refleja la sensibilidad del mercado energético a eventos globales y cambios económicos importantes.

En resumen, el análisis de las facturas de la electricidad en España nos muestra una evolución marcada por la volatilidad y la influencia de los eventos globales, con una reciente tendencia a la estabilización.

4.6 Resultados Francia

4.6.1 Factura 5: 100% mercado spot desde el 1 de junio de 2023 al 31 de mayo de 2024

Como mencionado anteriormente para esta factura hemos tenido en cuenta los siguientes criterios:

- los precios spots marcados por EPEX SPOT
- El TVA del 20%
- el TICFE a 22.5 €/MWh teniendo en cuenta la reducción de 0.05 c€ por cada KWh
- El CTA a, 10.11%.
- Peajes y cargos hemos tenido en cuenta los documentos de la TURPE 6 Deliberation N° 2022-158 para los meses de junio y julio de 2023 y Deliberation N°2023-137 a partir de agosto de 2023. Al igual que en España no tenemos en cuenta los excesos de energía y potencia. Además, existen tarifas como la CI y una parte de la CACS que depende de la longitud de los cables hasta la subestación, distinguiendo entre cables aéreos y subterráneos, como desconocemos el lugar no hemos tenido en cuenta estas tarifas.

Por tanto, obtenemos la columna 3 de la tabla 38.

En la figura 21 podemos observar el desglose del precio final para esta primera factura de Francia.

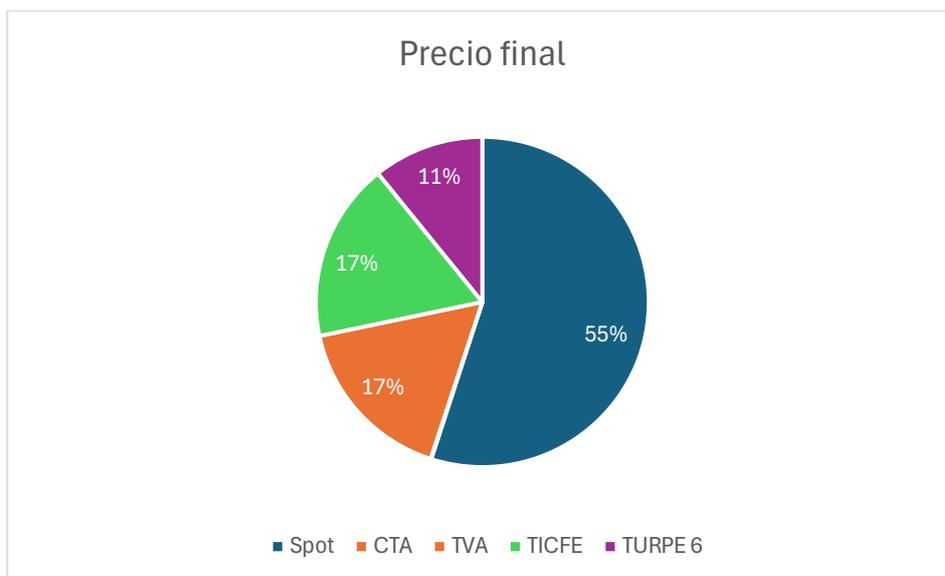


Figura 21. % precio final spot 23-24 Francia

4.6.2 Factura 6: 60% mercado spot desde el 1 de junio de 2023 al 31 de mayo de 2024, 40% mercado a plazos cal 23 y cal 24

Para esta factura hemos tenido en cuenta lo mismo que para la factura 5, ya que es para el mismo espacio temporal, pero teniendo en cuenta que parte de la electricidad (40%) fue comprada dos años antes en el mercado a plazos.

Por tanto, obtenemos la última columna de la tabla 38.

A continuación, al desglosar el precio final obtenemos la figura 22

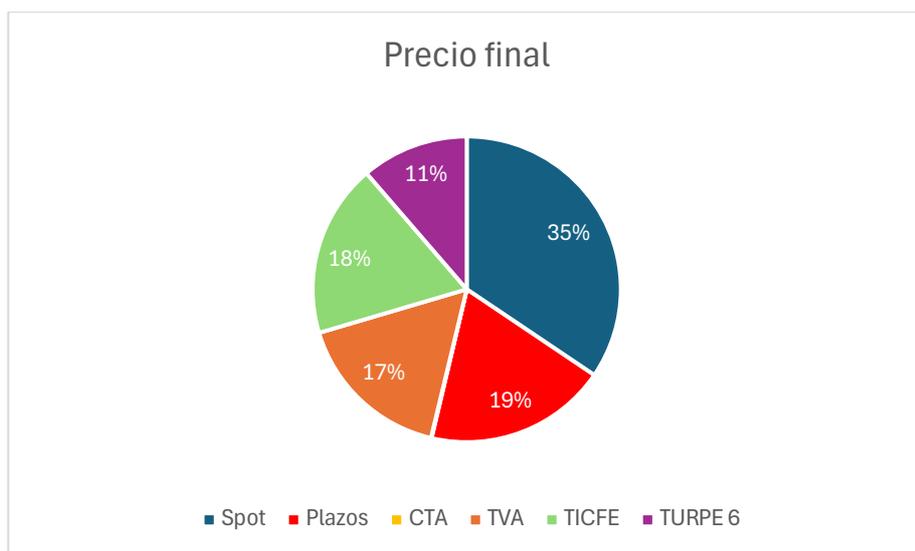


Figura 22. % precio final spot + plazos 23-24 Francia

4.6.3 Factura 7: 100% mercado spot año 2017

Decidimos mirar la factura en el año 2017 para ver como estaban los precios en Francia antes de la crisis energética. Utilizamos:

- Precio spot de 2017
- El TVA del 20%
- El TICFE a 22.5 €/MWh
- El CTA al 10.14%.
- Peajes y cargos debemos utilizar la TURPE 4 publicada en 2016 para la primera parte de 2017 [46] y la TURPE 5 publicada en julio para la segunda parte de 2017 [47]

Obtenemos por tanto la primera columna de la tabla 38.

Desglosando el precio final obtenemos la figura 23 con los porcentajes de los participantes en el precio final

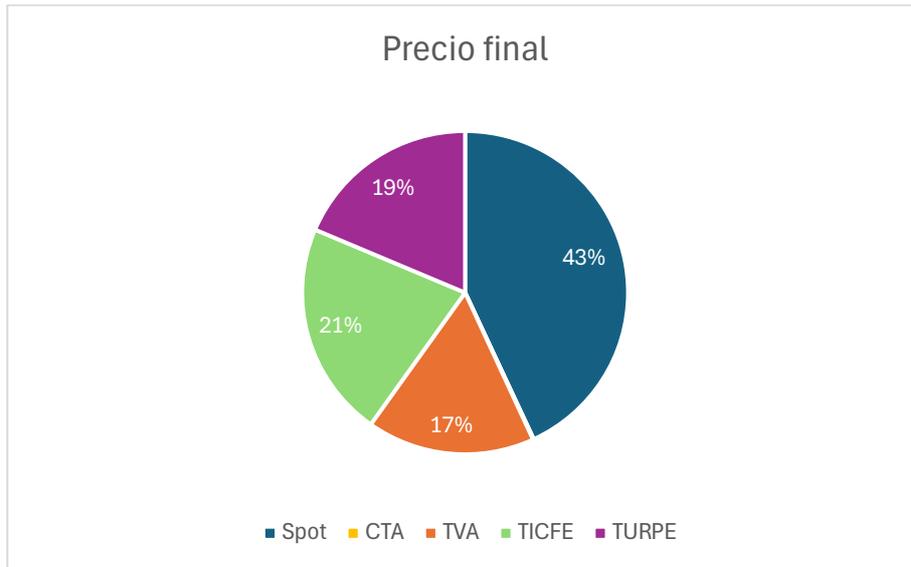


Figura 23. % precio final spot 17 Francia

4.6.4 Factura 8: 100% mercado spot año 2022

Al igual que para España, hemos elegido esta factura para ver como estaban los precios tras la crisis de la pandemia y el comienzo de la guerra de Ucrania. Para ello utilizamos:

- Los precios spot de EPEX Spot como precio orientativo del precio de la energía
- El TVA del 20%,
- El TICFE reducido a 22 €/MWh (0.05 c€/MWh) debido a la subida de precios en 2021
- El CTA del 10.11% establecidos en 2021.
- Peajes y cargos la TURPE 6 Publicada en agosto de 2021 Deliberation N° 2021-13 y la TURPE 6 publicada en 2022, Deliberation N° 2022-158. (Teniendo en cuenta las mismas tarifas que en las anteriores facturas)

Con todo esto obtenemos la segunda columna de la tabla 38.

Desglosando el precio final en la figura 24 podemos observar los porcentajes de las diferentes partes del precio final.

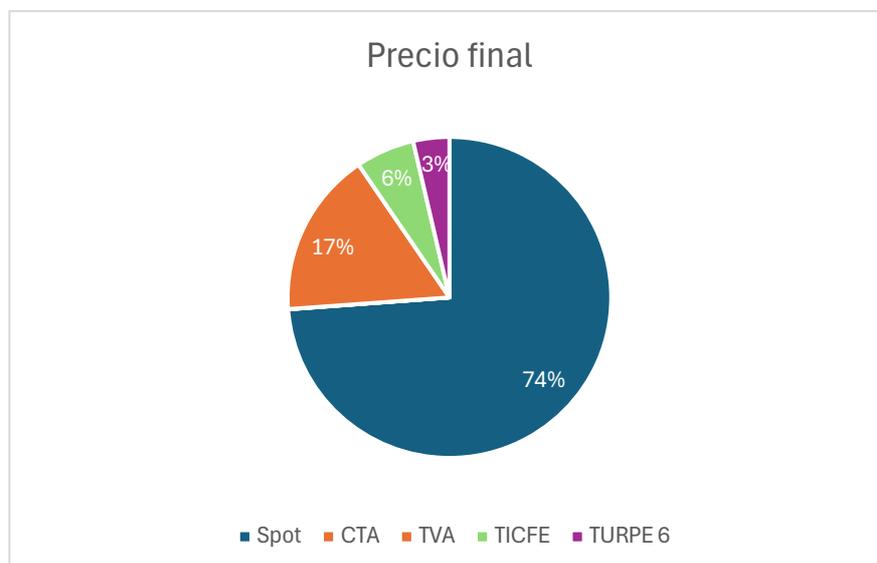


Figura 24. % precio final spot 22 Francia

4.7 Comparación Francia

A continuación, en la tabla 38 los resultados obtenidos de las hipotéticas facturas de Francia.

€/año	Spot 2017	Spot 2022	Spot 2023-2024	Mercado plazos + spot 2023-2024
PF	9,145,950.21	32,746,090.4	11,110,415.5	10,624,132.2
PAI	5,643,360.4	25,354,469	7,304,873.9	6,899,637.9
TICFE	1,970,775	1,927,200	1,946,775	1,946,775
CTA	7,489.7	6,739.6	7,030.66	7,030.7
TVA	1,524,325	5,457,681	1,851,735.9	1,770,688.7

Tabla 38 Precios finales Francia

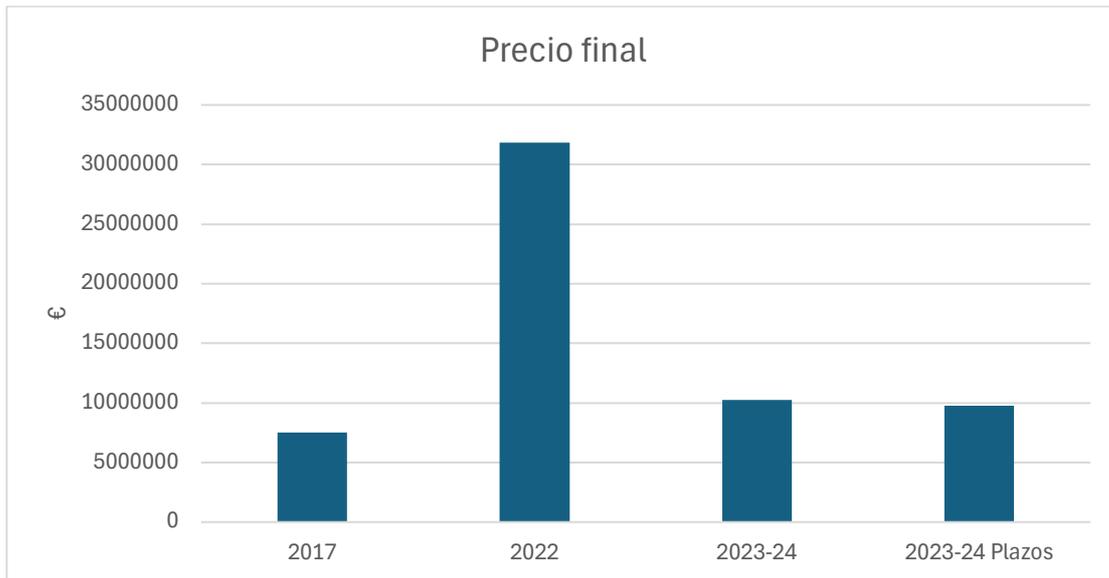


Figura 25. Precios finales Francia

De la figura 25 podemos llegar a las siguientes conclusiones:

- Incremento significativo de 2017 a 2022: las facturas en 2022 (32,746,090.4€/año) muestran un aumento del 358% en comparación con la factura de 2017 (9,145,950.21 €/año). Este incremento drástico refleja un aumento considerable en los costes, influenciado por factores externos como la pandemia de COVID-19 y la guerra en Ucrania, que afectaron fuertemente a los precios en Francia debido a la crisis energética europea. Además, durante 2022, una parte de las centrales nucleares de Francia estuvieron fuera de servicio debido a paradas de mantenimiento y problemas técnicos [48], aumentando los precios significativamente ya que Francia tiene una fuerte dependencia a la energía nuclear como mencionado en el apartado de generación de Francia.
- Disminución de los precios en 2023-2024:
 - Spot: la factura proyectada para el período 2023-2024, basada en precios spot, disminuye a 11,110,415.5 €/año, lo que representa una reducción del 66% frente a 2022. Esta disminución sugiere una estabilización parcial del mercado tras los picos extremos de 2022, aunque los precios continúan siendo elevados en comparación con los niveles previos a la pandemia y la

crisis energética.

- A plazos: la factura que combina precios del mercado a plazos y spot para el período 2023-2024 es de 10,624,132.2 €/año, ligeramente inferior a la factura basada únicamente en el mercado spot. Esto indica que, para este año, el mercado a plazos ha sido una opción algo más económica. Este hecho sugiere una expectativa de estabilización futura y refleja que asegurar la energía a precios contratados podría ser ventajoso frente a la incertidumbre del mercado spot.
- Volatilidad del mercado: la evolución de los precios muestra una gran volatilidad en el mercado de la electricidad, ya que muestra incrementos abruptos seguidos de descensos significativos sobre todo ante imprevistos como paradas nucleares y eventos mundiales (visto en el año 2022).

4.8 Comparación ESPAÑA-FRANCIA

Al a hora de compararlos entre ellos, para que los resultados sean más reales al no haber podido contar con los precios del mercado de ajustes francés, no vamos a tener en cuenta tampoco los precios del mercado de ajustes e intradiario de España.

4.8.1 Precio final

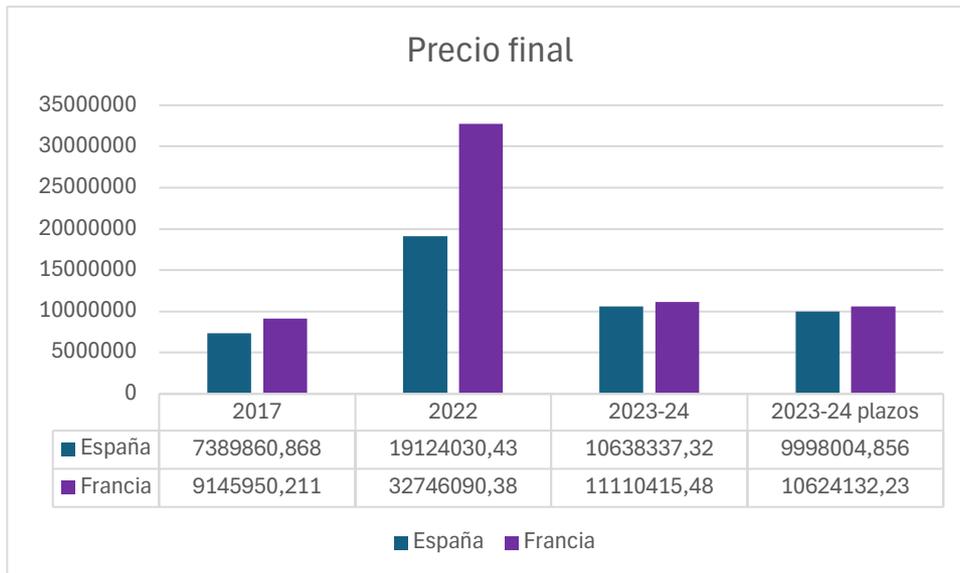


Figura 26. España-Francia cronológicamente Comparación final

En la figura 26 observamos los precios finales en orden cronológico, observando como comentado anteriormente los precios más bajos en 2017, los más altos en 2022 y los precios estabilizándose en 2023-2024. Es decir, ambos países siguen la misma tendencia.

Sin embargo, debemos recalcar que España tiene precios más bajos todos los años, aunque con precios parecidos, excepto para el año 2022 en el que el precio francés se dispara a 32.7 millones de euros. Esto se debe como comentado con anterioridad a las paradas en las nucleares y a la mayor dependencia del gas ruso.

Por tanto, como conclusión final sacamos que en España los precios de electricidad son más bajos que en Francia, y que además al ser Francia tan dependiente de las fuentes nucleares, si estas fallan el precio puede dispararse y superar con creces el de España.

Lo podemos ver reflejado la figura 27 la suma de los tres precios finales de las facturas que solo tienen en cuenta los precios del mercado diario.

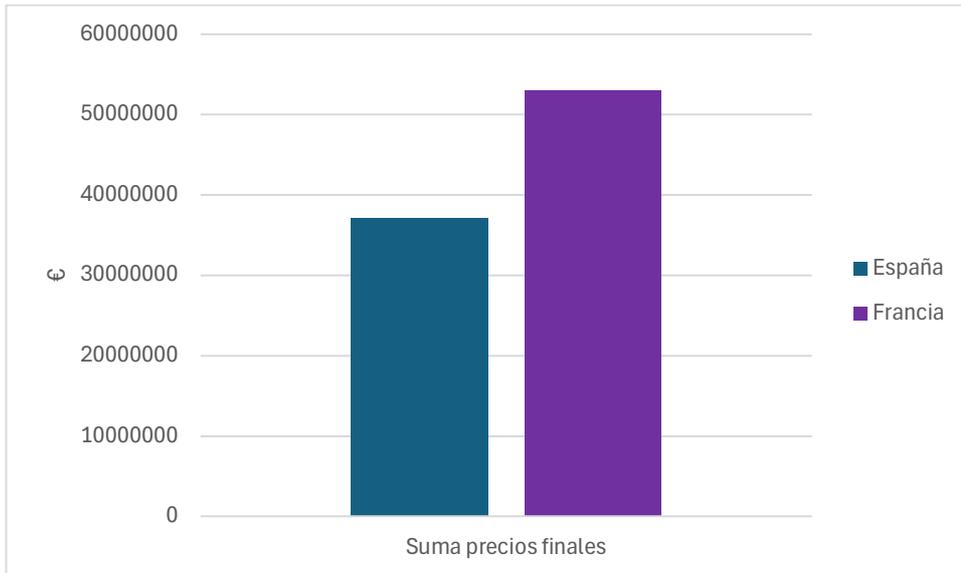


Figura 27. Suma final de las tres facturas con precios spot, comparación final

En la figura 28 sin embargo, podemos observar la suma de los precios finales spot si no tenemos en cuenta el año 2022. Viendo que los precios en este caso no varían tanto.

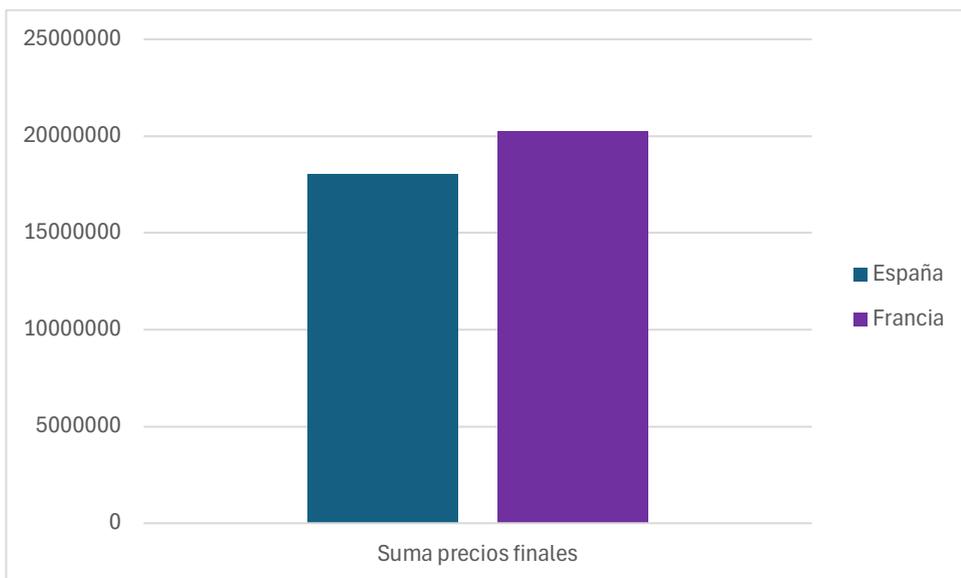


Figura 28. Suma spot año 2017 y 2023-24 comparación final

Ahora procedemos a desglosar el precio final en los apartados de precio spot, precio el mercado a plazos, impuestos y peajes y cargos para una vez visto cuanto nos puede costar la electricidad en cada país, ver donde se pagan más impuestos, donde más peajes y cargos, etc.

4.8.2 Precios Spot

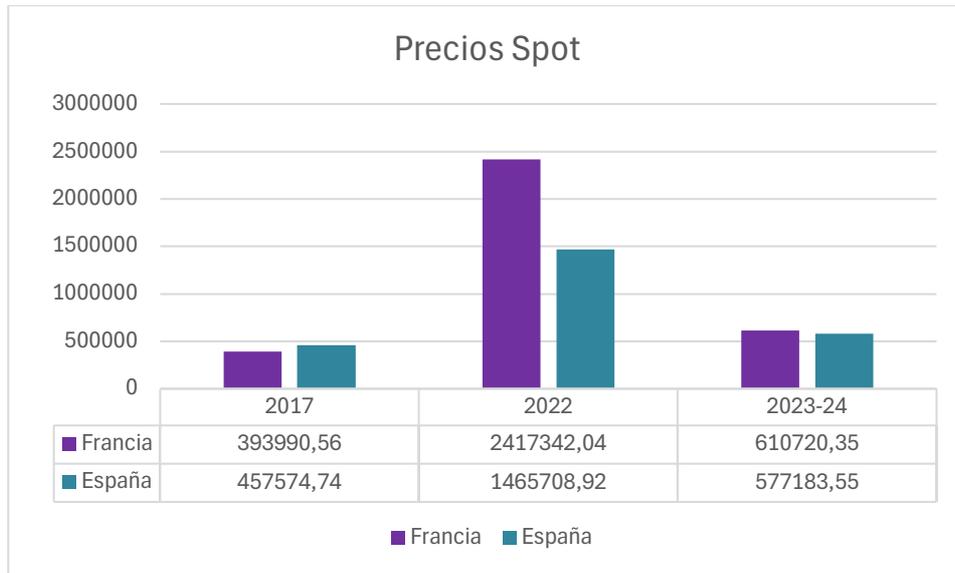


Figura 29. Precios Spot comparación final

En la figura 29 observamos que los precios spot parecen que siguen la misma tendencia que el precio final, pero si observamos bien, efectivamente esto pasa para los años 2022 y 2023-24 donde Francia lidera en 2022 y 2023-24 con el precio más alto, pero en 2017 no ocurre lo mismo, en 2017 el precio del mercado diario fue más caro en España. Esto se debe principalmente a que el precio de los impuestos en Francia es más alto que en España.

4.8.3 Precios a plazos



Figura 30. Precios mercado a plazos comparación final

Como podemos observar en la figura 30 en junio de 2021 (dos años antes de 2023), el mercado a futuros para el periodo de 2023-2024 presentaba precios significativamente más altos en Francia que en España. Esta diferencia refleja no solo las dinámicas particulares de cada país, sino también la influencia de factores económicos y energéticos en la región.

En el caso de Francia, su mayor dependencia de la energía nuclear y las fluctuaciones en los costos asociados a la gestión y mantenimiento de esta infraestructura podrían haber contribuido a un aumento de los precios futuros. Además, las políticas energéticas del país, junto con la incertidumbre en torno a las regulaciones ambientales y la transición hacia energías renovables, pudieron haber influido en las expectativas del mercado.

Por otro lado, España, con una creciente inversión en energías renovables, como la solar y eólica, parece haber

mostrado una mayor estabilidad en sus precios futuros. Esta diferencia también podría estar relacionada con la menor dependencia de fuentes energéticas externas, lo que reduce su exposición a variaciones en los precios internacionales de la energía.

En resumen, la comparación de los precios a plazos entre Francia y España no solo destaca una diferencia significativa en el costo de la energía, sino que también refleja las estrategias y desafíos energéticos específicos de cada país, que podrían tener repercusiones importantes en sus respectivas economías en el futuro.

4.8.4 Impuestos

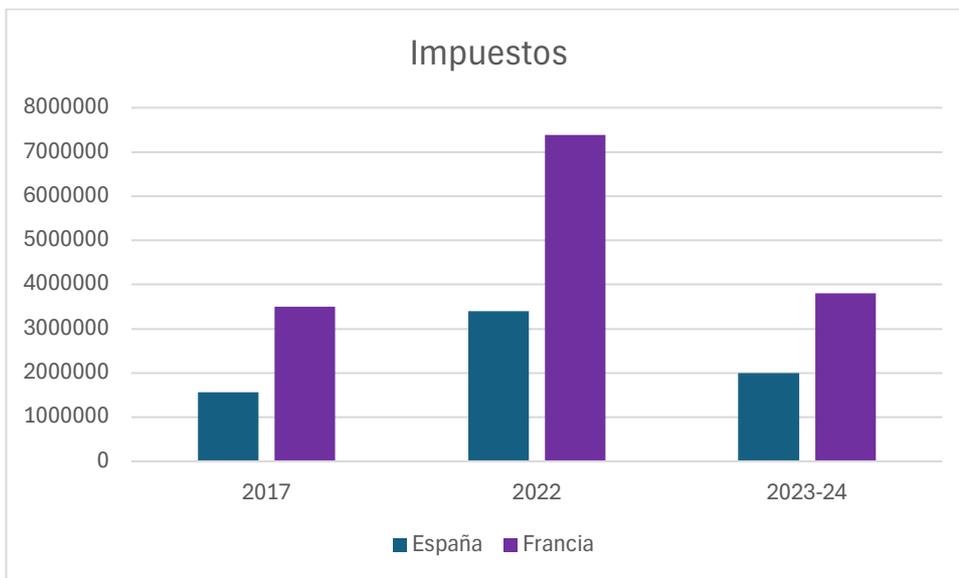


Figura 31. Impuestos comparación final

Podemos observar en la figura 31 que los impuestos son más caros en Francia que en España. Aunque el IVA en Francia sea de 20% en vez del 21% el impuesto del TICFE es superior que el IEE en España, además de contar Francia con un impuesto más denominado CTA. Podemos además observar que, aunque casi se triplique el precio spot en 2022 en España, los impuestos no lo hacen debido a la reducción del IEE al 0.5% y la posterior subida al 2.5% en 2023 hasta 5.113% en 2024.

4.8.5 Peajes y cargos

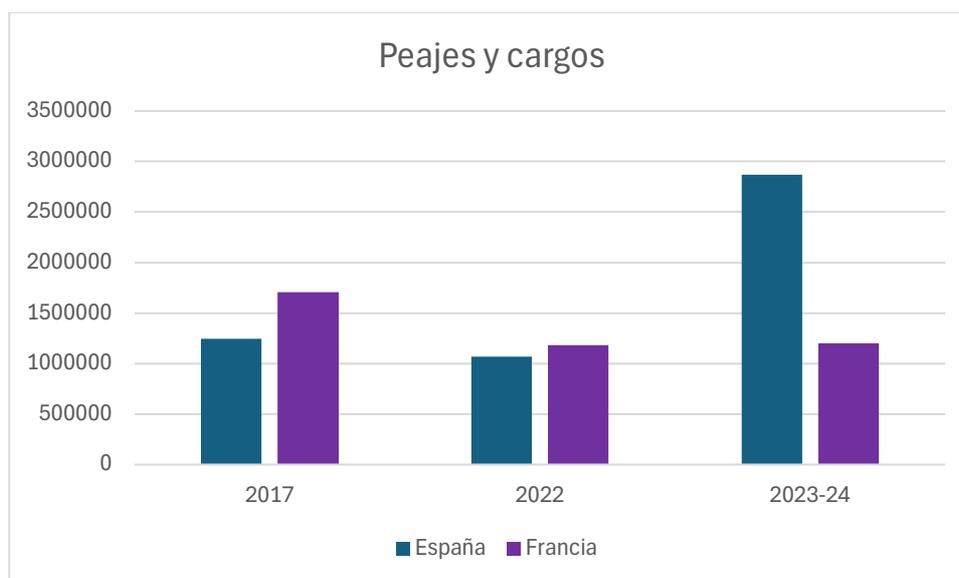


Figura 32. Peajes y cargos comparación final

En la figura 32 se observa que, mientras en 2022 ambos países aplicaron reducciones en los peajes y cargos para aliviar el impacto del aumento de los precios de la electricidad, en 2023 los peajes en España se incrementaron significativamente, situándose en niveles mucho más elevados que en Francia. Este aumento en España se debe principalmente a los mayores costes del sistema eléctrico, las inversiones necesarias para la transición energética, y la revisión de las metodologías regulatorias. Además, la crisis energética también influyó en el alza de los precios, mientras que en Francia los peajes se mantienen más bajos en comparación.

REFERENCIAS

- [1] R. E. Española, «REE,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/datos/generacion>.
- [2] G. E. Monitor, «Global Energy Monitor,» Junio 2024. [En línea]. Available: <https://globalenergymonitor.org/es/projects/global-solar-power-tracker/>.
- [3] R. eléctrica, «España pone en servicio en 2023 la mayor cifra de potencia instalada solar fotovoltaica de la historia,» 21 marzo 2024. [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2024/03/espana-pone-en-servicio-en-2023-la-mayor-cifra-de-potencia-instalada-solar-fotovoltaica-de-su-historia#:~:text=En%20el%20c%C3%B3mputo%20total%20de,61%2C3%25%20son%20renovables..>
- [4] I. f. E. a. Research, «IER,» [En línea]. Available: <https://www.instituteforenergyresearch.org/electricity-distribution/>.
- [5] R. E. Española, «REE,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-del-sistema-electrico/transporte/instalaciones-de-la-red-de-transporte>.
- [6] Iberdrola, «Iberdrola,» [En línea]. Available: <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/smart-grids/diferencia-alta-media-baja-tension-electrica>.
- [7] Ormazabal, «¿Qué es y qué elementos componen la red de distribución primaria?,» [En línea]. Available: <https://www.ormazabal.com/que-es-y-que-elementos-componen-la-red-de-distribucion-primaria/>.
- [8] Elekluz, «Elekluz,» [En línea]. Available: <https://elekluz.com/mapas-distribuidoras/>.
- [9] E. Fundación Naturgy, «La regulación del mercado eléctrico mayorista ante el nuevo entorno europeo,» 2024.
- [10] OMIE, «Funcionamiento del mercado diario,» [En línea]. Available: https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/mercado_diario.pdf.
- [11] OMIE, «OMIE,» 6 Junio 2024. [En línea]. Available: <https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/aggregate-supply-curves?scope=daily&date=2024-07-07&hour=1>. [Último acceso: 7 Junio 2024].
- [12] A. M. Barrios, «Así es el mercado intradiario y continuo de electricidad, el hermano pequeño del 'pool',» *El periódico de la energía*, 2021.
- [13] E. y. sociedad, «Energía y sociedad,» [En línea]. Available: <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/6-5-mecanismos-de-ajuste-de-demanda-y-produccion/>.
- [14] Endesa, «E-distribución,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.endesa.com/es/blog/blog-de-endesa/luz/IVA-luz-espana#:~:text=Hist%C3%B3ricamente%20el%20IVA%20de%20la,enero%20se%20aplic%C3%B3%20el%2010%25..>

- [15] M. d. l. Presidencia, «Boletín Oficial del Estado BOE-A-2020-1066,» Madrid, 2020.
- [16] C. N. d. l. M. y. l. Comeptencia, «La nueva factura de la luz,» [En línea]. Available: <https://www.cnmc.es/la-nueva-factura-de-la-luz>.
- [17] M. d. Presidencia, «Boletín Oficial del Estado BOE-A-2024-2774,» Madrid, 2024.
- [18] M. d. Presidencia, «Boletín Oficial del Estado BOE-2023-26251,» Madrid, 2023.
- [19] O. I. d. E. Atómica, «Centrales nucleares del mundo,» Ministerio para la transición ecologica, gobierno de España, Noviembre 2023. [En línea]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/energia/nuclear/centrales/mundo.html>.
- [20] RTE, «Electricity Analysis and Data,» 17 07 2024. [En línea]. Available: <https://analysesetdonnees.rte-france.com/en/generation/solar>.
- [21] E. Albertoli, «Haya Energy Solutions,» 15 Enero 2024. [En línea]. Available: <https://hayaenergy.com/es/mecanismo-de-capacidad-frances-vaca-lechera/>.
- [22] RTE, «Electricity Analysis and Data, transmission grid,» RTE, 14 Mayo 2024. [En línea]. Available: <https://analysesetdonnees.rte-france.com/en/grid/evolution-grid>.
- [23] EDF, «Tarif Bleu: le tarif réglementé de vente de l'électricité,» [En línea]. Available: <https://particulier.edf.fr/fr/accueil/electricite-gaz/offres-electricite/tarif-bleu.html>.
- [24] A. Toubernise, «Économie et politique,» 17 novembre 2022. [En línea]. Available: <https://www.economie-et-politique.org/2022/11/17/prix-de-lelectricite-la-reforme-du-marche-ne-suffira-pas/>.
- [25] E. SPOT, «EPEX SPOT,» [En línea]. Available: <https://www.epexspot.com/en/market-data>.
- [26] EPEX, «epexspot, Trading Products,» [En línea]. Available: <https://www.epexspot.com/en/tradingproducts#:~:text=EPEX%20SPOT%20offers%20Day%2DAhead,delivered%20on%20the%20next%20day..>
- [27] CRE, «Services système et mécanisme d'ajustement,» 29 Abril 2024. [En línea]. Available: <https://www.cre.fr/electricite/reseaux-deelectricite/services-systeme-et-mecanisme-dajustement.html>.
- [28] EEX, «EEX,» [En línea]. Available: <https://www.eex.com/en/about-eex/eex-exchange/participants/list-of-trading-participants>.
- [29] E. Chanvry, «Hello Watt,» 27 Diciembre 2023. [En línea]. Available: <https://www.hellowatt.fr/contrat-electricite/tva-electricite#:~:text=Un%20taux%20de%20TVA%20%C3%A0,avez%20consomm%C3%A9s%20dans%20le%20mois..>
- [30] M. d. l. d. f. e. d. l. s. i. e. numérique, «Quels sont les taux de TVA en vigueur en France et dans l'Union européenne ?,» 16 Enero 2024. [En línea]. Available: <https://www.economie.gouv.fr/cedef/taux-tva-france-et-union-europeenne>.
- [31] M. d. l. d. f. e. d. l. s. i. e. numérique, «La fraction perçue sur l'électricité : qu'est-ce que c'est ?,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.economie.gouv.fr/entreprises/fraction-percue-electricite-accise>

energie#.

- [32] M. Toumazet, «Hello Watt,» 8 Diciembre 2023. [En línea].
- [33] CRE. [En línea]. Available: <https://www.rsw.net/blog/analyse/turpe-6-vs-turpe-5-ce-qui-change-pour-les-professionnels/>.
- [34] RTE, «RTE,» Julio 2021. [En línea]. Available: [Plaque_tarifaire_TURPE_6_Consummateurs_et_Producteurs_8365_fr.pdf](#).
- [35] L. F. Mancha, «Peajes de acceso a la red de transporte de energía eléctrica en Europa,» Leganés, 2017.
- [36] C. d. R. d. l'Énergie, «Deliberation N° 2023-136,» Paris, 2023.
- [37] C. D. R. D. L'ÉNERGIE, «Deliberation N° 2022-157,» Paris, 2022.
- [38] RTE, «Interconexiones,» [En línea]. Available: [https://www.rte-france.com/quiz/interconnexions#:~:text=Avec%20combien%20de%20pays%20voisins,%20Delle%20aujourd'hui%20interconnect%C3%A9e%20%3F&text=La%20France%20est%20un%20carrefour,Royaume%2DUni%2C%20Suisse\)..](https://www.rte-france.com/quiz/interconnexions#:~:text=Avec%20combien%20de%20pays%20voisins,%20Delle%20aujourd'hui%20interconnect%C3%A9e%20%3F&text=La%20France%20est%20un%20carrefour,Royaume%2DUni%2C%20Suisse)..)
- [39] Amazon, «aws,» [En línea]. Available: <https://aws.amazon.com/es/what-is/data-center/#:~:text=Un%20centro%20de%20datos%20es,datos%20y%20equipos%20de%20red..>
- [40] Danfoss, «Engineering tomorrow,» [En línea]. Available: <https://www.danfoss.com/es-es/about-danfoss/insights-for-tomorrow/integrated-energy-systems/data-center-power-consumption/#:~:text=El%20consumo%20de%20energ%C3%ADa%20del,estructura%20de%20propiedad%20y%20ubicaci%C3%B3n..>
- [41] J. I. S.A., «Predimensionado de Data Centers,» 25 Julio 2022. [En línea]. Available: <https://www.linkedin.com/pulse/predimensionado-de-data-centers-jg-ingenieros-s-a-/>.
- [42] R. e. española, «REE,» 2024. [En línea]. Available: https://www.ree.es/es/datos/mercados/componentes-precio-energia-cierre-desglose?start_date=2023-01-01T00:00&end_date=2023-12-31T23:59&time_trunc=month&systemElectric=peninsular.
- [43] H. E. Solutions. [En línea].
- [44] Iberdrola, «Iberdrola,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.iberdrola.es/negocios/informacion/alquiler-de-contador>.
- [45] C. N. d. I. M. y. I. Competencia, «CNMC,» 2016. [En línea]. Available: https://www.cnmc.es/sites/default/files/1365167_8.pdf.
- [46] C. d. r. d. l'énergie, «Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 2 juin 2016 portant décision sur l'évolution au 1^{er} août 2016,» 2 junio 2016. [En línea]. Available: https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/import/160602Evolution_TURPE_HTA_BT.pdf.
- [47] C. d. r. d. l'énergie, «Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et HTB,» 17 Noviembre 2016. [En línea]. Available:

https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/import/161117_TURPE-HTA-BT.pdf

- [48] C. Menéndez, «Crisis del coloso nuclear francés | 32 de los 56 reactores con los que cuenta Francia están parados por problemas de corrosión y mantenimiento. El Gobierno asegura que no habrá apagones, mientras la electricidad se dispara y el país importa energía,» *euro news*, 4 Septiembre 2022.
- [49] RTE, «RTE, France's Transmission System Operator,» [En línea]. Available: <https://www.rte-france.com/en/home>.
- [50] Enedis, «Enedis, Nos missions,» [En línea]. Available: <https://www.enedis.fr/nos-missions>.
- [51] D. C. d. R. Khalid Abdallaoui, «Turpe 6 Tarification Des Réseaux Comprendre le Tarif,» Paris, 2021.
- [52] é. G. Services, «eni,» [En línea]. Available: <https://fr.eni.com/particuliers/comprendre-energie/energie-expliquee/ticfe-contribution-service-public-electricite#0ce8c6d4-3d76-4886-89b1-90ab8baf447e>.
- [53] C. D. R. D. L'ÉNERGIE, «Délibération 2017 HTB,» [En línea]. Available: https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/import/161117_TURPE-HTB.pdf.
- [54] C. D. R. D. L'ÉNERGIE, «CRE, TURPE 4,» Junio 2016. [En línea]. Available: https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/import/160602_Evolution_TURPE_HTB.pdf.

GLOSARIO

BOE	Boletín oficial del Estado.....	29
CACS	componente anual de suministros eléctricos complementarios y de reserva	44
CC	componente anual del contador.....	44
CDPP	Componente mensual por excesos puntuales	49
CER	Componente de la energía reactiva	50
CG	componente anual de gestión.....	43
CI	Componente anual de energía inyectada	50
CMDPS	Componente mensual por superar la potencia contratada	49
CNMC	Comisión nacional de los mercados y la competencia.....	29
CoRDIS	Comité permanente de disputas y sanciones.....	42
CR	componente de agrupación tarifaria de puntos de conexión	45
CRE	Comisión de regulación de la energía	38
CS	componente de suministro	45
CSPE	Contribution au service public de l'électricité.....	41
CTA	contribution tarifaire d'acheminement	41
CU	courte utilisation	43
EDF	électricité de France.....	38
EEX	European energy exchange	41
EPEX	European Power Exchange.....	39
IEE	impuesto especial de la electricidad	41
IVA	impuesto sobre el valor añadido.....	27
LU	longue utilisation.....	43
MIBEL	mercado ibérico de la electricidad	24
MU	moyenne utilisation	43
OMIE	Operador del mercado ibérico de energía.....	19
OMIP	Operador del mercado ibérico polo portugués.....	27
PDBF	Programa diario base de funcionamiento	24
REE		

red eléctrica española	20
RTE	
Réseau de Transport d'Électricité	37
SB	
saison basse	47
SH	
saison haute	47
SIDC	
Single intraday coupling	39
SSD	
unidades de estado sólido	57
TI	
Tecnología de la información.....	56
TURPE	
Tariff d'utilisation des reseaux publics d'électricité.....	42
TVA	
Taxe sur la valeur ajoutée	41

ANEXO 1

Distribuciones tarifas en las Islas Canarias, Islas Baleares, en Ceuta y en Melilla:

Islas Canarias:

	Period type				
	A	B	B1	C	D
0	P6	P6	P6	P6	P6
1	P6	P6	P6	P6	P6
2	P6	P6	P6	P6	P6
3	P6	P6	P6	P6	P6
4	P6	P6	P6	P6	P6
5	P6	P6	P6	P6	P6
6	P6	P6	P6	P6	P6
7	P6	P6	P6	P6	P6
8	P3	P3	P4	P5	P6
9	P3	P3	P4	P5	P6
10	P1	P2	P2	P4	P6
11	P1	P2	P2	P4	P6
12	P1	P2	P2	P4	P6
13	P1	P2	P2	P4	P6
14	P1	P2	P2	P4	P6
15	P3	P3	P4	P5	P6
16	P3	P3	P4	P5	P6
17	P3	P3	P4	P5	P6
18	P1	P2	P2	P4	P6
19	P1	P2	P2	P4	P6
20	P1	P2	P2	P4	P6
21	P1	P2	P2	P4	P6
22	P3	P3	P4	P5	P6
23	P3	P3	P4	P5	P6

Islas Baleares:

	Period type				
	A	B	B1	C	D
0	P6	P6	P6	P6	P6
1	P6	P6	P6	P6	P6
2	P6	P6	P6	P6	P6
3	P6	P6	P6	P6	P6
4	P6	P6	P6	P6	P6
5	P6	P6	P6	P6	P6
6	P6	P6	P6	P6	P6
7	P6	P6	P6	P6	P6
8	P2	P3	P4	P5	P6
9	P2	P3	P4	P5	P6
10	P1	P2	P3	P4	P6
11	P1	P2	P3	P4	P6
12	P1	P2	P3	P4	P6
13	P1	P2	P3	P4	P6
14	P1	P2	P3	P4	P6
15	P2	P3	P4	P5	P6
16	P2	P3	P4	P5	P6
17	P2	P3	P4	P5	P6
18	P1	P2	P3	P4	P6
19	P1	P2	P3	P4	P6
20	P1	P2	P3	P4	P6
21	P1	P2	P3	P4	P6
22	P2	P3	P4	P5	P6
23	P2	P3	P4	P5	P6

Ceuta:

	Period type				
	A	B	B1	C	D
0	P6	P6	P6	P6	P6
1	P6	P6	P6	P6	P6
2	P6	P6	P6	P6	P6
3	P6	P6	P6	P6	P6
4	P6	P6	P6	P6	P6
5	P6	P6	P6	P6	P6
6	P6	P6	P6	P6	P6
7	P6	P6	P6	P6	P6
8	P4	P3	P4	P5	P6
9	P4	P3	P4	P5	P6
10	P1	P2	P2	P3	P6
11	P1	P2	P2	P3	P6
12	P1	P2	P2	P3	P6
13	P1	P2	P2	P3	P6
14	P1	P2	P2	P3	P6
15	P4	P3	P4	P5	P6
16	P4	P3	P4	P5	P6
17	P4	P3	P4	P5	P6
18	P4	P3	P4	P5	P6
19	P1	P2	P2	P3	P6
20	P1	P2	P2	P3	P6
21	P1	P2	P2	P3	P6
22	P1	P2	P2	P3	P6
23	P4	P3	P4	P5	P6

Melilla:

	Period type				
	A	B	B1	C	D
0	P6	P6	P6	P6	P6
1	P6	P6	P6	P6	P6
2	P6	P6	P6	P6	P6
3	P6	P6	P6	P6	P6
4	P6	P6	P6	P6	P6
5	P6	P6	P6	P6	P6
6	P6	P6	P6	P6	P6
7	P6	P6	P6	P6	P6
8	P2	P3	P4	P5	P6
9	P2	P3	P4	P5	P6
10	P1	P2	P3	P4	P6
11	P1	P2	P3	P4	P6
12	P1	P2	P3	P4	P6
13	P1	P2	P3	P4	P6
14	P1	P2	P3	P4	P6
15	P2	P3	P4	P5	P6
16	P2	P3	P4	P5	P6
17	P2	P3	P4	P5	P6
18	P2	P3	P4	P5	P6
19	P1	P2	P3	P4	P6
20	P1	P2	P3	P4	P6
21	P1	P2	P3	P4	P6
22	P1	P2	P3	P4	P6
23	P2	P3	P4	P5	P6

Tariff	6.1TD
Date	01/06/2023 00:00

Date	Year	Month	Day	Hour	Day type	Period	Tolls	
							Energy price (€/kWh)	Power price (€/kWh año)
01/06/2023 00:00	2023	6	1	0	B1	P6	0.001426	1.15
01/06/2023 01:00	2023	6	1	1	B1	P6	0.001426	1.15
01/06/2023 02:00	2023	6	1	2	B1	P6	0.001426	1.15
01/06/2023 03:00	2023	6	1	3	B1	P6	0.001426	1.15
01/06/2023 04:00	2023	6	1	4	B1	P6	0.001426	1.15
01/06/2023 05:00	2023	6	1	5	B1	P6	0.001426	1.15
01/06/2023 06:00	2023	6	1	6	B1	P6	0.001426	1.15
01/06/2023 07:00	2023	6	1	7	B1	P6	0.001426	1.15
01/06/2023 08:00	2023	6	1	8	B1	P4	0.007197	8.56
01/06/2023 09:00	2023	6	1	9	B1	P3	0.011477	10.33
01/06/2023 10:00	2023	6	1	10	B1	P3	0.011477	10.33
01/06/2023 11:00	2023	6	1	11	B1	P3	0.011477	10.33
01/06/2023 12:00	2023	6	1	12	B1	P3	0.011477	10.33
01/06/2023 13:00	2023	6	1	13	B1	P3	0.011477	10.33
01/06/2023 14:00	2023	6	1	14	B1	P4	0.007197	8.56
01/06/2023 15:00	2023	6	1	15	B1	P4	0.007197	8.56
01/06/2023 16:00	2023	6	1	16	B1	P4	0.007197	8.56
01/06/2023 17:00	2023	6	1	17	B1	P4	0.007197	8.56
01/06/2023 18:00	2023	6	1	18	B1	P3	0.011477	10.33
01/06/2023 19:00	2023	6	1	19	B1	P3	0.011477	10.33
01/06/2023 20:00	2023	6	1	20	B1	P3	0.011477	10.33
01/06/2023 21:00	2023	6	1	21	B1	P3	0.011477	10.33
01/06/2023 22:00	2023	6	1	22	B1	P4	0.007197	8.56
01/06/2023 23:00	2023	6	1	23	B1	P4	0.007197	8.56
02/06/2023 00:00	2023	6	2	0	B1	P6	0.001426	1.15
02/06/2023 01:00	2023	6	2	1	B1	P6	0.001426	1.15
02/06/2023 02:00	2023	6	2	2	B1	P6	0.001426	1.15
02/06/2023 03:00	2023	6	2	3	B1	P6	0.001426	1.15
02/06/2023 04:00	2023	6	2	4	B1	P6	0.001426	1.15
02/06/2023 05:00	2023	6	2	5	B1	P6	0.001426	1.15
02/06/2023 06:00	2023	6	2	6	B1	P6	0.001426	1.15
02/06/2023 07:00	2023	6	2	7	B1	P6	0.001426	1.15
02/06/2023 08:00	2023	6	2	8	B1	P4	0.007197	8.56
02/06/2023 09:00	2023	6	2	9	B1	P3	0.011477	10.33
02/06/2023 10:00	2023	6	2	10	B1	P3	0.011477	10.33

Figura 33, ejemplo resultados peajes y cargos España

Tariff	HTB2 LU
Date	01/06/2023 0:00

Date	Year	Day	Month	Hour	Day type	Period	Tolls	
							Energy price (€/kWh)	Power price (€/kWh año)
01/06/2023 0:00	2023	1	6	0	SB	HCSB	0.0029	3.84
01/06/2023 1:00	2023	1	6	1	SB	HCSB	0.0029	3.84
01/06/2023 2:00	2023	1	6	2	SB	HCSB	0.0029	3.84
01/06/2023 3:00	2023	1	6	3	SB	HCSB	0.0029	3.84
01/06/2023 4:00	2023	1	6	4	SB	HCSB	0.0029	3.84
01/06/2023 5:00	2023	1	6	5	SB	HCSB	0.0029	3.84
01/06/2023 6:00	2023	1	6	6	SB	HCSB	0.0029	3.84
01/06/2023 7:00	2023	1	6	7	SB	HPSB	0.0035	6.48
01/06/2023 8:00	2023	1	6	8	SB	HPSB	0.0035	6.48
01/06/2023 9:00	2023	1	6	9	SB	HPSB	0.0035	6.48
01/06/2023 10:00	2023	1	6	10	SB	HPSB	0.0035	6.48
01/06/2023 11:00	2023	1	6	11	SB	HPSB	0.0035	6.48
01/06/2023 12:00	2023	1	6	12	SB	HPSB	0.0035	6.48
01/06/2023 13:00	2023	1	6	13	SB	HPSB	0.0035	6.48
01/06/2023 14:00	2023	1	6	14	SB	HPSB	0.0035	6.48
01/06/2023 15:00	2023	1	6	15	SB	HPSB	0.0035	6.48
01/06/2023 16:00	2023	1	6	16	SB	HPSB	0.0035	6.48
01/06/2023 17:00	2023	1	6	17	SB	HPSB	0.0035	6.48
01/06/2023 18:00	2023	1	6	18	SB	HPSB	0.0035	6.48
01/06/2023 19:00	2023	1	6	19	SB	HPSB	0.0035	6.48
01/06/2023 20:00	2023	1	6	20	SB	HPSB	0.0035	6.48
01/06/2023 21:00	2023	1	6	21	SB	HPSB	0.0035	6.48
01/06/2023 22:00	2023	1	6	22	SB	HPSB	0.0035	6.48
01/06/2023 23:00	2023	1	6	23	SB	HCSB	0.0029	3.84
02/06/2023 0:00	2023	2	6	0	SB	HCSB	0.0029	3.84

Figura 34, ejemplo resultados Componente Suministro (Peajes y cargos) Francia