

Resumen

El objetivo de este Trabajo de Fin de Grado ha consistido en responder a la pregunta planteada ¿por qué ha aumentado tanto el precio de la energía eléctrica en los últimos años?, y en consecuencia, ¿por qué ha llegado a ser una de las más caras de Europa?. Para ellos se ha realizado un análisis microeconómico del mercado eléctrico español. Este análisis se ha realizado mediante la modelización del mercado eléctrico según el patrón económico más adecuado, atendiendo a las características propias y diferenciadoras del mercado. Con el fin de contestar a las preguntas planteadas, se ha analizado la evolución temporal del precio de la energía eléctrica en España y se ha hecho una comparativa del precio entre los países europeos que mantienen una relación con el mercado español.

Previamente al análisis se ha considerado necesario realizar una explicación de las características técnicas y económicas del sistema eléctrico para poder sentar un base de trabajo. El alcance del proyecto se centra en la componente de mercado del precio de la electricidad. Debido a la complejidad del sistema eléctrico se ha intentado definir de manera comprensiva pero centrándose en los aspectos importantes.

Con la base de datos disponible por el Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMEL) y la Oficina Europea de la Estadística (Eurostat), se ha podido observar el comportamiento del mercado eléctrico español y europeo. La ingente cantidad de datos disponibles nos han llevado a seleccionar una pequeña muestra suficiente para el estudio.

Se han planteado diferentes modelos microeconómicos como monopolio natural, Cournot, Bertrand y Cártel y se ha escogido el modelo Cournot como el más representativo. De esta manera se podría trabajar en las variaciones del mercado, tomando un modelo simplificado y gráfico, y aplicarlo a diferentes escenarios posibles.

Así se comparado la evolución del precio del mercado eléctrico español con el resto de Europa, la concentración de mercado y el peso de la las diferentes actividades en la tarifa eléctrica con el propósito de responder a las preguntas planteadas.

Se ha tomado como ejemplo la crisis de electricidad de California del verano del 2000. Este suceso ofrece una caso reciente y bien documentado de las consecuencias que tuvo en California las medidas liberalizadoras en el mercado eléctrico.

Finalmente se plantea una serie de resoluciones concluyentes sobre el estudio realizado. Se sintetiza la investigación realizada con un conjunto de conclusiones que ponen de manifiesto las carencias presentes en el mercado eléctrico español. El objetivo final de este trabajo era responder la cuestiones iniciales, pero su respuesta abre nuevos interrogantes.



Sumario

RESUMEN	1
SUMARIO	3
GLOSARIO	7
1. OBJETIVO	9
1.1. Origen	9
1.2. Objetivo general	9
1.3. Requerimientos específicos	10
1.4. Justificación del tema	11
1.5. Metodología y alcance	13
1.6. Visión general del sector eléctrico, sus modelos microeconómicos y la crisis de California.....	14
1.7. Estructura de la memoria	16
2. CARACTERÍSTICAS DEL SECTOR ELÉCTRICO	18
2.1. Elasticidad de la demanda y la oferta	18
2.2. Difícil almacenamiento de la electricidad.....	20
2.3. Actores del sistema eléctrico.....	21
2.3.1. Generadores	21
2.3.2. Compradores en el mercado mayorista.....	21
2.3.3. Operador del mercado.....	22
2.3.4. Operador del transporte.....	22
2.3.5. Distribuidoras	22
2.4. Mercado mayorista y mercado minorista.....	22
2.5. Costes y tecnologías de generación eléctrica	23
2.6. Variación del coste marginal a medida que aumenta la generación	28
3. CONCEPTOS Y MODELOS MICROECONÓMICOS	30
3.1. Presentación genérica.....	30
3.2. Conceptos microeconómicos	30
3.2.1. Demanda inelástica e ingreso total	30
3.2.2. Costes fijos, variables y hundidos	31
3.3. Modelos microeconómicos.....	32
3.3.1. Monopolio natural	32
3.3.2. Regulación de un monopolio natural.....	33
3.3.3. Modelo de la competencia perfecta	34

3.4. Modelos oligopolio	35
3.4.1. Modelo del Cártel	35
3.4.2. Modelo de Cournot	36
3.4.2.1. Supuestos del modelo de Cournot:	36
3.4.2.2. Validez del modelo de Cournot	37
3.4.3. Modelo de Bertrand	38
3.4.3.1. Supuestos del modelo de Bertrand	38
3.4.3.2. Validez del modelo de Bertrand	38
3.5. Aplicación a los mercados eléctricos	39
3.5.1. Mercado mayorista: Modelo de Cournot	39
3.5.2. Distribución y transporte: Monopolio Natural	39
3.5.2.1. Distribución	40
3.5.2.2. Transporte	41
3.5.3. Mercado minorista: Modelo de Cártel/Modelo Cournot	41
4. CARACTERÍSTICAS PROPIAS DEL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA	42
4.1. Sistema eléctrico español	42
4.2. Breve historia del mercado eléctrico español	44
4.3. Componente regulada del precio de la electricidad	46
4.3.1. Costes de transporte y distribución	47
4.3.2. Costes de los organismos REE, OMEL y CNE	47
4.3.3. Costes asociados a la compensación de la generación extrapeninsular	47
4.3.4. Costes de adquisición de régimen especial	47
4.3.5. Costes asociados a la industria del carbón	47
4.3.6. Costes asociados a la industria nuclear	48
4.3.7. Costes asociados al déficit de tarifa	48
4.3.8. Componente regulada del precio de la electricidad	49
4.4. Componente de mercado del precio de la electricidad	49
4.4.1. Participantes del mercado mayorista	49
4.4.2. El mercado diario	51
4.4.3. Los mercados intradiarios	54
4.4.4. Resultados del mercado y precio final	56
4.4.5. Tarifa de Último Recurso (TUR)	56
4.4.6. Tarifa Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor	59



5. ANÁLISIS DEL PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA	60
5.1. Desglose de la tarifa eléctrica	60
5.2. Comparativa temporal del precio de la energía eléctrica	63
5.2.1. Incremento de la demanda.....	66
5.2.2. Encarecimiento de los costes de producción.....	66
5.2.3. Concentración del mercado mayorista.....	68
5.2.4. Cambios recientes en los costes regulados.....	70
5.2.5. Estructura de mercado	70
5.2.5.1. Crisis de California	71
5.2.5.2. Similitudes y diferencias con el mercado de California.....	74
5.2.5.3. ¿Podría pasar en España algo parecido?.....	75
5.3. Comparativa con los mercados europeos	76
5.4. Respuesta a las preguntas planteadas.....	78
6. CONCLUSIÓN	80
7. AGRADECIMIENTOS	83
8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	84

Glosario

REE : Red Eléctrica Española.

Tarifa Integral. Consiste en agrupar los costes totales previstos del sistema eléctrico y dividirlos por la demanda estimada para ese año.

OMIP : Operador del Mercado Energético Ibérico de Derivados.

OMIE: Operador del Mercado Ibérico Energético.

OMEL: Operador del Mercado Eléctrico.

MIBEL: Mercado Ibérico de la Electricidad.

PVPC: Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor.

Mercado spot: Mercado en el cual las transacciones ocurren al contado y la entrega es inmediata.

Market Splitting: Separación del mercado español y portugués cuando se supera la capacidad de interconexión entre ambos países.

CNE: Comisión Nacional de Energía.

CNMV: Comisión Nacional del Mercado de Valores.

MWh: Megavatios hora. Normalmente usado para expresar precios mayoristas.

kWh: Kilovatio hora. Normalmente usado para expresar precios minoristas.

MLE: Marco Legal Estable.

TUR: Tarifa de Último Recurso.

CESUR: Subastas realizadas para abastecer a los clientes de la tarifa TUR.

PVPC: Precio Voluntario del Pequeño Consumidor.

PGRR: Plan General de Residuos Radioactivos.

ENRESA: Empresa Nacional de Residuos Radioactivos.

Uniform-Price Auctions: Subasta de precio uniforme consistente en una subasta de múltiples

unidades en la que un número fijo de unidades idénticas de un bien homogéneo son vendidos por el mismo precio.

FERC: Comisión Federal Reguladora de la Energía.

Power Exchange California: Mercado Energético de California.

Mercado pool: Mercado mayorista común donde se negocia la compra y venta de energía eléctrica.

Eurostat: Oficina Europea de Estadística, dependiente de la Comisión Europea, que produce datos sobre la Unión Europea y promueve la armonización de los métodos estadísticos de los estados miembros.

INE: Instituto Nacional de Estadística.

Precio mayorista: Precio único fijado en el mercado mayorista, al que la empresa generadora vende la electricidad y la empresa comercializadora la compra.

Precio minorista: Precio fijado en el contrato de suministro eléctrico entre la empresa comercializadora y el consumidor final.

Precio minorista doméstico: Precio minorista para aquella energía eléctrica consumida por unidades residenciales.

Euphemia: Algoritmo de integración del mercado eléctrico híbrido de Europa, que fija el precio de casación de los mercados *pool*.

Welfare: Bienestar social.

Utilidad: Grado de satisfacción de una persona, normalmente alcanzado por el consumo de bienes y la posesión de riqueza.

OCU: Organización de Consumidores y Usuarios



1. Objetivo

1.1. Origen

Por propuesta del profesor Lucas van Wunnik, decidí realizar este Trabajo de Fin de Grado aprovechando la transversalidad del objeto de estudio y su carácter económico. Centrado en el precio del mercado eléctrico, me permitía poner en práctica mis conocimientos ingenieriles y económicos.

Después de leer información y artículos de prestigiosos economistas y divulgadores sobre la crisis del precio de la electricidad de California acaecida en el verano del año 2000, decidí centrar el tema del trabajo en un hipotética reproducción de esta crisis en el mercado eléctrico español.

Sin embargo, debido a las dificultades que fueron surgiendo a lo largo del trabajo, el tema fue evolucionando hasta centrarse en la comparativa del precio minorista de la electricidad entre España y los demás países de Europa. Fruto de la inmensa cantidad de datos disponibles y de la utilidad de esta comparativa, consideré que este objetivo era más adecuado que el anterior. Así llegué a la pregunta que intenta responder este trabajo: ¿por qué la energía eléctrica es la más cara de Europa?

Partiendo desde la liberalización iniciada en 1997 en el mercado eléctrico español y coincidiendo con las subidas de precio del mercado minorista en los últimos años, el estudio quería explicar las causas que lo llevaron a ser de los más caros de Europa. Al ser un tema de actualidad su interés era mayor, ya que sus resultados eran observables en la economía real al mismo tiempo.

1.2. Objetivo general

El objetivo general y principal de este trabajo es dar respuesta a la doble pregunta planteada: ¿por qué ha aumentado tanto el precio de la energía eléctrica en los últimos años? y ¿por qué ha llegado a ser una de las más caras de Europa?

Con este fin claro en el horizonte se pretende evaluar si existe una diferencia substancial entre los precios eléctricos en España con el resto de países europeos, y sí es así, encontrar los motivos de esta divergencia. La finalidad es evaluar las medidas liberalizadoras que se han tomado en España en los últimos años y comprobar si se ha cumplido el objetivo de aumentar la competencia del mercado.

Para ello hay que indagar en el sistema eléctrico para sentar una marco de estudio de la tarificación del precio, analizar con profundidad el mercado eléctrico español y investigar si existe una diferencia significativa con el resto de Europa.

1.3. Requerimientos específicos

Desgranando el proceso de análisis se concretan una serie de requerimientos específicos. Estos requerimientos específicos facilitan el cumplimiento del objetivo general, mediante la determinación de etapas o la precisión y cumplimiento de los aspectos necesarios de este proceso de investigación. Son los siguientes:

- Observar la evolución del precio y de la cantidad de electricidad intercambiada en el mercado eléctrico español mediante las plataformas de seguimiento disponibles en los operadores de mercado.
- Describir el sistema eléctrico, clasificando las diferentes fuentes de generación y sus características principales.
- Enumerar los costes asociados a la producción de electricidad, tanto los costes regulados como los costes de mercado.
- Definir el proceso de comercialización de la electricidad, tanto en el mercado mayorista como en el mercado minorista.
- Presentar los diferentes modelos microeconómicos de monopolio y oligopolio que permitan evaluar cual es el que mejor se adapta a las características del mercado eléctrico español.
- Analizar los últimos cambios legislativos que afectan al mercado español.
- Comprender y sintetizar las causas responsables de la crisis del precio de la electricidad de California como caso ejemplo de las posibles consecuencias de una desregulación inadecuada.
- Comparar el sistema eléctrico español con los sistemas europeos. Encontrar las diferencias entre el precio de ambos de manera que se pueda confirmar si existe una diferencia significativa.
- Evaluar la evolución temporal del precio de la energía eléctrica en España a lo largo de los últimos años.

- Desglosar las conceptos sujetos a pago por parte de los clientes en la tarifa eléctrica de un consumidor.
- Proponer una serie de conclusiones que evidencien las deficiencias de funcionamiento del mercado eléctrico y del bienestar económico de los consumidores.

1.4. Justificación del tema

El tema sobre el que se centra y desarrolla este estudio es el mercado eléctrico. Es un tema de gran relevancia socio-económica y ambiental. El nivel de dependencia del consumo de electricidad en las sociedades actuales hace que sea muy importante estudiar en detalle los efectos sobre la economía que producen los cambios en los precios. El análisis de estos efectos es necesario para planificar y organizar adecuadamente la generación de electricidad, para entender las consecuencias económicas y distributivas de distintos escenarios sobre la actividad económica y el bienestar social, así como para analizar y comparar los efectos de distintas políticas públicas, por ejemplo de fomento de la energía renovable.

En el mercado español, el análisis de la influencia de los precios eléctricos sobre la economía es aun más relevante e interesante. Por una parte, el sector eléctrico se ha liberalizado en un proceso en el que han existido repetidos desajustes entre los precios para los consumidores y los costes de suministro, lo que ha dado lugar a un incremento súbito y muy fuerte de los precios, que posiblemente continúe en el futuro. Por otra parte, la necesaria planificación de la oferta eléctrica, en un contexto de cambios poblacionales, en el clima, restricciones políticas y fuerte dependencia energética requiere un conocimiento adecuado de la reacción de los consumidores a los precios de la electricidad.

La importancia de este producto es fundamental para el buen funcionamiento de la economía nacional. El sistema productivo depende en gran medida de esta fuente de energía como parte del proceso de transformación de bienes y servicios. Son muchos los sectores dependientes de ella, ya que su competitividad va ligada al coste de suministro. Asimismo, representa un alto porcentaje del gasto de las economías familiares, que se traduce en menor gasto para bienes de consumo.

En la Figura 1.1 se observa la evolución de la intensidad energética de la economía española en los últimos años. Está calculada como la ratio de consumo energético entre el Producto Interior Bruto. Está expresado en unidades de kilogramo de equivalente de petróleo por cada 1000 €, así cuanto más alto es el ratio más importancia tiene la energía en la economía de un país.

Podemos observar como la economía española ha ido reduciendo su dependencia del sector

energético en los últimos años. Esto significa una mayor eficiencia tecnológica y un mayor peso de los sectores no intensivos en energía eléctrica, como son los servicios y el sector bancario. Se ha conseguido disminuir el efecto del precio de la electricidad en la economía nacional, pero sigue ejerciendo un peso importante.

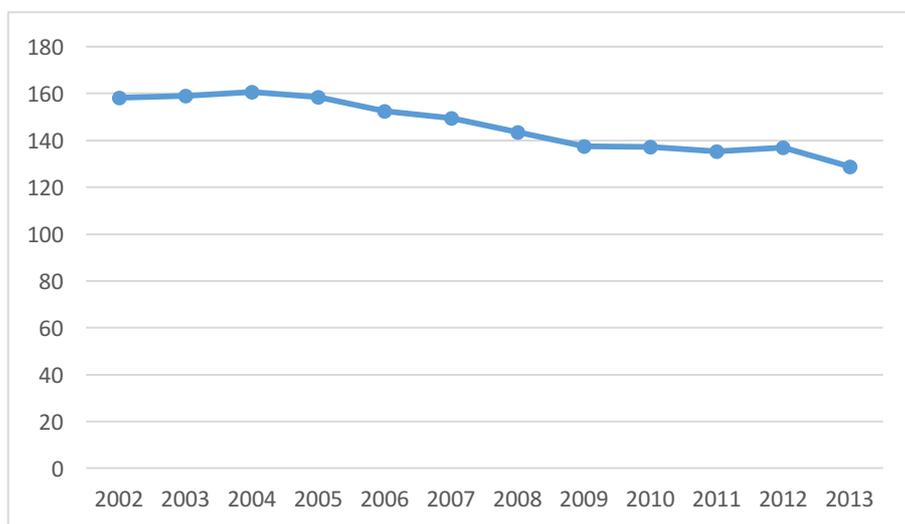


Figura 1.1 Evolución de la intensidad energética de la economía española. Elaboración propia a partir de Eurostat.^[10]

Referente al consumo eléctrico doméstico, representa una parte importante del gasto de las familias españolas. El aumento de esta partida dentro del presupuesto de una familia se produce en detrimento de otras actividades que pueden aportar mayor utilidad. Como se observa en la figura Figura 1.2, el porcentaje del gasto del consumo eléctrico doméstico sobre el total de ingresos ha aumentado considerablemente, pasando de 1,9% en 2008 al 3,3% en 2013.

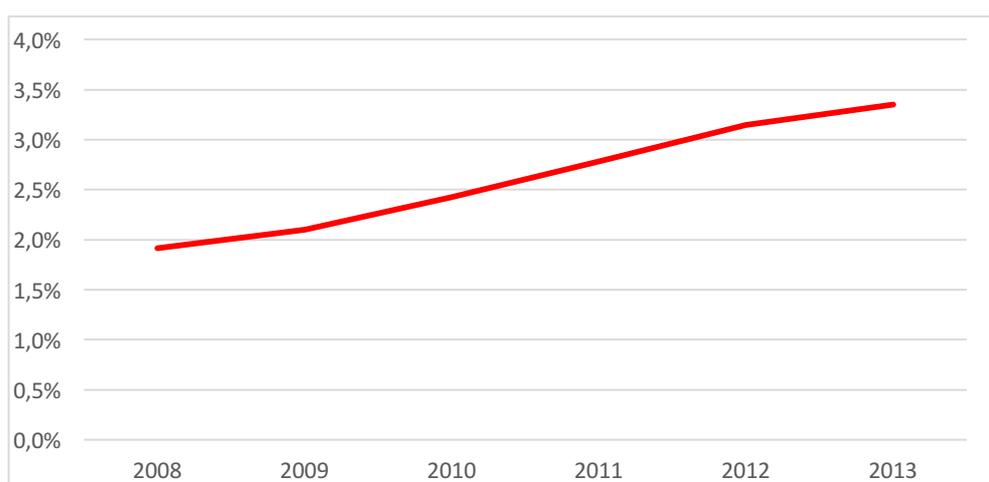


Figura 1.2 Porcentaje de gasto en consumo eléctrico sobre el total de ingresos de un hogar español. Elaboración propia a partir de INE.

Finalmente, se podrá evaluar el grado de estabilidad y eficiencia logrado por los continuos cambios tecnológicos, económicos y legislativos que han afectado al sector eléctrico. Esta evaluación desde la comparativa con el mercado eléctrico californiano pretende establecer una conclusión crítica con los aspectos que puedan crear futuros problemas en el mercado eléctrico.

1.5. Metodología y alcance

Este trabajo se ha concebido como un proyecto de investigación de un mercado concreto y evaluación de una determinada hipótesis. La hipótesis a evaluar es si el precio de la energía eléctrica es significativamente más cara en España que en el resto de Europa. Se trata de un proyecto de investigación porque existe un objeto que prevalece sobre cualquier otro propósito en el proyecto, este es la hipótesis sobre el precio de la energía eléctrica. A la vez se trata de un proyecto de evaluación porque se orienta a valorar atributos como la eficacia, eficiencia e impacto sobre nuestro objeto de estudio y confirmar o refutar la hipótesis en relación con este objeto.

Se ha aplicado un diseño documental consistente en un proceso basado en la búsqueda, análisis, crítica e interpretación de datos tanto primarios, directamente recogidos de las fuentes de origen, como secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales como artículos de divulgación. Principalmente se ha hecho uso de datos primarios en el caso del mercado español y de datos secundarios en el caso del mercado californiano.

Los métodos empleados en este proyecto se pueden clasificar en:

- Métodos empíricos, que permiten la obtención y elaboración de los datos empíricos y el conocimiento de los hechos fundamentales que caracterizan a los fenómenos. Los métodos empíricos principales usados en este proyecto son: la observación y la medición.
- Métodos teóricos, que permiten la construcción y desarrollo de la teoría científica y profundizar en el conocimiento de las regularidades y peculiaridades de ambos casos. Cumplen una función importante, ya que nos posibilitan la interpretación conceptual de los datos empíricos encontrados. Los métodos teóricos empleados son:
 - Análisis y síntesis.
 - Análisis histórico
 - Modelización.

Las técnicas de recolección de datos empleadas han sido la observación directa y el análisis documental. Las fuentes de recolección de estos datos han sido:

- Mercado de California: Artículos y estudios realizados por economistas de prestigio, principalmente Borenstein, Wolak, Joskow y Bushnell. ^{[5] [6] [13] [14]}
- Mercados europeos: La Oficina Europea de la Estadística (Eurostat).^[10]
- Mercado español: Las plataformas de seguimiento del Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE)^[19] y Red Eléctrica Española (REE)^[23], empresas que operan el mercado mayorista eléctrico en la península ibérica y el transporte, respectivamente. Además, también se hace uso de artículos específicos sobre el mercado español y su funcionamiento.

El alcance físico y temporal del estudio se centra en la comparativa entre los casos ya citados:

- Mercado California: Estos campos de estudio se encuadran físicamente en el mercado eléctrico del Estado de California, EEUU. El período de estudio cubre los años que duró la crisis de California (2001-2002).
- Mercados europeos: Los mercados estatales europeos significativos para el caso estudiado. Los datos disponibles del Eurostat son principalmente a partir de 2007, año el que se cambió el método de cálculo y presentación de los datos, por lo que la comparativa con años previos no es consistente.
- Mercado español: El mercado eléctrico del Estado español, compartido parcialmente con el Estado de Portugal. Se inicia el estudio con la liberalización del mercado español (iniciadas en el 1997) hasta las últimas reformas liberalizadoras del sistema eléctrico español, junto al análisis de los datos disponibles de estos años.

1.6. Visión general del sector eléctrico, sus modelos microeconómicos y la crisis de California

La organización del sector eléctrico difiere entre países, según la regulación propia que lo configura. Pero a pesar de las diferencias existentes, todos los sistemas eléctricos presentan un funcionamiento básico común que queda representado en la Figura 1.3.

En azul se representan los dos mercados existentes en el sistema eléctrico, el mercado mayorista y el mercado minorista. En color rosado se representan las actividades relacionadas con el flujo económico y en verde las actividades del flujo eléctrico.

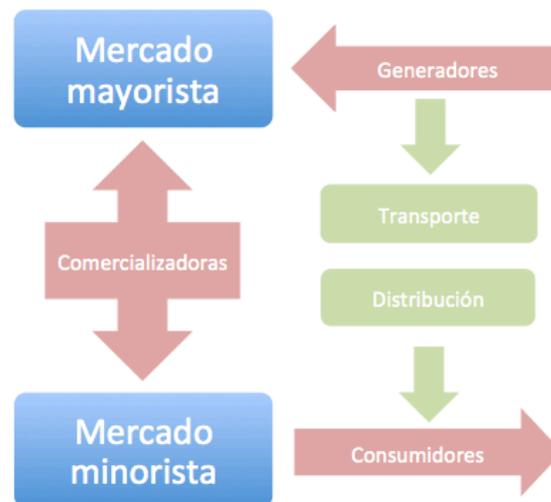


Figura 1.3 Representación esquemática del sistema eléctrico. Elaboración propia.

Este tipo de sistema se modelizará según el modelo microeconómico que se ajuste más adecuadamente. Cada actividad que forma parte del sistema es de una naturaleza distinta por lo que su modelización también será distinta. Se puede dividir el mercado en las diferentes actividades que representan por sí mismas un modelo propio de mercado. Algunas actividades presentan evidencias en cuanto al tipo de modelo que las rige, en otras la interpretación no es directa y se tiene que hacer una hipótesis sobre que modelo lo representa mejor. A continuación aparece una relación de las actividades y sus respectivos modelos para España:

- Transporte -> Monopolio natural nacional (regulado y operado por el Estado)
- Distribución -> Monopolio natural regional (regulado por el Estado)
- Mercado mayorista y mercado minorista -> Se evaluará y se establecerá una hipótesis entre:
 - Competencia perfecta
 - Cournot
 - Bertrand
 - Cártel

Con los mercados eléctricos modelizados y explicado el funcionamiento del mercado eléctrico español haremos una comparativa con el resto de mercado europeos, con especial incidencia

en los países vecinos y con características similares.

Finalmente introduciremos brevemente la crisis de California como caso real de las posibles consecuencias de una desregulación que no respondía a la estructura organizativa del mercado californiano. La crisis del precio de la electricidad en California sucedida en los meses de verano de 2000, en que el precio de la electricidad al mayorista se disparó, llegando a multiplicarse por 10 en su máximo. Como las empresas comercializadoras no pudieron repercutir al consumidor final el incremento del precio de la electricidad en el mercado mayorista, esto causó la bancarrota de las comercializadoras, teniendo que ser intervenidas por el Estado, con el consecuente coste para los contribuyentes californianos. En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** Figura 1.4 queda representado la evolución del precio de la electricidad en el mercado mayorista los meses previos y durante la crisis de California.

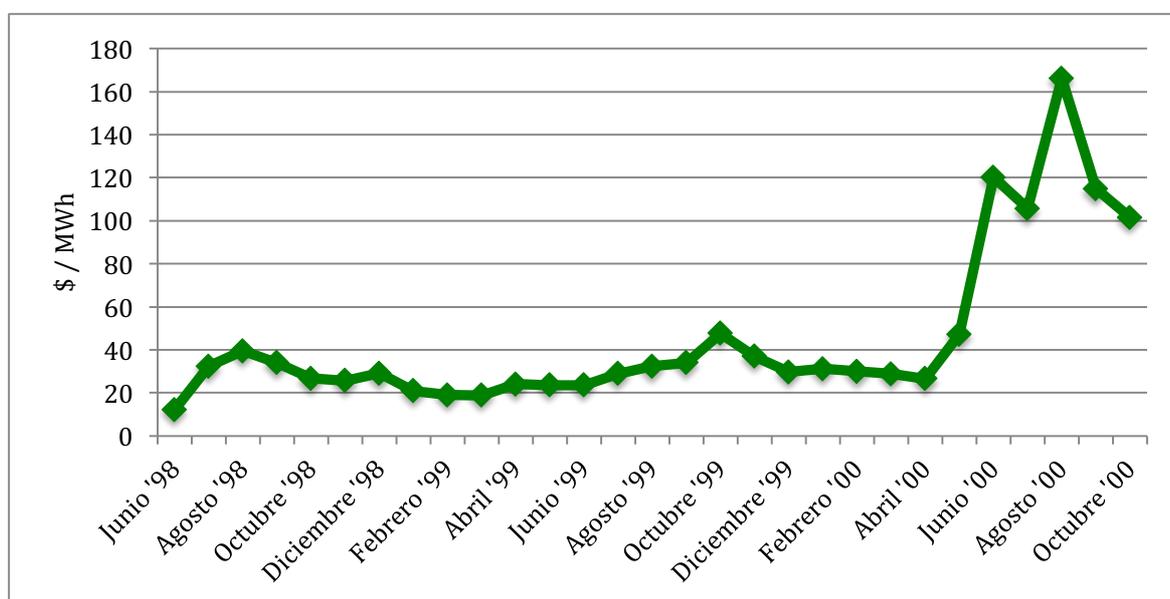


Figura 1.4 Evolución del precio medio mayorista del mercado californiano. Elaboración propia a partir de datos Borenstein, Bushnell, Wolak, 2001.^[5]

Ante este caso real queda preguntarse si pudiera ser que se reprodujese esta crisis en el mercado eléctrico español tal como está configurado hoy en día.

1.7. Estructura de la memoria

La estructuración que sigue esta memoria se ha considerando en un orden que facilite la presentación de la información y el entendimiento por parte del lector. El punto 1 recoge todo el trabajo necesario que acabó originando y enfocando el objetivo por el que se realiza este proyecto.

En el punto 2 se presentan y explican las características principales del sector eléctrico en genérico. Es necesario para situar al lector en contexto y presentarle las nociones necesarias para comprender el funcionamiento del sistema eléctrico.

En el apartado 3 se presentan los conceptos básicos necesarios para la comprensión de los modelos oligopólicos y monopólicos. Se evalúa conceptualmente cual de estos modelos representa mejor cada mercado del sistema eléctrico y se comentan sus consecuencias.

El punto 4 profundiza en las características propias del sector eléctrico español, tanto organizativas, operativas y económicas. Se describe como funciona el mecanismo de fijación del precio de la energía eléctrica en España.

El análisis del precio de la energía eléctrica se realiza en el punto 5. Esta parte podría considerarse la más importante del trabajo y la que da respuesta a las preguntas planteadas.

Finalmente en el apartado 6 se presentan las conclusiones generales obtenidas a lo largo del trabajo y que resumen las reflexiones sobre la idea general estudiada.

2. Características del sector eléctrico

Todos los mercados eléctricos tienen unas características comunes que los diferencian del resto de mercados. Así pues, la singularidad del mercado eléctrico nos plantea unos retos únicos, fruto de la peculiaridad del producto que se ofrece y se demanda, es decir, la electricidad.

Sin embargo, y a pesar de la homogeneidad del producto; el avance técnico y la legislación estatal propia de cada país hacen que la organización sea diferente para cada mercado nacional. No solo propia, sino que puede llegar a ser independiente, en función del grado de interconexiones eléctricas entre países.

En el caso que nos ocupa, presentaremos brevemente las características comunes del sector eléctrico desde un punto de vista genérico, y más adelante ya nos detendremos más detalladamente en los aspectos económicos propios del sistema eléctrico español.

2.1. Elasticidad de la demanda y la oferta

La elasticidad es la variación porcentual de una variable X respecto a una variable Y. En el ámbito económico entendemos como elasticidad la variación relativa de la demanda o oferta respecto el precio (Varian, 2006)^[26]. Así podemos diferenciar la elasticidad-precio de la demanda y la elasticidad-precio de la oferta¹.

En nuestro caso, el mercado eléctrico minorista, la demanda es muy inelástica y la oferta es inelástica en grandes cantidades. La explicación de la inelasticidad de la demanda es que el consumidor no tiene alternativa ante subidas o bajadas del precio. La electricidad es un bien difícilmente sustitutivo, ante subidas del precio de la electricidad el consumidor no puede dejar de adquirirlo ya que la electricidad es un producto muy arraigado en el sistema productivo y en el estilo de vida actual. Debe hacer frente al nuevo precio, siendo muy baja su capacidad de reacción, con lo que la cantidad demandada apenas disminuye.

Como podemos observar en la Figura 2.1 la curva de la demanda es prácticamente vertical y negativa. La cantidad apenas se modifica con variaciones elevadas del precio. Es decir, ante un aumento elevado de precios, se reduce poco la cantidad de producto demandada.

¹ Ecuación elasticidad-precio de la demanda $\varepsilon = \frac{\partial Q_d / Q_d}{\partial P / P}$

Esta inelasticidad de la demanda respecto al precio es especialmente significativa en el corto plazo. Sin embargo, hay que diferenciar la demanda doméstica y la industrial (empresas y grandes consumidores). La demanda doméstica es más sensible a las variaciones de precio. En cambio, la industrial es especialmente insensible a los cambios de precio a corto plazo, por los elevados costes de cambio del sistema de producción. Como la demanda industrial representa un porcentaje mucho mayor sobre el total, la demanda nacional acaba presentando una inelasticidad elevada.^[15]

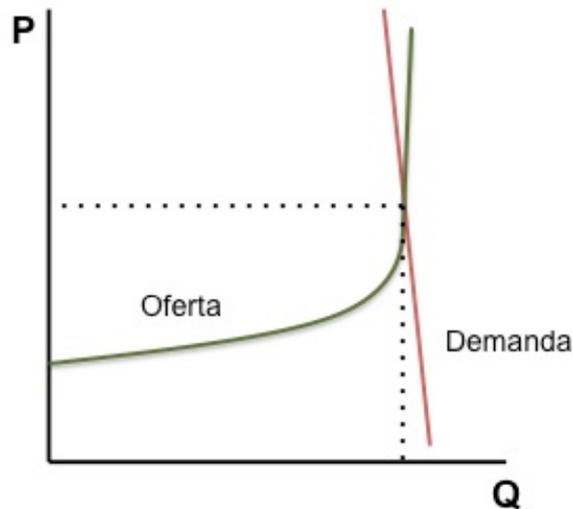


Figura 2.1 Curvas oferta y demanda del mercado eléctrico minorista. Elaboración propia.

En cambio, la curva de la oferta es bastante elástica en cantidades de producción bajas, pero en altas cantidades se vuelve inelástica (Borenstein, 2001)^[6]. Como la capacidad de producción nacional está limitada por las tecnologías existentes y las instalaciones de producción eléctrica, ante demandas bajas el mercado se adapta fácilmente reduciendo la producción. El problema se da cuando la demanda alcanza cantidades elevadas, entonces el mercado se acerca a su plena producción y su capacidad de reacción es más limitada.

Esta curva de oferta viene determinada por los costes marginales de las tecnologías de generación de la electricidad. Así las tecnologías con costes marginales menores aparecen en la parte baja de la curva, mientras que a medida que crecen los costes marginales se van distribuyendo a lo largo de la curva de oferta.

Como se explica en “The trouble with electricity markets: Understanding California’s restructuring disaster” (195-197, Borenstein, 2001), en la Figura 2.2 se ha ejemplificado un caso de volatilidad del precio de la electricidad. La demanda varía uniformemente entre D^a_L (demanda en horas de poco consumo) y D^a_H (demanda en horas de mucho consumo) en un intervalo a dependiendo de la hora (por ejemplo, a lo largo de un día). El precio medio del intervalo a es relativamente moderado.

Pero si consideramos un pequeño aumento de la demanda, pasaríamos de D^a_L a D^b_L y de D^a_H a D^b_H en un intervalo b , y podemos observar como se pasa de horas con un precio bajo a horas con un precio drásticamente más alto. Así el precio medio resultante es mucho más alto.

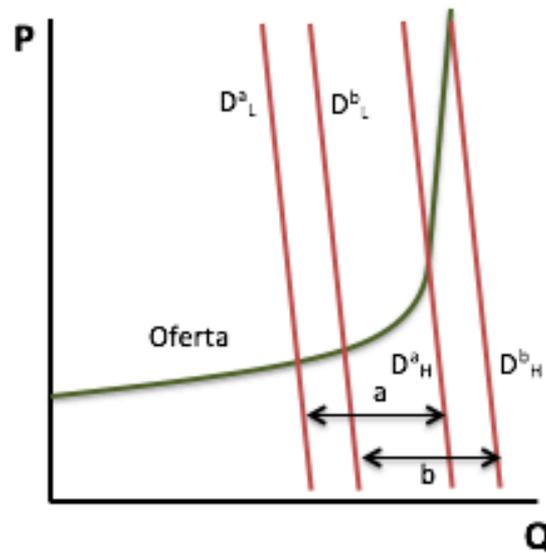


Figura 2.2 Variaciones de la curva de la demanda en el mercado eléctrico minorista. Elaboración propia.

2.2. Difícil almacenamiento de la electricidad

La electricidad es un tipo de energía que presenta la peculiaridad de no poder ser almacenada. Después de ser producida, debe ser consumida o se pierde. Esto implica una serie de consideraciones que diferencian al sector eléctrico del resto. La electricidad se transmite por medio de un circuito cerrado, para emplearse en cualquier propósito práctico, y casi no puede ser almacenada como energía eléctrica. Tan solo con pilas y baterías se puede almacenar cierta cantidad reducida de electricidad. Esto significa que los cambios no planificados de la demanda no pueden tener cabida sin cortes de los suministros.

Sin embargo, al ser la energía eléctrica una energía secundaria, fruto de la transformación de una energía primaria, sí que existen ciertas maneras de asegurar un suministro uniforme y planificado. Consiste en el almacenaje de las fuentes de energía primaria, como son los combustibles fósiles o el nivel de agua de los embalses y pantanos.

De modo que una detallada planificación y organización del sistema eléctrico es necesaria para el buen funcionamiento del mismo. Es misión del operador del mercado, OMIE, organizar

el ajuste entre la producción y el consumo de manera que garantice la estabilidad y funcionamiento técnico del sistema.

Como ya se ha indicado, existen ciertas tecnologías, como las pilas y las baterías basadas en reacciones químicas, que permiten obtener energía de manera autónoma. Sin embargo, no se trata de almacenamiento de energía propiamente dicho, sino de producción instantánea y rápida en sistemas autónomos. Pero presentan inconvenientes que limitan su uso, como el peso, el coste y la baja productividad. Su uso en el sistema eléctrico es económica y tecnológicamente inviable.

2.3. Actores del sistema eléctrico

Los actores participantes del sistema eléctrico son principalmente cuatro: las empresas generadoras, el operador del transporte, las empresas distribuidoras y las empresas comercializadoras. Estos participan en el alguna fase del proceso de suministro de la electricidad. En la Figura 2.3 se representa el camino seguido por la electricidad según el orden de sus etapas.

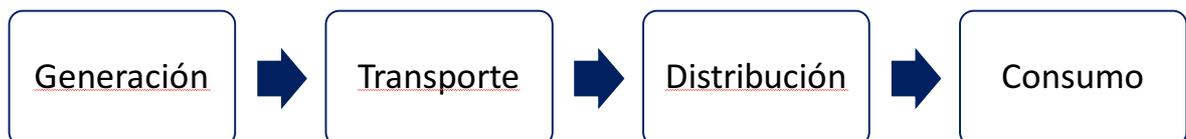


Figura 2.3 Representación del camino seguido por la electricidad. Elaboración propia.

2.3.1. Generadores

Son los encargados de la generación de energía eléctrica. Son empresas que poseen instalaciones con capacidad de producción eléctrica. Hay diversos tipos de tecnologías que permiten generar energía eléctrica, dependiendo de la fuente y del proceso de transformación, lo que da a tecnologías con diferentes costes de producción. Tienen autorización para acudir como agentes al mercado mayorista.

2.3.2. Compradores en el mercado mayorista

Los compradores en el mercado mayorista son los grandes consumidores directos y las empresas comercializadoras. Estas son las intermediarias entre el mercado mayorista y el mercado minorista. Y proveen de energía a los consumidores finales.

Los consumidores directos son grandes empresas de la industria que requieren elevadas cantidades de energía eléctrica. Tienen la autorización para acudir al mercado mayorista

como agentes, al igual que las comercializadoras.

2.3.3. Operador del mercado

Es el encargado de operar el mercado *pool* mediante la gestión de oferta de compra y venta de electricidad en los mercados, así como organizar el ajuste entre la producción y el consumo de manera que garantice la estabilidad y funcionamiento técnico del sistema.

2.3.4. Operador del transporte

El transporte es la actividad que opera la red eléctrica, encargándose del transporte de alta tensión en el territorio y del mantenimiento de las instalaciones de la red eléctrica. Su actividad esta regulada por el Estado. Esta actividad está realizada en España por Red Eléctrica Española (REE), una empresa estatal que posee el monopolio de esta actividad y cobra por su uso.

2.3.5. Distribuidoras

La distribución consiste en la entrega de la energía eléctrica al consumidor final. Son responsables de las instalaciones de baja tensión y de la conexión de los hogares e industrias a la red eléctrica. Su actividad se rige bajo el monopolio regional, ya que a cada hogar solo llega una línea de distribución perteneciente a alguna empresa distribuidora. Este acceso a la red supone un pago, regulado por el Estado, por parte del cliente hacia la empresa distribuidora.

2.4. Mercado mayorista y mercado minorista

El mercado eléctrico liberalizado se configura en dos mercados: uno mayorista y uno minorista. En el mercado mayorista se realizan los intercambios de energía entre productores y comercializadoras o grandes consumidores y en el mercado minorista entre comercializadoras y pequeños consumidores.

El mercado mayorista esta organizado mayoritariamente como un mercado *pool*, es decir, con un operador central que regula el mercado y garantiza su funcionamiento. Los productores venden su electricidad al operador de mercado y este abastece a los compradores. El precio de compra-venta es único y se establece en función del equilibrio alcanzado entre la oferta y demanda. En España está regulado por la OMIE. Sin embargo, también se permiten los contratos bilaterales entre generadoras y comercializadoras o consumidores directos, informando del mismo al operador del mercado y el mercado de futuros, operado por OMIP, con escaso volumen de negocio en España.

Actualmente, el número de agentes acreditados para participar del mercado mayorista *pool* ibérico se reparte de la siguiente manera la Tabla 1:

Tipo Agentes	Número
Agentes instrumentales	3
Comercializadoras	335
Comercializadoras de Último Recurso	7
Consumidores directos	93
Distribuidoras	36
Generadoras	325
Generadoras de Régimen Especial	751
Representantes	27
Sujetos No Agentes	66

Tabla 1. Relación de agentes acreditados para participar en el mercado *pool* operado por OMIE a día 16/09/2015. Elaboración propia a partir de OMIE.^[20]

Las empresas comercializadoras que acuden al mercado mayorista luego venden esta electricidad a los consumidores, a un precio establecido en un contrato teóricamente libre entre ambos. Existe una tarifa opcional para consumidores domésticos, la tarifa del Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (PVPC), que se rige por una regulación estatal y es ofrecida únicamente por las comercializadoras de Último Recurso.

2.5. Costes y tecnologías de generación eléctrica

En la actualidad existen múltiples tecnologías de generación eléctrica con distintas propiedades. Las principales tecnologías presentes en el mercado de generación son las siguientes.^[9]

- a) **Centrales hidráulicas.** Centrales que generan energía eléctrica convirtiendo el agua situada en el cauce de un río o retenida en un embalse a través de un generador acoplado a una turbina.

Los costes fijos de todas estas tecnologías son elevados y sus costes variables no son nulos. Aunque los ingresos unitarios son altos (concentran su producción en las horas de precios elevados), sus ingresos absolutos no lo son tanto, ya que producen un reducido número de horas a lo largo del año. Esto, junto con sus elevados costes fijos hace que la rentabilidad realmente obtenida por estas tecnologías sea moderada.

- b) Centrales nucleares.** El calor obtenido de la fisión de los núcleos de uranio se utiliza para producir vapor, el cual se turbiniza para producir electricidad. Las centrales nucleares no emiten ningún tipo de gas contaminante a la atmósfera, aunque sí generan residuos nucleares que deben ser albergados en depósitos aislados y controlados durante largo tiempo debido a su impacto radiactivo.

Las centrales nucleares tienen un régimen de funcionamiento muy rígido e inflexible, tardan días en arrancar y alcanzar el máximo nivel de generación. Así, su capacidad para variar su nivel de producción en el corto plazo es limitado.

- c) Centrales térmicas convencionales.** En estas centrales se quema algún tipo de combustible fósil para producir vapor, el cual es turbinado para producir electricidad. Los combustibles usados son básicamente tres: carbón, gas natural y fuelóleo. Estas centrales tienen un gran impacto ambiental debido a la emisión de gases contaminantes y partículas a la atmósfera.

Las centrales de fuelóleo y las de gas natural son muy flexibles (modifican su nivel de producción con cierta rapidez), mientras que las de carbón son algo más rígidas.

- d) Centrales térmicas de ciclo combinado.** Esta tecnología se basa en transformar la energía térmica del gas natural en electricidad mediante dos ciclos termodinámicos consecutivos, primero una turbina de gas y después una turbina de vapor. Esta tecnología tiene una alta eficiencia y es poco contaminante. Estas centrales son muy fiables y flexibles. El principal inconveniente de esta tecnología es que depende de un combustible que proviene, en su mayor parte, de lugares del mundo con poca estabilidad política, lo que incrementa el riesgo de desabastecimiento y el encarecimiento de sus precios.
- e) Cogeneración.** Las centrales de cogeneración son instalaciones en las que se obtiene de forma simultánea electricidad y energía térmica útil (calor o frío). Esta tecnología reduce la emisión de gases contaminantes debido a que es menor la cantidad de combustible a utilizar (se necesitaría más combustible para generar electricidad y calor por separado).
- f) Generación eólica.** Las instalaciones de generación eólica producen energía eléctrica a partir de la energía cinética del viento. Generalmente se agrupan en un

mismo emplazamiento varios aerogeneradores, formando los llamados “parques eólicos” que pueden superar los 40-50 MW. Esta tecnología no produce ninguna emisión contaminante y no requiere de energías primarias suministradas desde mercados internacionales. No obstante, ofrecen una producción intermitente.

- g) **Generación solar.** Esta tecnología se basa en dos formas de aprovechar la energía solar para producir electricidad. La primera es la tecnología solar térmica, en la que el calor procedente de la radiación del sol produce vapor, el cual es turbinado para producir electricidad. La segunda es la tecnología solar fotovoltaica, que consiste en transformar directamente la energía solar en energía eléctrica mediante “células solares” basadas en materiales semiconductores que generan electricidad cuando incide sobre ellos la radiación solar.

La generación con estas instalaciones no produce emisiones contaminantes. Sin embargo, su “densidad energética” (superficie necesaria por unidad de potencia) es actualmente muy baja y tienen costes de inversión relativamente elevados.

- h) **Biomasa.** Las centrales de biomasa son similares a las centrales térmicas convencionales, con la diferencia del combustible usado, de origen orgánico. Estas instalaciones generan electricidad aprovechando las materias orgánicas de origen vegetal o animal procedentes de residuos o de cultivos energéticos. Suelen ser centrales de pequeño tamaño.

Los costes de producción eléctrica pueden llegar a variar enormemente dependiendo de la tecnología de producción usada. Cada una de las tecnologías posibles tiene diferentes características técnicas y estructuras de costes.

Esta variedad de tecnologías es necesaria en el mercado eléctrico, ya que cada una resulta adecuada para realizar un servicio concreto en relación a la cobertura de la demanda eléctrica. Así todas se complementan para suministrar de la forma más adecuada la energía demandada por los consumidores.

En la Figura 2.4 se ha representado los porcentajes de capacidad de producción anual de las diferentes tecnologías sobre la capacidad total. En cambio, en la Figura 2.5 se han representado los porcentajes de producción anuales de las diferentes tecnologías para dar respuesta a la demanda nacional. De ambos se deduce que no existe una correlación directa entre potencia y producción, ya que hay factores que limitan el uso de algunas tecnologías y favorecen el uso de otras.

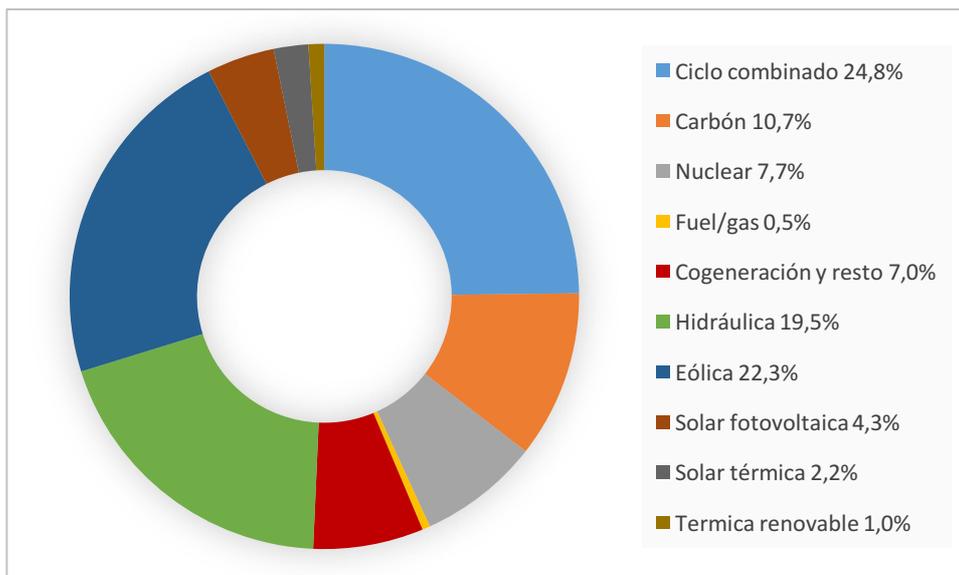


Figura 2.4 Potencia instalada en el sistema eléctrico peninsular a 31.12.2014 según la tecnología de producción. Elaboración propia a partir de REE.^[24]

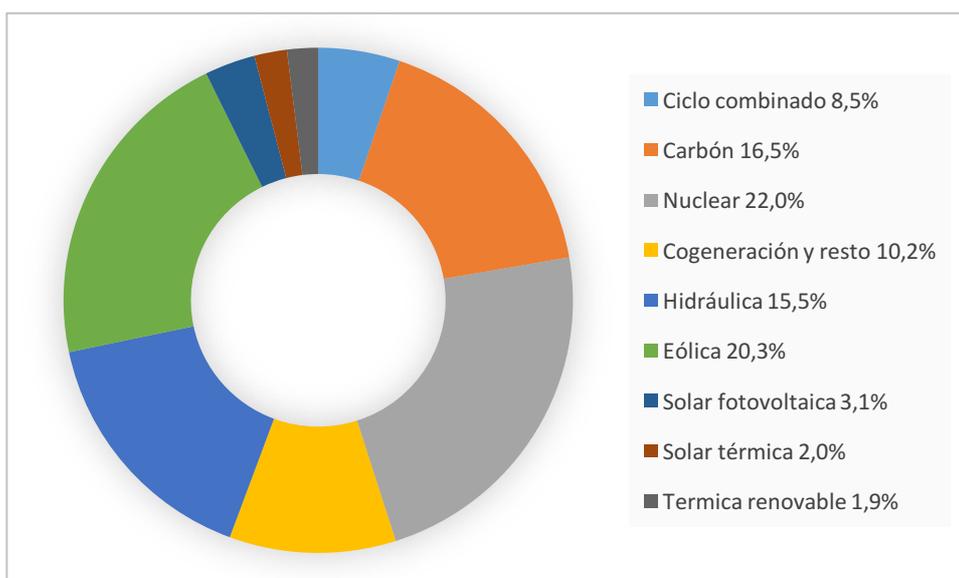


Figura 2.5 Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica peninsular del año 2014 según tecnología de producción. Elaboración propia a partir de REE.^[24]

De la Figura 2.5 se observa que no hay una relación directa entre potencia instalada y cobertura de demanda según tecnología. Por ejemplo, a pesar de que el carbón y la energía nuclear solo representan el 18,4% de la potencia instalada, satisfacen el 38,5% de la demanda anual. La generación de energía se determina por los costes marginales de cada tecnología.

En relación a la estructura de costes, podemos clasificar las tecnologías según los costes fijos y los costes variables. Encontramos dos tipos:

- Hay centrales con unos costes fijos muy altos (amortización de la inversión, parte fija del coste de operación y mantenimiento, etc.) pero con unos costes variables muy bajos. Estas centrales son las más usadas para producir de forma constante a lo largo del tiempo (un número de horas al año muy elevado).
- Por el contrario, hay centrales con unos costes fijos muy bajos pero con unos costes variables muy altos. Estas centrales son las más usadas para producir un reducido número de horas al año (aquellas en las que la demanda es más alta).

En la Tabla 2 hay un resumen de los costes de inversión, los costes fijos y los costes variables de explotación según la tecnología de generación empleada.

Tecnología de producción	Costes de inversión inicial	Costes fijos de explotación	Costes variables de explotación
Nuclear	Muy elevado	Elevado	Muy bajo
Hidráulica	Muy elevado	Medios	Muy bajos
Carbón	Moderados	Medios	Bajos o medios
Ciclo combinado	Moderados	Bajos	Medios o elevados
Bombeo	Muy elevados	Medios	Muy elevados
Solar	Elevados	Bajos	Casi nulos
Fuelóleo	Moderados	Medios	Muy elevados
Eólica	Elevados	Bajos	Casi nulos

Tabla 2. Costes según tecnología de producción. Elaboración propia a partir Energía y Sociedad.^[9]

La Tabla 2 se puede resumir de la siguiente manera:^[9]

- Tecnologías de base (nucleares, algunas de las centrales de carbón y ciclos combinados existentes), con costes fijos relativamente elevados y costes variables relativamente bajos. Sirven para satisfacer la demanda básica, es decir, son las primeras en producir, de ahí viene su nombre.

- Tecnologías de punta (centrales de fuelóleo, turbinas de gas), con costes fijos bajos y costes variables altos. Satisfacen las puntas de demanda.
- Tecnologías intermedias (algunas centrales de carbón y ciclos combinados existentes, centrales hidráulicas regulables), con costes fijos y variables intermedios respecto a los de las centrales de base y punta.

2.6. Variación del coste marginal a medida que aumenta la generación

El coste marginal es el coste necesario para producir una unidad más output. Mide la tasa de variación según el nivel de producción. Este coste marginal no es constante sino que varía en función del grado de producción. Matemáticamente se expresa como:

$$CM = \frac{\partial CT}{\partial Q}$$

siendo

CT : costes totales

Q : cantidad de producción

Debido a la ley de rendimientos decrecientes, el coste marginal tiene forma de parábola cóncava. La ley de rendimientos decrecientes es la disminución del incremento marginal de la producción a medida que se añade un factor productivo, manteniendo los otros constantes.

Como explica Borenstein en *Understanding Competitive Pricing and Market Power in Wholesale Electricity Markets (Borenstein, 2000)*^[7], el coste marginal cobra una especial relevancia, ya que determinará la curva de oferta de producción eléctrica. Las generadoras ofertan a su coste marginal de producción (que en este caso incluye el coste de oportunidad). Este coste marginal engloba los costes variables de generación, por lo que se pueden aproximar marginales como variables. Así pues las tecnologías con costes variables menores harán ofertas a precios más bajos. En la Figura 2.6 se ha representado la curva de oferta formada por las diferentes tecnologías. En cada momento están generando aquellas tecnologías que quedan por debajo del punto de corte entre oferta y demanda.

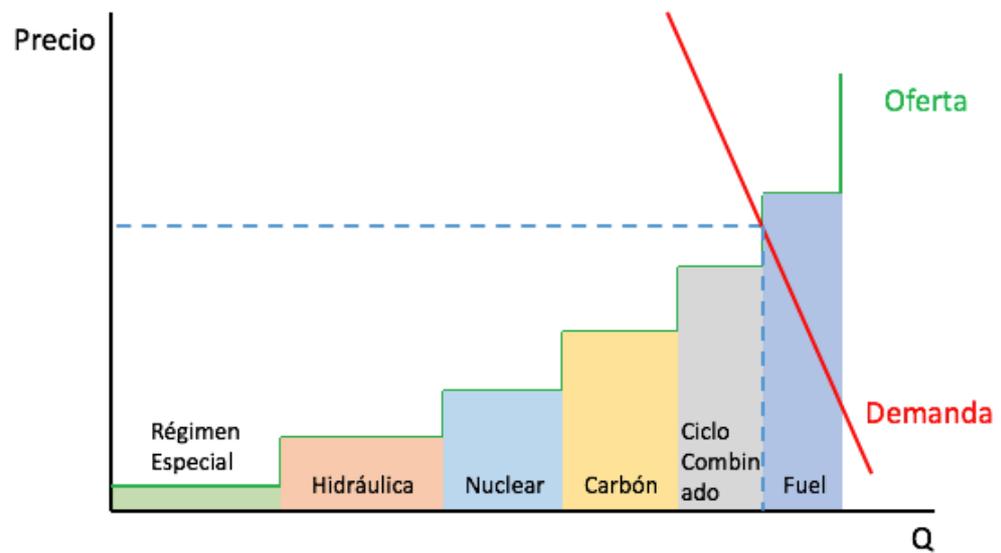


Figura 2.6 Curva de oferta según las tecnologías de generación. Elaboración propia.

El precio de equilibrio, donde coinciden oferta y demanda, será el precio al que se intercambie la electricidad. Se observa que este precio viene determinado por los costes marginales de la última tecnología que produzca electricidad.

3. Conceptos y modelos microeconómicos

Para la realización del análisis necesario previamente debe hacerse una breve presentación de los conceptos microeconómicos y modelos que se van a usar para ello. A lo largo de este punto, se ha hecho uso de “Microeconomía intermedia: Un enfoque actual” (Varian,2006)^[26].

3.1. Presentación genérica

Un modelo microeconómico es una proposición que desarrolla ciertos supuestos sobre el comportamiento de los agentes económicos, las conclusiones a la que se llegue usando esos modelos solo será válida, en tanto en cuanto, se cumplan los supuestos, cosa que no ocurre siempre, especialmente si se trata de supuestos muy fuertes o restrictivos.

3.2. Conceptos microeconómicos

Los principales conceptos microeconómicos relacionados con la materia de estudio son presentados en este apartado.

3.2.1. Demanda inelástica e ingreso total

El ingreso total es la cantidad total de dinero que recibe una empresa por la venta de su producto, se calcula como el precio de un bien multiplicado por la cantidad vendida:

$$IT(q) = p(q) \cdot q$$

El ingreso medio es el ingreso total entre unidad vendida:

$$IMe(q) = \frac{IT}{q}$$

Finalmente el ingreso marginal es la variación del ingreso total como consecuencia de vender un unidad más:

$$IMa(q) = \frac{\partial IT}{\partial q} = p + q \frac{\partial p}{\partial q}$$

El ingreso de una empresa depende de la cantidad de unidades que pueda vender. Esta cantidad viene determinada por la curva de demanda a la que se enfrenta la empresa.

$$D: p = a + bq$$

En el caso de una empresa que actúe en monopolio su ingreso medio será igual a la demanda,

como se observa en las ecuaciones:

$$IMe = \frac{IT}{q} = a - bq$$

$$IMa = \frac{\partial IT}{\partial q} = a - 2bq$$

De estas relaciones se observa que el ingreso marginal es menor al ingreso medio. Más adelante veremos como esta relación conlleva ineficiencias sociales al dejar operar libremente al monopolio.

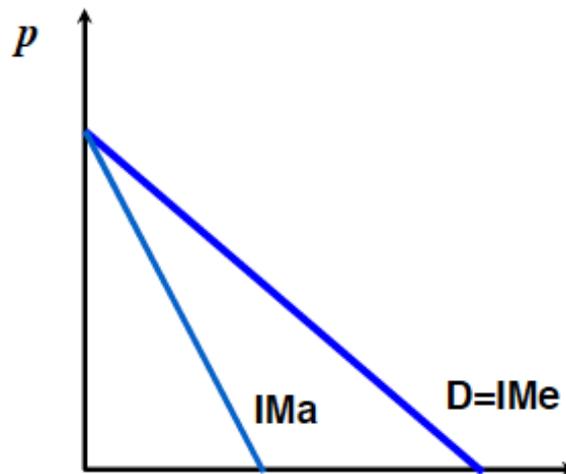


Figura 3.1 Representación del ingreso marginal y del ingreso medio en relación a la demanda

Hemos visto en el apartado 2.1 como la demanda en el mercado eléctrico era realmente inelástica. Si la demanda es muy poco sensible al precio, es decir muy inelástica, una subida del precio de la electricidad no altera mucho la demanda y aumenta el ingreso total.

3.2.2. Costes fijos, variables y hundidos

En el punto 2.5 se han explicado los costes marginales, fijos y variables de las diferentes tecnologías de generación y como marcan el precio de la energía eléctrica. Para poder comprender mejor estos costes, aquí se presentan brevemente. Los costes fijos (CF) son aquellos costes de producción de una empresa que son independientes del número de unidades de output producidas. Los costes que sí dependen de las unidades producidas son los costes variables (CV). Costes fijos y costes variables dan lugar a los costes totales de producción:

$$CT(q) = CF + CV(q)$$

Los costes hundidos o *sunk cost* son los costes fijos irrecuperables en el corto plazo en caso de abandono de la actividad de la empresa. Por ejemplo, los gastos realizados para decorar el edificio con el logo de la empresa.

Así se diferencian de los costes fijos simples evitables porque estos son recuperables en el corto plazo en caso de abandono de la actividad. Esto sería la compra de un edificio de oficinas que puede ser vendido fácilmente cuando cesa la actividad de la empresa.

3.3. Modelos microeconómicos

3.3.1. Monopolio natural

Un monopolio es un mercado compuesto por un único vendedor de un producto del cual no hay productos sustitutivos. La existencia de monopolios naturales es la respuesta a la situación en que los costes totales medios (costes totales entre cantidad de producción²) disminuyen constantemente con el aumento de la producción. En este caso, una única empresa producirá a un menor coste el producto demandado.

Esta reducción de costes totales medios es vigente hasta cantidades de producción muy elevadas, muy por encima de la demanda de mercado de ese producto. Además se unen los elementos físicos que dificultan la entrada de más vendedores. Esto se da en los mercados organizados en redes físicas de distribución, como son el metro, la red eléctrica o la distribución de agua.

En la Figura 3.2 podemos ver como se alcanza el equilibrio de mercado en un monopolio natural si se le deja operar libremente. Se observa como la curva del Coste Marginal (CM, en azul) es menor a la curva del Coste Total medio (CTm, en naranja) cuando esta disminuye. También se observa como el ingreso marginal (IM, en verde) es menor al ingreso medio (IMe, en lila e igual a la demanda), como hemos demostrado en el punto 3.2.1. Cuando se deja operar libremente al mercado monopolista natural el punto de equilibrio Q^* es la intersección entre el Coste Marginal y el Ingreso Marginal (IM, en verde).

$$IM = CM$$

Observamos que esta cantidad en el equilibrio es menor a la demanda (D, en lila), lo que representa una ineficiencia social. El precio que se establece, es el correspondiente a la demanda para esa cantidad, por lo que la empresa monopolística obtiene unos elevados

² Ecuación Coste Total Medio $CTm = \frac{CT(q)}{q}$

beneficios por excedentes.

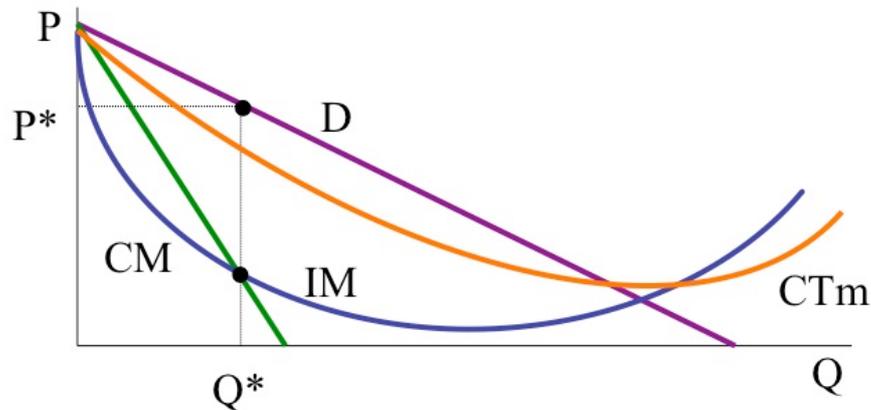


Figura 3.2 Equilibrio en un monopolio natural. Elaboración propia

3.3.2. Regulación de un monopolio natural

Existen varias maneras de regular un monopolio natural por parte del Estado, ya sea con el fin de mejorar la eficiencia, proteger a los consumidores o por razones estratégicas. Aquí se presentan dos usadas frecuentemente:

1. **Nacionalizar la empresa monopolística.** El Estado asume el control de la empresa que ejerce el control del mercado. Con este mecanismo se asegura el control de precios y políticas comerciales del mercado. Se asume que el estado incluye los costes sociales y las externalidades a la hora de fijar un precio del producto.
2. **Fijar el precio.** El Estado establece por legislación cual es el precio máximo que pueden cobrar las empresas que operan en el mercado monopolístico. Existen dos mecanismos de fijación de precios usados frecuentemente:

Regulación del precio según del coste marginal: La tarificación del coste marginal fija el precio en el punto en que el coste marginal interseca con la demanda. Pero en ese punto, el precio es inferior a $P < CTm$ por lo que el precio solo cubre los costes variables. Entonces, la compañía tiene pérdidas, que son iguales al total de costes fijos. Las pérdidas necesitan ser cubiertas por fondos estatales, lo que implica la subvención por parte del Estado. En la Figura 3.3 se representa el equilibrio alcanzado por este mecanismo. Vemos como el precio es mucho menor al alcanzado en la figura Figura 3.2.

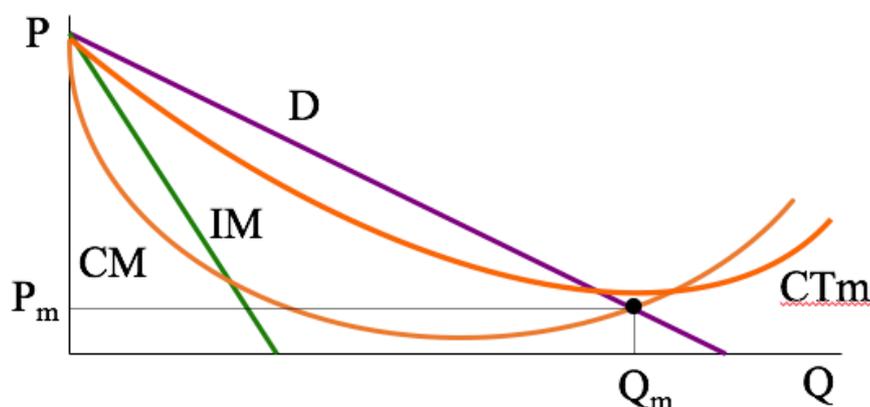


Figura 3.3 Equilibrio de mercado regulación del precio según coste marginal. Elaboración propia.

Regulación del precio según el coste medio: Si el Estado usa la tarificación del coste medio para regular el monopolio, el precio P se establece en el punto en que la curva de la demanda interseca con la curva CTm . Ya que $P = CTm$, la compañía tendrá beneficios económicos nulos. En la Figura 3.4 se observa el equilibrio alcanzado por este mecanismo. En este caso el precio es intermedio entre la no regulación y la regulación según el coste marginal.

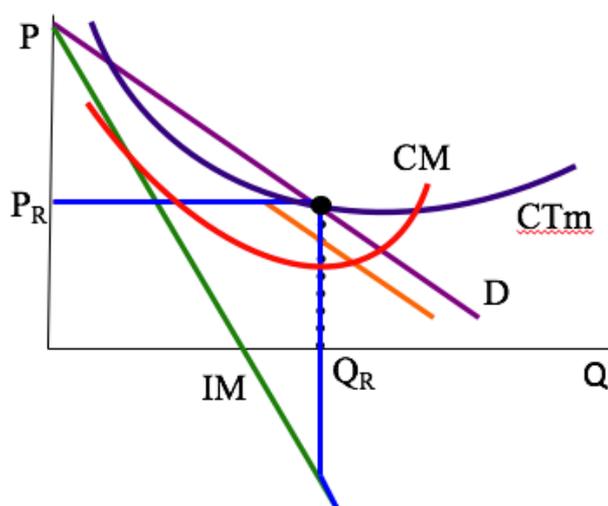


Figura 3.4 Equilibrio de mercado regulación del precio según el coste medio. Elaboración propia.

3.3.3. Modelo de la competencia perfecta

El modelo de la competencia perfecta consiste en un mercado con un elevado número de participantes en el cual todos son precio-oferentes, ya que no tienen poder de mercado para fijar el precio. Las características necesarias principales para que se de el modelo de la competencia perfecta son:

- Elevado número de compradores y vendedores
- No hay barreras de entrada y salida del mercado
- Perfecta información y acceso gratuito a ella
- El producto es homogéneo
- Perfecta movilidad de los factores a largo plazo
- Las empresas tienen el objetivo de la maximización de beneficios
- Existen rendimientos constantes de escala

Muchos economistas consideran el modelo de la competencia perfecta como el que maximiza el beneficio total de mercado. Por ello animan a los gobiernos y entidades reguladoras a facilitar llegar a la competencia perfecta mediante la desregulación y liberalización.

Sin embargo, el mercado de competencia perfecta es difícilmente alcanzable. Son muchas las circunstancias que impiden que se de alguno de los supuestos de la competencia perfecta.

3.4. Modelos oligopolio

3.4.1. Modelo del Cártel

El modelo del Cártel consiste en un acuerdo privado entre varias empresas de un mismo sector con el objetivo de controlar el mercado. De esta manera persiguen reducir o eliminar la competencia. Su objetivo es conseguir una estructura monopolística mediante el acuerdo de varias empresas. De esta manera alcanzan un poder de mercado con el que obtener mayores beneficios a costa de los consumidores. Suelen controlar la producción y distribución del mercado. Esto lo logran limitando la oferta, fijando precios y dividiendo el mercado. Consecuencia de esto es la práctica expulsión o marginalización de la competencia.

Al actuar como un monopolio, la existencia del Cártel presenta las mismas consecuencias que el monopolio no regulado. Los beneficios obtenidos son repartidos entre las empresas participantes del Cártel.

Las empresas pueden mantener tal estrategia, resistiendo la tentación de tomar ventaja a sus competidores a corto plazo, si anticipan que tal movimiento puede ser costoso a largo plazo.

Para que la colusión sea posible es necesario que:

- Las empresas en el grupo colusivo se pongan (implícita o explícitamente) de acuerdo en el reparto del mercado.
- Los incentivos a desviarse de precios altos en el corto plazo para ganar cuota de mercado e incrementar los beneficios sean controlados.
- Se penalice cualquier desviación observada del acuerdo de una manera creíble.

Existe, pues, un objetivo por parte de los organismos por limitar el poder de mercado y fomentar la eficiencia del mercado, procurando que las empresas tengan capacidades y tecnologías de producción similares y dificultar la posible colusión entre empresas.

A pesar de las posibles bondades atribuibles al cártel (reducir costes de producción, estabilizar mercados...) se considera que los inconvenientes son mayores a sus ventajas. Y por esta razón se encuentran limitados o prohibidos en la mayoría de países, entre ellos España.

Así, una posible modelización de algún mercado eléctrico según el modelo del Cartel supondría asumir la práctica ilegal de las empresas participantes en este mercado.

3.4.2. Modelo de Cournot

El modelo de Cournot es un modelo de decisiones simultáneas de información completa en que las empresas que participan en el mercado toman sus decisiones respecto al precio a cobrar y a la vez escogen los niveles de producción.

Es llamado también el modelo del duopolio, siendo posiblemente el más simple de los modelos de oligopolio. Permite apreciar la interdependencia que existe entre las empresas oligopólicas.

La premisa central del oligopolio Cournot es que cada empresa puede modificar su volumen sin que las empresas rivales modifiquen el suyo. El modelo de Cournot introduce el concepto de función de reacción, en la cual el volumen que maximiza el beneficio económico de una empresa se obtiene manteniendo constante el volumen de otras empresas.

3.4.2.1. Supuestos del modelo de Cournot:

- Las empresas compiten ofreciendo un producto homogéneo, en nuestro caso, es perfectamente ajustable, ya que la electricidad es totalmente homogénea.
- La variable estratégica es la cantidad de producción.
- Las empresas tienen poder de mercado, pueden influir en el precio final del bien.

- Tienen igual función de costos. No tienen costos fijos; el beneficio de cada empresa es función de la cantidad producida por ambas empresas.
- Cada empresa decide su cantidad a producir simultáneamente
- Las empresas no cooperan. Aunque es un supuesto del modelo de Cournot, las empresas tendrían incentivos para formar cárteles y cobrar el precio de monopolio.
- Función de fijación del precio:

$$p_1 = p_2 = P(q_1 + q_2)$$

donde

p_1 = precio productor 1

p_2 = precio productor 2

y vemos que el precio de equilibrio del mercado es común para ambos productores y viene determinado por la suma de las cantidades que decidan producir cada uno de ellos por separado.

3.4.2.2. Validez del modelo de Cournot

Este modelo se ajusta con precisión a los mercados de materias primas, y en nuestro caso al de la energía eléctrica. Se atiende a sus características particulares y ofrece una predicción más precisa de sus resultados. Las principales razones son^[27]:

- El producto ofrecido es totalmente homogéneo.
- El modelo de Cournot contempla la limitación de ajustar la capacidad y la producción de energía eléctrica.
- Su proceso de decisión de la cantidad a producir de cada empresa es similar al proceso de casación de la energía eléctrica en el mercado *pool* español, como se verá en el punto 4.4.2.
- Los beneficios de cada empresa en el mercado eléctrico vienen determinados por el precio de casación, independientemente del precio de oferta que hubiese hecho. Este precio de casación viene determinado a su vez por las cantidades ofertadas por cada productor. Por lo variable estratégica es la cantidad de producción, como en el modelo de Cournot.

- Cuando la demanda eléctrica es cercana a la capacidad total de producción, las empresas generadoras pueden ejercer poder de mercado, ya que su potencia instalada es necesaria para que no haya cortes de suministros.

3.4.3. Modelo de Bertrand

Otro modelo planteado es el modelo de Bertrand, que propone que las variables estratégicas son los precios. Cuando las firmas oligopolistas compiten en precios hay fuertes incentivos para rebajarlos porque parten con precios muy por encima del costo marginal. El bien producido por ambas firmas es idéntico y la función de demanda de mercados está dada por $Q = D(p)$.

3.4.3.1. Supuestos del modelo de Bertrand

- Ambas empresas presentan la misma función de costos, sin costo fijo y con igual costo marginal y constante.
- Productos son homogéneos.
- Las empresas no cooperan.
- La variable estratégica es el precio.
- Los compradores compran a aquella empresa que ofrezca precios más bajo o a ambas, en cantidades iguales, si los precios son iguales.
- La función $P(q)$ es estrictamente decreciente para los precios que va desde 0 a P_c , y es nula para los precios iguales o superiores a P_c .
- Se cumple que $0 < c < P_m < P_c$, donde P_m es el precio óptimo de monopolio, es decir el precio que maximiza el beneficio de una empresa si la otra se retira del mercado.
- Las empresas se enfrentan una sola vez.
- Como en el modelo de Cournot, las empresas tienen incentivos para formar cárteles y cobrar el precio de monopolio.

3.4.3.2. Validez del modelo de Bertrand

Sin embargo, la validez de predicción de este modelo en el sistema eléctrico no es aplicable. Por este motivo en este trabajo no se considera como representativo de ninguno de los mercados del sector eléctrico. Los motivos principales son:

- Dada la dificultad de modificación de la capacidad y producción, el modelo de Bertrand es poco ajustado al mercado de la competencia del oligopolio.
- El modelo no tiene en cuenta las limitaciones de capacidad. La validez del modelo esta condicionada a que las empresas tengan capacidad de abastecer a la totalidad del mercado. Si una sola empresa no tiene la capacidad, la conclusión que el "precio es igual al costo marginal" no es válida.

3.5. Aplicación a los mercados eléctricos

Para llegar a decidir que modelos se ajustan mejor a cada mercado o actividad, se hará mediante una valoración conceptual, ya que es el método al alcance de este estudio.

3.5.1. Mercado mayorista: Modelo de Cournot

Según economistas el mercado mayorista se aproxima al modelo de Cournot, que resulta ser un punto intermedio entre el monopolio no regulado y la competencia perfecta.

El hecho de que las empresas generadoras formen parte de grupos empresariales que también tiene empresas distribuidoras y comercializadoras (libres y de referencia), significa que pueden llegar a controlar todo el proceso de generación y suministro de la electricidad. Lo que se traduciría en un elevado poder de mercado encadenado el mercado mayorista y el mercado minorista.

El funcionamiento del precio de casación, en el que se fija el precio para todo el mercado con la última oferta casada, ofrece la oportunidad a las empresas generadoras con bajos costes marginales (como renovables o hidráulicas) a obtener cuantiosos beneficios mediante los excedentes de mercado, ya que ellas también venden la electricidad al precio casado.

Existe la posibilidad de que estas generadoras, cuando el mercado requiere de una gran parte de la capacidad de producción, hagan ofertas con sus tecnologías de costes marginales elevados para elevar el precio de casación y aumentar los excedentes obtenidos.

Vemos como a pesar de ser un mercado de libre competencia, las empresas generadoras poseen poder de mercado y pueden llegar a actuar como un cartel si las autoridades no ejercen correctamente su papel. Actualmente hay opiniones que consideran que el mercado mayorista y minorista están operados por un Cártel, de ahí sus elevados precios.

3.5.2. Distribución y transporte: Monopolio Natural

Tanto las actividades de distribución y transporte son un monopolio natural, ya que hay un único productor para cada uno, regulado por el Estado. Sin embargo presentan claras

diferencias en cuanto a tipo de monopolio natural. Mientras que el transporte está operado por una empresa pública para todo el Estado, la distribución está operada por diferentes empresas privadas acreditadas regionalmente.

3.5.2.1. Distribución

Como ya se ha explicado, las distribuidoras de energía se encargan de transportar la energía hasta los hogares además de gestionar, mantener y reparar las infraestructuras necesarias. Y es que las instalaciones eléctricas de los domicilios, oficinas o naves están conectadas directamente a la red de una empresa distribuidora.

La actividad de distribución viene determinada por la zona geográfica en la que se reciba la electricidad. El consumidor no puede seleccionar cuál quiere que sea su distribuidora.

Por este motivo, la distribución de la energía, al igual que su transporte, se realiza en régimen de monopolio natural porque existe una red única de energía para disminuir al mínimo el coste del conjunto del sistema. De este modo se evita que varias compañías tengan que realizar zanjas en las calles o instalar postes para llevar la luz hasta las casas.

Así, la Administración establece un único distribuidor como responsable de desarrollar y operar la red en una zona determinada y que sea ésta la que ponga a disposición de las comercializadoras la energía al consumidor. Dado que se trata de un monopolio existen ciertos límites a su actividad, y es el Estado el encargado de establecer los denominados “peajes de acceso”, es decir, el coste que se debe pagar a las compañías distribuidoras para acceder a su energía, que sería una medida de regulación del precio, como se ha visto en el punto 3.3.2.

Debido a que cada zona geográfica española cuenta con una única empresa distribuidora no es posible elegirla, ya que será el lugar donde se quiere recibir la energía el que imponga cuál es la distribuidora que corresponde que preste su servicio. Actualmente se pueden destacar cuatro grandes distribuidoras:

- Fecsa Endesa: presente en la Comunidad Autónoma de Andalucía, la parte sur de Extremadura, Murcia, Navarra, La Rioja, Aragón, Canarias, Baleares así como en parte de Castilla y León, Cataluña y la Comunidad Valenciana.
- Iberdrola: en Murcia, Valencia, Navarra, La Rioja, País Vasco y parte de Castilla la Mancha, Cataluña, Castilla y León y en la parte norte de Extremadura.
- Gas Natural Fenosa: sus zonas de actuación son Galicia y parte de Castilla y León, Madrid, Castilla la Mancha y norte de Andalucía.

- E.ON: presente en Cantabria y pequeñas zonas de Castilla y León, Galicia y Asturias.

3.5.2.2. Transporte

El transporte de energía eléctrica a lo largo del Estado esta operado por Red Eléctrica Española (REE), empresa pública que opera en monopolio natural sobre todo el Estado. Como en el caso de las distribuidoras, su actividad se realiza en régimen de monopolio natural porque se optimiza el coste del sistema si se opera en una única red de transporte. Así las líneas de alta tensión son únicas e independientes de la comercializadora que el consumidor tenga contratada. Esta red es propiedad del REE.

En este caso es directamente una empresa estatal la que se encarga de operar la red, y también establece una tarifa de acceso a la red. El consumidor debe pagar este coste por el uso de la red de transporte en función del consumo de energía eléctrica.

3.5.3. Mercado minorista: Modelo de Cártel/Modelo Cournot

El mercado minorista, en el cual se da la comercialización de la energía eléctrica, teóricamente esta concebido para que funcione como un mercado de libre competencia, con el fin del alcanzar un mercado de competencia perfecta. El Estado no regula sobre el precio de suministro de electricidad a de las comercializadoras a los consumidores finales.

Si intentásemos validar los supuestos de la competencia perfecta en el mercado minorista español, probablemente no podríamos afirmar que sea un modelo que se adapte correctamente. Además, está intrínsecamente relacionado con el mercado mayorista, ya que son las mismas empresas las generadoras y comercializadoras, por lo que si una empresa ejerce poder de mercado en el mercado mayorista, también podría ejércelo en el minorista. Lo mismo sucede con la posible existencia de un Cártel. Tal como esta configurado el mercado eléctrico, es muy tentativo para las comercializadoras actuar como un cártel, para maximizar sus beneficios, en detrimento de los consumidores.

El desconocimiento por parte del consumidor de funcionamiento del mercado eléctrico y la dificultad de acceso a la información sitúan al consumidor en una posición de inferioridad de negociación respecto a las empresas comercializadoras.

Lo más probable es que actúe como un modelo de Cournot. Este modelo se adapta muy bien a los mercados de materias primas. Hemos visto como Cournot ofrece un precio intermedio entre el de monopolio no regulado y el de competencia perfecta. El número de empresas no es lo suficientemente elevado para que haya competencia perfecta, pero no es tan pequeño como para que sea un monopolio, por lo que este sería un motivo de los altos precios pagados por los consumidores.

4. Características propias del sector eléctrico en España

Sabiendo como funciona el sistema eléctrico en general, ahora hay que desgranar el sistema español en particular. Para ello primero se hará una presentación y breve historia del proceso de liberalización. Luego desglosaremos los diferentes componentes que conforman el precio de la electricidad en España.

4.1. Sistema eléctrico español

Los agentes del sistema eléctrico español son todos los participantes involucrados en él. Se pueden clasificar según el tipo de actividad con el que toman parte, vistas en el punto 2.3:

- Generación
 - Transporte
 - Distribución
 - Comercialización
- a) La generación la llevan a cabo las empresas generadoras, que son aquellos agentes encargados de generar electricidad a partir de un determinado recurso energético. En España se diferencian las generadoras en régimen ordinario y las generadoras en régimen especial. Estas últimas engloban a las generadoras que obtienen la energía de fuentes renovables o de cogeneración, siempre por debajo de los 50MW. Actualmente podemos encontrar muchos tipos de generación eléctrica, como hemos visto anteriormente.

Más recientemente han ido aumentando los productores de energías renovables, basadas en recursos que no se agotan con su uso. En España es destacable el empleo de energía hidráulica, gracias a su orografía e infraestructuras fluviales. Además podemos encontrar otras energías renovables destacables como la eólica y la fotovoltaica. A pesar de no ser contaminantes, su nivel de producción no es regulable, ya que dependen de unos recursos variables e incontrolables, aunque sí predecibles. También podemos encontrar fuentes como la cogeneración o el tratamiento de biomasa o residuos, energía aprovechada de otros procesos.

- b) El transporte es la actividad encargada de distribuir la electricidad generada por todo el territorio nacional. Para ello se necesita una gran red de infraestructuras

para poder transportar la electricidad a través de líneas de alta tensión. Se entiende por transporte a la distribución de la electricidad en largas distancias. Al ser un monopolio natural, en España es ejercida por la compañía pública Red Eléctrica Española (REE).

- c) La distribución se encarga de llevar a cada consumidor esta electricidad en líneas de media y baja tensión. Operaran y mantienen las instalaciones de distribución cercanas al punto de consumo. Es importante apreciar la diferencia entre transporte y distribución. Esta última es ejercida por grandes empresas distribuidoras, vistas en el punto 3.5.2.1.
- d) La comercialización consiste en la venta de la electricidad al cliente. Hace uso de la red eléctrica de las distribuidoras, pagando por ello. El consumo es el uso de la electricidad por parte del consumidor final, principalmente hogares domésticos, oficinas e industrias.

La regulación es la actividad que se encarga de establecer y aplicar el marco legal en que se desarrolla el sistema eléctrico, además de regular y planificar el mercado eléctrico. Su principal cometido es organizar el mercado de manera que la generación sea igual al consumo en cada momento, incluyendo las pérdidas. La OMIE es la encargada de operar este mercado.

En la Figura 4.1 se ha representado el sistema eléctrico español en base a los cinco principales participantes, que están representados por los cuadrados negros. Las relaciones entre estos participantes, tanto eléctricas como económicas, se reflejan por medio de flechas de flujo. Los dos círculos azules recogen las actividades que quedan englobadas en cada mercado, mayorista y minorista.

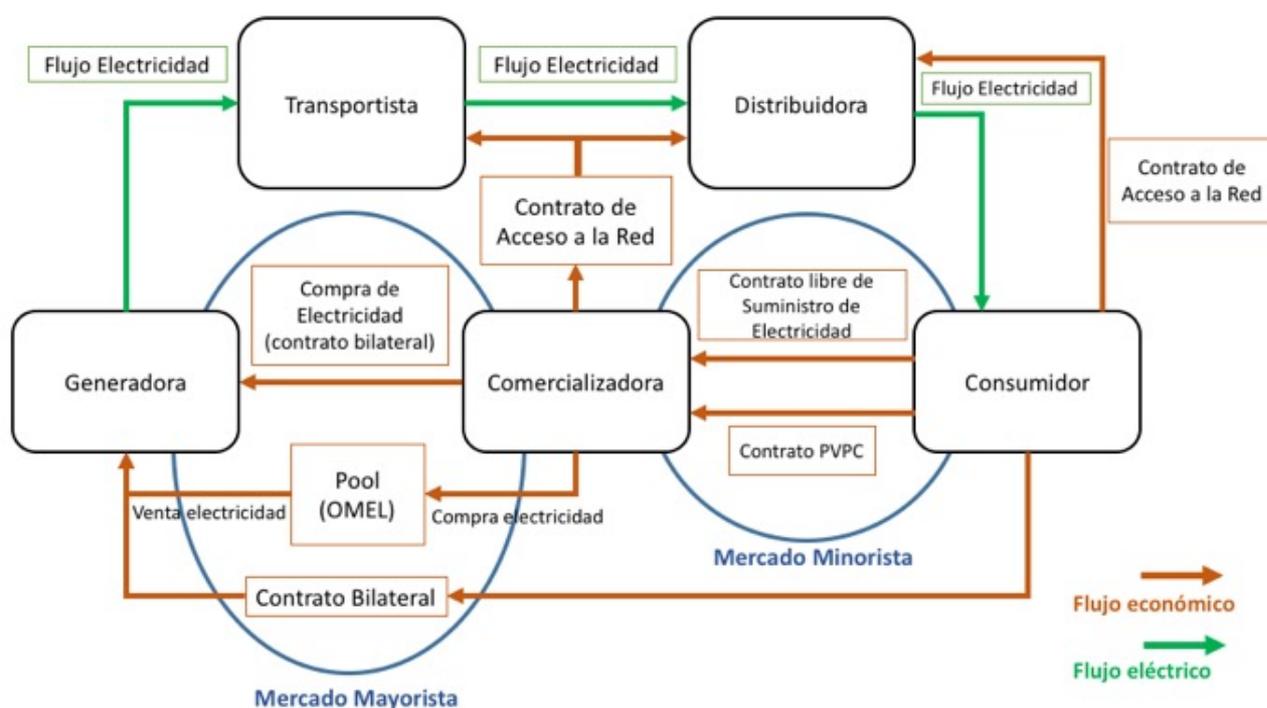


Figura 4.1 Representación del sistema eléctrico español. Elaboración propia

4.2. Breve historia del mercado eléctrico español

Durante los años comprendidos entre 1988 y 1997 el mercado eléctrico español estuvo regulado por el Marco Legal Estable (MLE)^[22]. Era un conjunto de normas y leyes que regularon el sector eléctrico español basado sobre la premisa de que el sector eléctrico era un elemento estratégico para el desarrollo nacional y de que la electricidad debía ser considerada un bien básico, a cuyo acceso tenían derecho todos los ciudadanos. Por lo tanto, se trataba de un marco esencialmente regulado por el Estado, que asumía la responsabilidad de organizar y planificar el sector.

El MLE se creó con el objetivo de proporcionar un marco estable para todos los agentes del sector. Dicha estabilidad se materializaba en garantizar a las empresas eléctricas unos beneficios aceptables y la recuperación de sus inversiones a largo plazo, así como en establecer de forma transparente tarifas a los consumidores en condiciones de mínimo coste.

En 1997 se inicia la liberalización del Sector Eléctrico con la Ley 54/1997^[2]. Con esta ley se elimina el concepto de suministro eléctrico como servicio público y se liberalizan partes del proceso eléctrico. Este proceso de liberalización de precios y desregulación de las actividades de generación y consumo se desarrolla dentro del marco de la UE.^[3]

La desregulación de actividades consiste básicamente en diferenciar las actividades que se

mantiene bajo al regulación estatal y las que pasan a ser gestionadas por mecanismos de mercado.

La situación de cada uno de los agentes a raíz de la desregulación dependía de su actividad:

- **Generación.** Antes de la liberalización el Estado reconocía el “Coste Estándar”, que era el coste de generación de la electricidad por el que aseguraba a las productoras la amortización de las inversiones y un margen de beneficios anual. Con la liberalización se liberaliza la instalación de capacidad, es decir, que las empresas deciden, en base a sus expectativas de mercado, qué tipo de tecnología y en qué cantidad instala para generar electricidad. La retribución asociada a la actividad de generar deja de estar regulada y pasa a definirse por mecanismos de mercado.
- **Transporte.** El transporte de alta tensión sigue siendo una actividad regulada. Como monopolio natural, está operado por Red Eléctrica de España (REE), una empresa estatal como única transportista y operadora del sistema.
- **Distribución.** Las redes de distribución pertenecían a las empresas eléctricas, que se encargaban de la distribución y comercialización en sus regiones. El Estado reconocía los costes asociados para asegurar su viabilidad. Con la liberalización, la distribución sigue siendo una actividad regulada realizada por las empresas distribuidoras, que se desvinculan de la comercialización.
- **Consumo y distribución.** Mientras estaba vigente el MLE el precio al que los consumidores tenían que pagar la electricidad se determinaba mediante el concepto de Tarifa Integral. Consistía en agrupar los costes totales previstos del sistema eléctrico y dividirlos por la demanda estimada para ese año. Así se obtenía un precio regulado por la Administración que aseguraba la recuperación de las inversiones a las empresas eléctricas y otros costes. Estos incluían el coste de costes estándar de las empresas eléctricas para las actividades de generación y distribución, los costes de REE para la actividad de transporte, los costes asociados a los desvíos entre demanda estimada y demanda real de años anteriores y otros costes, tales como stock básico de uranio, programas de investigación y desarrollo...

Con la liberalización se desregularizan los precios y se crea la figura de la comercializadora de electricidad. Para ello se crean dos mercados: el minorista, donde las comercializadoras proveen de electricidad a los hogares y pequeñas empresas mediante un contrato libre y el mercado mayorista en el que las comercializadoras y grandes consumidores adquieren la electricidad a los

productores a un precio de mercado, además de una tasa de acceso a la red eléctrica, que formará la componente regulada.

Este precio del consumidor final pasa a estar formado por dos componentes:

- Componente regulada: Cubre los costes del sistema (distribución y transporte) y los otros gastos del Estado.
- Componente de mercado: Precio de mercado en competencia establecido entre las generadoras y los consumidores.

Así son los consumidores finales los que cubren los costes de todo el sistema eléctrico con el pago de sus facturas. Los consumidores domésticos y pequeñas empresas pagan a la comercializadora contratada según un contrato libre que sufraga ambas componentes además del margen de beneficios de la propia comercializadora.

- Regulación. A pesar de la desregulación, se crearon los organismos encargados de operar el mercado, de operar la red de transporte y de velar por el buen funcionamiento del sector energético.
 - Red Eléctrica de España (REE), empresa dedicada al transporte de la energía y a la operación del sistema eléctrico.
 - OMEL, OMIE desde Julio de 2011,³ es el Operador del Mercado Ibérico de Energía, responsable de operar el mercado libre mediante la gestión de oferta de compra y venta de electricidad en los mercados diarios e intradiarios.
 - Finalmente, encontramos la Comisión Nacional de Energía (CNE), cuyo objetivo es velar por la competencia efectiva de los sistemas energéticos y por la objetividad y transparencia de su funcionamiento.

4.3. Componente regulada del precio de la electricidad

El precio que se paga por la energía que se consume es la suma de lo que se deriva de lo que cuesta producir esa energía más los otros costes que tiene el sistema eléctrico. Todos estos costes extra se recogen en la componente regulada del precio de la electricidad (peajes, subvenciones...) e incluyen desde el peaje que hay que pagar por utilizar las líneas de alta

³ Desde el 1 de julio de 2011 esta entidad se denomina OMIE

tensión, hasta el mantenimiento de los organismos necesarios para la correcta operación del sistema eléctrico u otros costes como el déficit de tarifa.^[12]

4.3.1. Costes de transporte y distribución

Coste referido al uso de las líneas de transporte y distribución. El término transporte se reserva para las distancias largas donde se utilizan líneas de alta tensión y el término distribución para las distancias más cortas cercanas a los puntos de consumo y que se realiza en media y baja tensión.

4.3.2. Costes de los organismos REE, OMEL y CNE

Coste por el funcionamiento de los organismos y empresas públicas involucrados en el mercado eléctrico.

4.3.3. Costes asociados a la compensación de la generación extrapeninsular

El sistema eléctrico español está compuesto por el sistema peninsular y otros sistemas con propiedades particulares. Estos sistemas extrapeninsulares aislados son los de los archipiélagos canario y balear. Están operados por Red Eléctrica Española.

Su aislamiento respecto al sistema principal causa una menor estabilidad y un aumento de los costes, por lo que la componente regulada recoge un término “solidario” de compensación por estos costes mayores de los sistemas extrapeninsulares.

4.3.4. Costes de adquisición de régimen especial

Son unas ayudas económicas concedidas a aquellos generadores con potencia inferior a 50MW que usen como energías primarias renovables o residuos, o obtengan la energía de procesos de cogeneración.^[4]

Estas subvenciones se dirigen a colaborar con estas tecnologías que normalmente se encuentran en fase de desarrollo con unos costes superiores a las tecnologías convencionales.

4.3.5. Costes asociados a la industria del carbón

La prima al consumo del carbón nacional consiste en una ayuda para aventajar al carbón nacional frente a los carbones extranjeros. El concepto “plan de viabilidad Elcogas” hace referencia a las ayudas que recibe la planta piloto de Elcogas donde se ensaya la posibilidad de captar CO₂ para reducir las emisiones asociadas a esta forma de generación energía.

4.3.6. Costes asociados a la industria nuclear

Esta cantidad se divide en tres conceptos:

- Compensación económica para las empresas que habían realizado inversiones en centrales nucleares y fueron canceladas por la moratoria nuclear de 1984. Su indecencia en la tarifa regulada ha ido variando según la amortización pendiente de liquidar. Se prevé terminar la compensación este año 2015.
- Subvención de los Planes Generales de Residuos Radiactivos (PGRR) de ENRESA (Empresa Nacional de Residuos Radiactivos) con los que se gestiona el tratamiento de los residuos y el desmantelamiento de dichas centrales cuando llegan al final de su vida útil. Solo se encarga de sufragar los costes generados por centrales que hayan cesado su actividad antes del 1 de Enero de 2010.
- Mantenimiento de una cantidad de uranio almacenada para hacer frente a situaciones de problemas de suministro con los países que suministran a España.

4.3.7. Costes asociados al déficit de tarifa

Es el coste asociado a la diferencia entre los derechos de cobro reconocidos a las compañías eléctricas (regulado por el Estado) por las actividades reguladas (distribución, transporte...) y lo ingresado a través de las tarifas eléctricas (mediante los peajes). Es decir, lo que realmente paga el consumidor final por el suministro eléctrico no alcanza para cubrir los costes de suministro.^[11]

Como una empresa no puede vender su producto a un precio inferior del de coste, esta diferencia ha sido pagado mediante una deuda que está a nombre de todos los consumidores de electricidad.

Como veremos más adelante, este concepto tiene una gran importancia, ya que es uno de los responsables de las fuertes subidas del precio de la electricidad.

El déficit de tarifa se inicio en el año 2000 cuando el gobierno del momento impuso que el precio de la luz no podía subir más de un 2% anual. Si la electricidad subía más de ese 2%, la diferencia se cubría con emisión de deuda. Así se pretendía controlar la inflación y mantener la competitividad de las empresas españolas al mantener barato un factor de producción tan importante como es la energía. Sin embargo, lo que provocó realmente es un aplazamiento del pago de esa electricidad, con sus pertinentes intereses.

4.3.8. Componente regulada del precio de la electricidad

La componente regulada del precio de la electricidad está formada por todos estos costes explicados en estos apartados anteriores, que son necesarios para el funcionamiento del sistema eléctrico, además del coste de la propia generación de electricidad y del margen de la comercializadora.

4.4. Componente de mercado del precio de la electricidad

La segunda componente del precio de la electricidad corresponde al tramo liberalizado de mercado. Esta componente es el resultado de una serie de mecanismos de mercado que establecen el precio de intercambio de electricidad entre empresas generadoras y consumidores. Consiste en una serie de procedimientos por el que los generadores dispuestas a producir al mínimo precio abastecen a los consumidores que están dispuestos a pagarlo.

Así el mercado beneficia a aquellos generadores capaces de producir a un menor coste que los demás. De esta manera el mercado señala que tecnologías y métodos de generación deben ser priorizados por los generadores e inversionistas para lograr una configuración del mínimo coste.

Estos mecanismos de mercado son operados por el Operador del Mercado Eléctrico (OMEL) por acreditación de la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) y bajo la supervisión de la Comisión Nacional de la Energía (CNE). La OMEL gestiona el mercado al por mayor (al contado o spot) de electricidad en la Península Ibérica, en el cual permite comprar y vender electricidad entre los agentes (generadora, gran consumidor y comercializadora) a precio conocido y transparente.

4.4.1. Participantes del mercado mayorista

En este mercado mayorista participan diferentes agentes que son conocidos como unidades de mercado y que se resumen en productores, grandes consumidores y comercializadoras. La composición de este mercado se ha visto en el apartado 2.4.

Los productores son representados por unidades de producción. Cada unidad de producción hace referencia a una unidad física productora, como por ejemplo una turbina de gas. Así una central térmica con tres turbinas es representada en el mercado por tres unidades de producción diferentes e independientes. En algunos casos se permite que una unidad de producción representa varias unidades físicas de pequeña potencia como puede ser el caso de los diferentes turbinas de un parque eólico.

Los consumidores que acuden al mercado eléctrico son grandes consumidores eléctricos, como por ejemplo una industria metalúrgica. Adquieren la electricidad que consumen directamente para su provecho.

Las comercializadoras acuden al mercado para adquirir electricidad y posteriormente formalizan contratos con pequeños consumidores, como hogares y empresas, para revenderles la electricidad adquirida, obteniendo así unos beneficios por el papel de intermediarios. Así se forma un mercado minorista en el que los consumidores finales tiene la capacidad de escoger aquella comercializadora que les ofrezca el contrato que más les beneficia. De esta manera mediante competencia de mercado las comercializadoras que más ajusten su margen de beneficios obtendrán mayores cuotas de mercado.

Estos agentes tiene su punto de encuentro en diferentes mercados que les permiten el intercambio de electricidad según el mecanismos que más les convenga:

- Mercado Ibérico de la Energía (MIBEL), donde acuden los agentes de mercado españoles y portuguesas. El MIBEL comprende a su vez:
 - Mercado a plazos o mercado de futuros, que organiza el polo portugués (OMIP), donde se negocian los contratos derivados con el objetivo de promover precios de referencia y proporcionar cobertura de riesgos frente a variaciones de precio.
 - Mercados de producción diarios e intradiarios (mercado spot), que organiza el polo español (OMEL). Son los mercados donde se establece el precio y cantidad para cada una de las horas del año. En la Figura 4.2 se puede observar la secuencia de funcionamiento del mercado MIBEL
- Mercados no organizados: son contratos bilaterales acordados entre un productor y un consumidor con sus condiciones particulares. Su ventaja es poder estabilizar precios y cantidades.
- Otros mercados que gestiona REE con el fin de reorganizar las variaciones de último momento para mantener el equilibrio constante entre generación y consumo.

En la península ibérica, la mayor parte de la electricidad se gestiona en el mercado spot donde un elevado número de participantes acuden para realizar sus ofertas y concretar el precio de la electricidad para cada hora. En este proyecto nos centraremos en el estudio del comportamiento de este mercado.

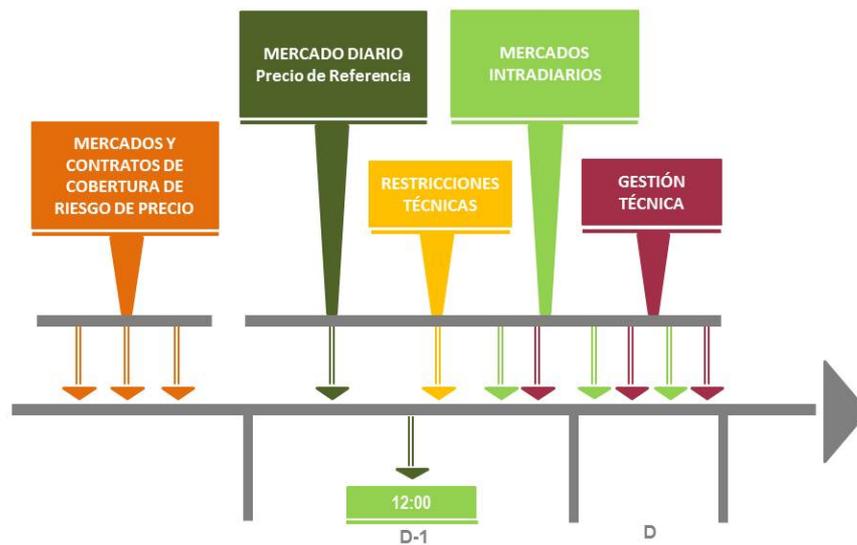


Figura 4.2 Secuencia de tiempos de los mercados y procesos de MIBEL^[20]

4.4.2. El mercado diario

En el mercado diario se define el precio y el volumen de la energía para las veinticuatro horas del día siguiente. Con el cruce de ofertas y demandas de productores y consumidores para una hora se fija el precio y volumen de la electricidad. Se sigue el modelo marginalista común para toda la Unión Europea.

Este mercado se realiza todos los días, de manera que en torno a las 12h del día D-1 se fija un precio de la electricidad (común para todos los participantes) para cada una de las 24 horas del día D, así como qué generador va a producir y cuánto en cada una de esas horas.

El proceso consiste en dos fases, la presentación de ofertas y la casación de ofertas. La presentación de ofertas de venta y compra se realizan dividiendo cada hora entre 1 a 25 tramos, en cada tramo se oferta la cantidad de energía y su precio, siendo creciente el precio en cada tramo en el caso de las ventas, y decreciente en el caso de las compras.

Las ofertas de venta de energía eléctrica de los vendedores pueden ser simples o incorporar condiciones. Las ofertas simples son ofertas económicas de venta que los vendedores presentan para cada periodo horario y unidad de producción con un precio y de una cantidad de energía. Las condiciones que pueden incorporar las ofertas son las siguientes:

- Condición de indivisibilidad. Permite fijar en el primer tramo de cada hora un valor mínimo de funcionamiento.

- Gradiente de carga. Permite establecer la diferencia máxima entre la energía de una hora y la energía de hora siguiente para evitar cambios bruscos en las unidades de producción que no pueden, técnicamente, seguir las mismas.
- Ingresos mínimos. Permite la realización de ofertas en todas las horas, pero respetando no participar en el resultado de la casación del día, si no se obtiene para el conjunto de su producción en el día, un ingreso superior a una cantidad.
- Parada programada. Permite realizar una parada programada en un tiempo máximo de tres horas, evitando así parar desde el programa en la última hora del día anterior a cero en la primera hora del día siguiente.

El proceso de casación consiste en la generación, para cada hora, de la curva de oferta y demanda agregada ordenando por tramos de menor a mayor las ofertas de generación y de mayor a menor las ofertas de compra. Para realizar esta casación se hace uso del algoritmo de casación Euphemia, que busca la optimización del denominado *welfare*, que corresponde a la suma para el conjunto de todos los periodos horarios del horizonte de programación del beneficio de las ofertas de compra, más el beneficio de las ofertas de venta, más la renta de congestión. El precio en cada periodo horario de programación será igual al precio del punto de corte de las curvas de venta y compra.

El beneficio de las ofertas de compra es la diferencia entre el precio de la oferta de compra casada y el precio marginal recibido, y se entiende por beneficio de las ofertas de venta la diferencia entre el precio marginal recibido y el precio de oferta de venta casado.

El resultado de la casación está limitado a las condiciones de intercambio establecidas en cada mercado entre las zonas de oferta. Si la capacidad de interconexión entre España y Portugal se supera, se produce lo que se denomina *Market Splitting*, y los mercados de ambos países se resuelven por separado (proporcionando precios de casación diferentes en cada país). A efectos prácticos implica un desplazamiento hacia la derecha de la curva de demanda. En el 90% de los casos, no se llega a la capacidad de interconexión, por lo que el España y Portugal función prácticamente como un único mercado.

Una vez finalizado el proceso de casación, el operador del mercado procede a la asignación de los tramos casados y no casados de las ofertas simples en cada zona de oferta. Posteriormente se aplican las condiciones complejas que se hayan declarado y quedan asignados los valores de los tramos de energía casados y no casados de todas las ofertas que han declarado alguna de las condiciones complejas.^[20]

Vamos a estudiar un ejemplo de un día real, día D. Consideremos el caso de una central térmica de ciclo combinado de empresa Iberdrola con código ESC6.

Como unidad generadora, ESC6 realiza sus ofertas para las 24 horas del día D. Estas ofertas son realizadas antes de las 12h del día D-1. Cada oferta indica los tramos de potencia y precios a los que está dispuesta a producir durante esa hora. Por ejemplo, la oferta que esta central realiza para la hora H15 se recoge en la Tabla 3 y se representa gráficamente en la Figura 4.3:

Cent €/kWh	MW
3,67	80
3,82	+105
3,97	+148
8,03	+2,6

Tabla 3. Oferta de venta de la unidad ESC6 para la hora H15 del día D. Elaboración propia a partir de "Entiende el mercado eléctrico"^[12]

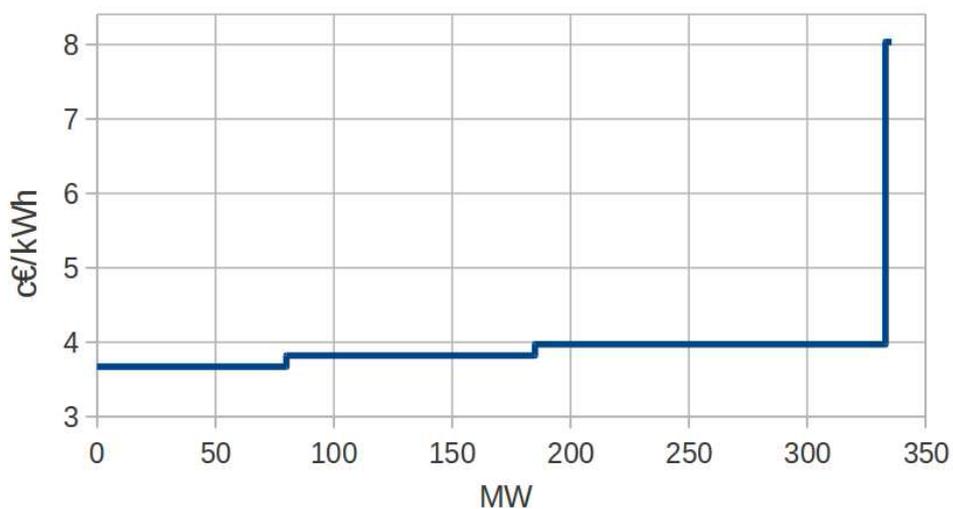


Figura 4.3 Oferta de venta de la unidad ESC6 para la hora H15 del día D elaborada a partir de Tabla 3"^[12]

La lectura de esta oferta es la siguiente: esta central, para la hora y el día mencionados, estaría dispuesta a producir a un nivel de potencia de 80 MW por un precio de 3,67 cent/KWh; a un nivel de 185 MW si el precio fuese de 3,82 cent/KWh; y así, sucesivamente, hasta un nivel de 335,6 MW si el precio alcanzase los 8,03 cent/KWh.

Todas las unidades de generación realizan sus propias ofertas para cada hora. Análogamente, los consumidores hacen ofertas de compra en tramos decrecientes de precio.

Pasadas las 12h del día D-1 OMEL recibe todas las ofertas de productores y consumidores. Entonces se genera las curvas de oferta y demanda agregada para cada hora, tal como ya hemos explicado. La Figura 4.4 muestra las curvas agregadas obtenidas para el caso de la H15. Se indica la posición en la que quedaron los cuatro tramos de la oferta realizada por ESC6.

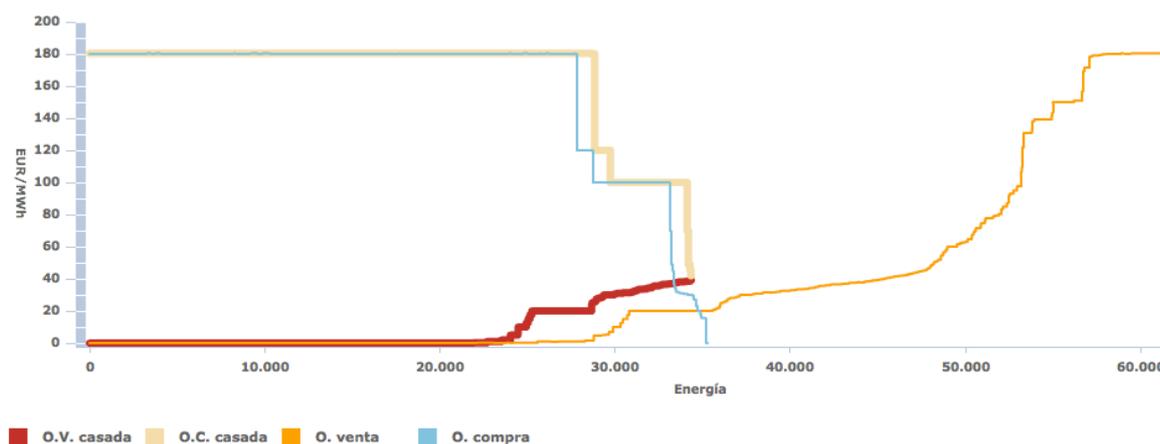


Figura 4.4 Curva agregada de oferta y demanda para las 15h del día D. También se refleja el la energía casada.^[12]

El corte de estas curvas indica el volumen de energía acordado y el precio de casación. En concreto, los tramos de las curvas que “han casado” son los que quedan a la izquierda del precio de casación. Indican a cada unidad el nivel de potencia al que deben generar o consumir durante esa determinada hora. Por tanto, en principio la unidad ESC6 no debería verter potencia a la red durante la hora H15, ya que no ha casado ningún tramo de su oferta para esta hora.

Aunque las unidades productoras oferten a un precio menor que el precio de casación, a todas ellas se les retribuye al mismo precio (uniform-price auctions). Igualmente, aunque los consumidores oferten a mayor precio, finalmente pagan el kilovatio-hora al precio de casación.

Así los generadores con costes por debajo del coste marginal de la última oferta casada obtienen excedentes de mercado, que pueden llegar a suponer un cantidad elevada de beneficios.

4.4.3. Los mercados intradiarios

Finalizado el mercado diario, y después del proceso de restricciones técnicas, se llevan a cabo los mercados intradiarios o mercados de ajustes. Su objetivo es permitir participantes realizar ofertas de compra y venta de energía eléctrica para ajustar sus programas de producción y de consumo a sus mejores previsiones de lo que van a necesitar en el tiempo

real, una vez conocidos los resultados del mercado diario.

Existen seis sesiones de mercado basadas en subastas como las descritas para el mercado diario, donde el volumen de energía y el precio para cada hora se determinan por la intersección entre la oferta y la demanda.

Cada uno de los 6 mercados intradiarios tiene un plazo determinado para hacer ofertas sobre unas determinadas horas en concreto. El horizonte temporal de estos mercados queda descrito en la siguiente Figura 4.5. Por ejemplo, el primer mercado intradiario dura 27 horas. El segundo dura 24 horas y se renegocia para esas 24 horas la energía eléctrica.



Figura 4.5 Horizontes temporales para la realización de ofertas de los mercados diarios e intradiarios^[19]

Desde el punto de vista económico, cada uno de los mercados (diario e intradiarios) es un mercado diferente e independiente, en el que se alcanzan unos compromisos de producción/adquisición para cada unidad a un precio de casación diferente. Desde el punto de vista de la generación y el consumo, cada unidad tendrá que generar o consumir en cada hora una cantidad de energía igual a la suma de las cantidades casadas en cada mercado.

En estos mercados solo pueden participar aquellos agentes que hayan participado en el mercado diario o que no estuvieron disponibles para participar. Son varios los motivos de participación en estos mercados intradiarios para modificar las cantidad de generación o adquisición:

- Para realizar nuevas ofertas en el caso de las unidades que solo han podido casar parte de la energía que pueden producir, ya conocido el precio de casación del mercado diario.
- Cambios en la predicción de un recurso no gestionable: Con el transcurso del tiempo las predicciones de los recursos usados en parques eólicos y placas fotovoltaicas mejoran, por lo que el mercado intradiario permite ajustar estas correcciones de predicción.
- Declaración de indisponibilidad. Cuando una central por problemas técnicos no puede suministrar la cantidad casada puede adquirirla en el mercado intradiario para resolver su compromiso.

4.4.4. Resultados del mercado y precio final

Finalizados los mercados diarios e intradiarios, queda asignada la cantidad que debe generar o adquirir cada unidad durante cada hora. Cada hora tiene asignada una cantidad de energía casada total en todo el sistema, que equivale a un nivel de potencia similar y constante durante esa hora. Sin embargo existe una diferencia entre la energía programada y la que realmente se intercambia. Esto se debe a los desvíos en que incurren las unidades. Para seguir cumpliendo el requisito de hacer coincidir producción y demanda en cada instante temporal, REE usa las regulaciones primaria, secundaria y terciaria que aportan las unidades gestionables.

Por esta razón, existen mecanismos de penalización a las unidades que incurren en desvíos (gestión de desvíos) y de retribución a las unidades que proporcionan las bandas de regulación (mercados de servicios complementarios) que gestiona REE. Estos son los mercados de operación. Son gestionados por REE y están orientados a mantener el equilibrio instantáneo entre generación y consumo.

4.4.5. Tarifa de Último Recurso (TUR)

La Tarifa de Último Recurso es la tarifa que se diseñó para abastecer a aquellos consumidores que no habían contratado una comercializadora al finalizar el periodo de adaptación para abandonar el Marco Legal Estable y pasarse al mercado minorista liberalizado. Este plazo terminó el 1 de julio de 2009. Todos aquellos consumidores que no habían contratado una comercializadora pasaron automáticamente a esta tarifa. Siguen siendo clientes de su antigua distribuidora, ahora conocida como “Comercializadora de Último Recurso” (CUR). Estos consumidores adquirirían la electricidad al precio que marcaba la TUR, con la idea que fuesen abandonado esa tarifa y realizando contratos más beneficiosos con las comercializadoras.

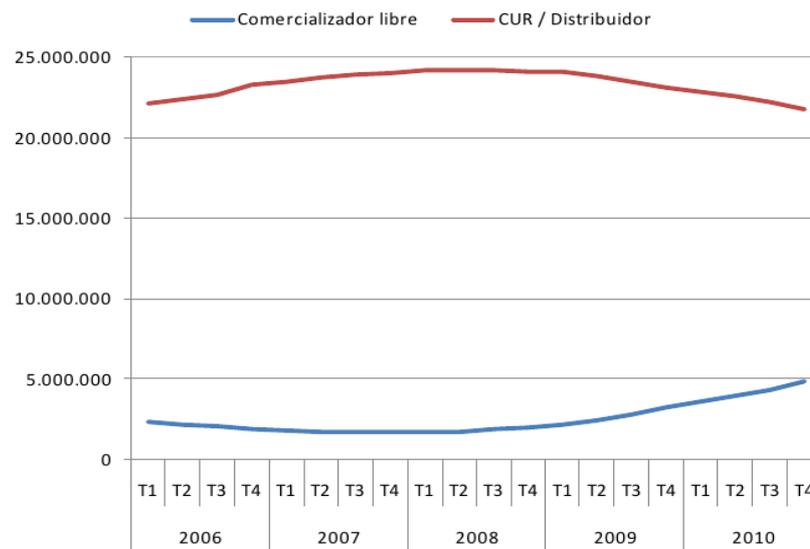


Figura 4.6 Evolución del número de suministros domésticos acogidos a un comercializador libre y acogidos a una tarifa TUR ^[12]

Estas CUR estaban obligadas a suministrar electricidad al precio fijado TUR, por lo que el Estado les debía garantizar un margen de beneficios por su actividad. Por esa razón se crearon las subastas CESUR, organizadas por OMEL, ya que el Estado ya no tenía competencias para fijar el precio de la electricidad, pues era un mercado liberalizado. Así se garantizaba la fijación de la tarifa TUR y el libre funcionamiento de los mecanismos de mercado.

La tarifa TUR era constante durante los meses para los que se realizaba cada subasta. Esta tarifa debería cubrir el coste de adquisición de la energía en el mercado diario y el margen de beneficios de las CUR. Sin embargo, ya que el precio de la electricidad en el mercado diario es variable según el día y la hora, esta condición no quedaba garantizada. Así aparece una figura intermedia entre el mercado y las CUR.

Esa figura intermedia podía ser representada por entidades financieras que cubrían el riesgo de que los ingresos cobrados a los consumidores TUR no cubrieran los costes antes mencionados. Esas entidades acudían a las subastas pujando por un precio CESUR. Se adjudicaba a la que ofreciera un precio más bajo. Las entidades ganadoras estaban obligadas adquirir la electricidad en el mercado diario al precio libre que se alcanzaba cada hora y venderla a las CUR al precio CESUR alcanzado en la subasta.

Estas entidades obtenían beneficios aquellas horas en que el precio del mercado diario era inferior al precio CESUR y pérdidas cuando el precio CESUR era inferior al precio del mercado diario. De este modo las entidades financieras realizaban su puja para CESUR lo más baja posible para resultar ganadoras, pero teniendo en cuenta el riesgo que deseaban asumir. De

no asumir el suficiente riesgo, podían no resultar ganadoras de la subasta; pero si asumían demasiado, estaban expuestas a pérdidas económicas.

Una vez alcanzado el precio CESUR, la Tarifa de Último Recurso se obtenía añadiendo la componente regulada y un margen de beneficios estipulado desde la administración a las Comercializadoras de Último Recurso.

Se puede concluir que los clientes acogidos a la TUR soportaban un recargo en el componente del mercado del precio de la electricidad. Ese recargo era el fruto del beneficio o pérdida que ingresaban las entidades financieras ganadoras de las subastas. De media en los últimos años, las subastas supusieron un aumento superior al 11% de la componente de mercado. En la Figura 4.7 se puede observar esa diferencia entre el precio medio de mercado y el precio de las subastas CESUR para el año 2012.

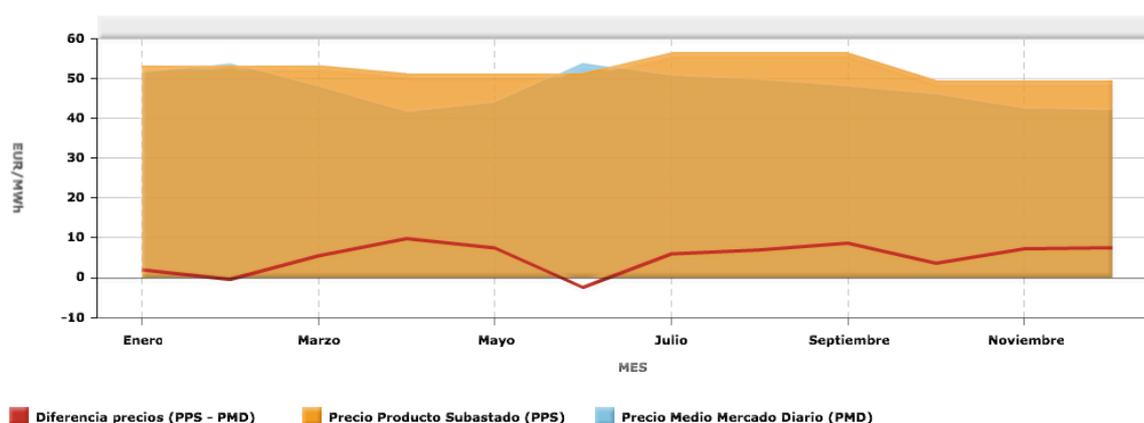


Figura 4.7 Comparativa entre los precios del mercado diario y las subastas CESUR del año 2012. ^[19]

La tarifa TUR fue substituida por la tarifa PVPC a partir del 1 de abril de 2014. Este cambio fue decisión del estado, motivado por los polémicos resultados de las subastas CESUR, que fueron acusadas de ser pactadas para aumentar el precio de la energía.

La subasta número 25, celebrada el 19 de diciembre de 2014, fue anulada por el Gobierno. El motivo fue el alza del precio en casi un 30%. El Gobierno acusó a las empresas las de manipulación para subir el precio de la energía eléctrica, si bien más tarde, la CNMC argumentó las circunstancias atípicas de la subasta para su anulación. ^{[16][17]}

Sin embargo, no se ha podido esclarecer exactamente lo ocurrido, ya que son varias las explicaciones al respecto. Como se recoge en la noticia, la fuerte subida de precios fue fruto de unas circunstancias poco típicas, ajenas al sistema de casación del precio eléctrico.

Tras este incidente, el Gobierno realizó cambios legislativos para cambiar la tarifa TUR por la tarifa PVPC.

4.4.6. Tarifa Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor

La tarifa Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) entró en vigor el 1 de abril de 2014, según lo establecido en el Real Decreto 216/2014, 28 de marzo y sigue vigente actualmente. Esta tarifa regulada sustituye a la Tarifa de Último Recurso en el abastecimiento a aquellos consumidores con una potencia contratada inferior a 10kW.^[8]

Con el nuevo método de cálculo de esta tarifa regulada desaparecen las subastas trimestrales CESUR para la fijación del precio de la energía. A partir de ese momento los precios de generación eléctrica pasaron a fijarse de forma horaria, en función del mercado mayorista, cuyo precio ya se ha visto como funciona.^[1]

Las empresas comercializadoras de esta tarifa son las “Comercializadoras de Último Recurso” (CUR), como antes sucedía con la tarifa TUR. Estas son: Endesa Energía XXI, Iberdrola Comercialización de Último Recurso, Gas Natural S.U.R. SDG, E.ON Comercializadora de Último Recurso y EDP Comercializadora de Último Recurso.

Aquellos consumidores que tienen instalado un contador inteligente dotado de medición horaria, ven reflejado en su factura la aplicación de estos nuevos precios en función de su consumo horario a lo largo del día.

Por ello, disponer de un mayor conocimiento de los precios horarios permite a los consumidores que posean un contador inteligente ajustar su factura, si adecúan su consumo eléctrico a las franjas horarias del día en las que es más barata la electricidad.

En 2018, el 100 % de los consumidores residenciales deberán tener instalado un contador inteligente, por lo que estos precios serán aplicados a los 16 millones de usuarios que están acogidos al PVPC.^[24]

5. Análisis del precio de la energía eléctrica en España

Para encontrar la respuesta a los motivos de que el precio de la energía eléctrica en España haya subido tanto los últimos años, analizaremos la evolución del precio y trataremos de encontrar los motivos de esta tendencia. Para responder a la segunda pregunta, haremos una comparativa entre los diferentes países europeos para tratar de encontrar las diferencias que expliquen esta divergencia.

Per antes, haremos un desglose en función del concepto por el que se recauda, así como del agente que percibe cada cantidad, para conocer exactamente que es lo que se paga en la factura eléctrica.

5.1. Desglose de la tarifa eléctrica

Antes de iniciar este análisis se procederá al desglose de una factura real para entender con precisión como se está facturando realmente la energía eléctrica. Se han tomado las facturas reales de un hogar español con características sobre la media nacional. Se ha seleccionado tres momentos en el tiempo de entre las facturas disponibles.

Las características descriptivas del hogar son:

- Piso en un bloque de pisos en Barcelona con código postal 08150.
- Superficie: 110 m²
- Número de habitantes: 2
- Equipamiento completo de electrodomésticos.

Las características de esta factura son:

- Potencia contratada: 4,4 kW
- Tarifa de acceso: 2.0A
- Distribuidora: Gas Natural Fenosa
- Comercializadora: Gas Natural Fenosa
- Consumo medio anual: 3163 kWh

Los valores están recogidos en la Tabla 4. Se expresa el consumo total en kilovatios-hora, el importe total de la factura en euros (incluyendo impuestos indirectos) y la relación entre euros por kilovatio consumido. Hay que señalar que este valor no es el del precio de generación de la electricidad, ya que se incluyen en él todos los conceptos.

Año	Consumo (kWh)	Factura (€)	Precio total (€/kWh)
Enero 2009	581	92,92	0,1599
Enero 2012	525	107,64	0,2050
Enero 2015	510	126,92	0,2489

Tabla 4. Evolución real del precio eléctrico del hogar de estudio.

Se observa que pese a un leve descenso del consumo el precio total aumenta considerablemente, sobre un 10% anual. Las cifras presentan una convergencia suficiente con las tratadas en el apartado 5.2, ya que aquí se trata de una única muestra. El Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) era del 16% en 2009, 18% en 2012 y 21% en 2015.

Tomamos como ejemplo los valores de Enero de 2009. Según el desglose de la propia factura, los costes se reparten en los conceptos siguientes:

Consumo electricidad	61,71	66,4%
Término de potencia	13,65	14,7%
Impuesto electricidad	3,72	4,0%
Alquiler contador	1,02	1,1%
IVA	12,82	13,8%
TOTAL	92,92	100%

Tabla 5. Costes según concepto de la factura eléctrica.

Si manejamos estos datos para entender realmente cuanto dinero va dirigido a cada actividad o agente obtenemos:

Actividad	Agente	Importe (€)
Distribución + Transporte+ Costes regulados	Distribuidora+ REE + Otros	34,76
Generación y comercialización de electricidad	Generadora + Operador del mercado+ Comercializadora	40,60
Impuesto electricidad	Estado	3,72
IVA	Estado	12,82
Alquiler contador	Distribuidora	1,02

Tabla 6. Repartición del importe de la factura según actividad y agente.

La generación y comercialización de electricidad se reparte entre la generadora, al precio

casado por el consumo, el operador de mercado, y la comercializadora con el margen comercial.

El IVA y el Impuesto sobre la electricidad son recaudados por el estado para las cuentas estatales. No hay que confundirlo con los costes regulados que sirven para subvencionar los diferentes conceptos explicados en el punto 4.3. Estas se obtienen de la actividad de distribución, transporte y otros costes regulados.

Agrupamos los importes por agentes. No se ha podido separar las cantidades recibidas entre la distribuidora, el operador de transporte (REE) y las subvenciones y otros costes regulados. Destaca el margen comercial de la empresa comercializadora, del 16%, considerablemente alto.

Estado	18,88	21%
Distribuidora + Transporte + Otros	38,84	42%
Generadora	20,56	22%
Comercializadora	14,65	16%

Tabla 7. Repartición del importe de la tarifa eléctrica según agente.

Si los representamos gráficamente se obtiene la Figura 5.1, que encaja con otros desgloses realizados en otros trabajos.^[25]

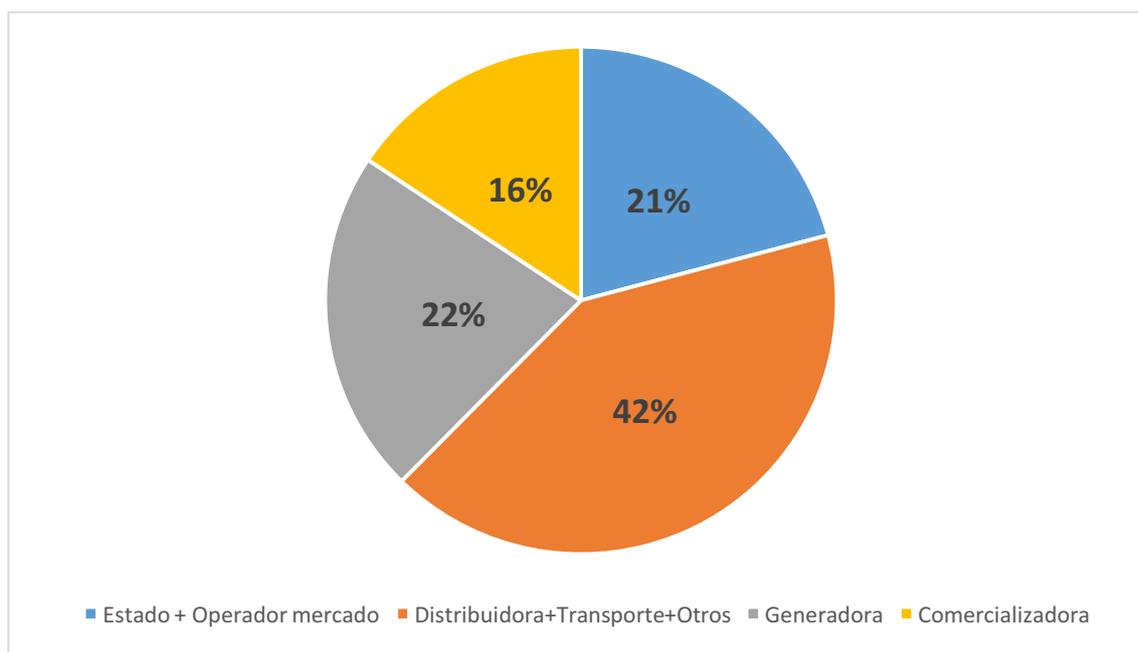


Figura 5.1. Repartición del importe de la tarifa eléctrica según agente.

El gasto total de este hogar para 2015, según los datos presentados es 787€. Si buscamos los precios básicos (sin servicios adicionales) ofrecidos por el conjunto de las

comercializadoras en el mercado para el último año de estudio, obtenemos los siguientes datos según el comparador de la OCU:

- Precio mínimo: 720 €/kWh
- Precio máximo: 879€/kWh
- Precio medio: 799 €/kWh
- Diferencia entre mínimo y máximo: 22%

Vemos como existe una diferencia elevada del precio de la electricidad. Hay que recordar que la electricidad es un producto homogéneo, por lo que el hecho que existan comercializadoras (las de mayor tamaño) que ofrezcan este producto (obtenido al mismo precio en el mercado mayorista) a un precio más elevado es una ineficiencia de mercado. Además, estas comercializadas son las que tienen una mayor cuota de mercado, por lo que los consumidores afectados son la mayoría.

5.2. Comparativa temporal del precio de la energía eléctrica

Para responder a la cuestión inicial planteada, se ha realizado un análisis de la evolución temporal del precio minorista de la energía eléctrica en España a lo largo de los últimos años.

Según el estudio de IDEA sobre el consumo eléctrico en hogares españoles, el consumo medio eléctrico por hogar es 3487 kWh anuales^[21]. Para analizar esta evolución del precio se ha tomado la franja de consumo de 2500 kWh a 5000 kWh anuales por ser la que contiene el consumo medio de un hogar en España.

En la Figura 5.2 se ha representado la evolución temporal del precio minorista doméstico de la electricidad en España para un consumo comprendido entre 2500 kWh y 5000 kWh, intervalo en el que se encuentra el consumo medio de los hogares españoles.

Se deduce del gráfico que el precio de la electricidad a mantenido una tendencia al alza en los último años, con la excepción de 2012 en el que se mantiene constante. Sí calculamos este incremento del precio de la electricidad tenemos:

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<i>Precio</i>	0,1557	0,1684	0,1851	0,2089	0,2275	0,2273	0,2367
<i>Incremento anual</i>	-	8,2%	9,9%	12,9%	8,9%	-0,1	4,1%

IPC anual	-	1,4%	0,8%	3,0%	3,4%	2,9%	0,3%
-----------	---	------	------	------	------	------	------

Tabla 8. Incremento anual del precio minorista doméstico de la electricidad para consumos entre 2500 y 5000 kWh. Elaboración propia a partir de Eurostat y INE.

El aumento total de energía en el periodo 2008-2014 es del 52,0%. Resulta ser casi cinco veces el IPC para el mismo periodo (11,9%). Resulta evidente el encarecimiento del precio de la electricidad en los últimos años, muy por encima del nivel de inflación.

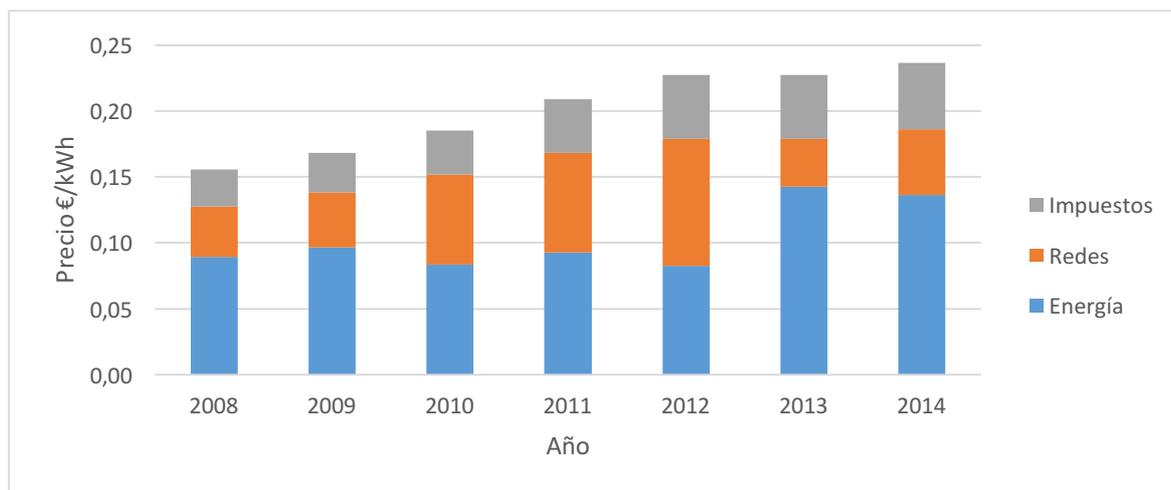


Figura 5.2 Precio medio eléctrico anual para consumos entre 2500 kWh y 5000 kWh. Elaboración propia a partir de Eurostat.^[10]

Si evaluamos el peso de cada concepto sobre el total del precio se obtiene este gráfico. Se sacan las siguientes conclusiones:

- El peso de los impuestos representa una quinta parte del total, pero con una clara tendencia a ir aumentando ligeramente. Hay que señalar en 2010 el IVA aumentó de 16% a 18% y en 2012 del 18% al 21%.
- El coste de las redes es muy variable, con un sensible aumento hasta 2012 y luego un drástica reducción. Esto es causa de reestructuraciones de la tarifa eléctrica, en el que algunos subconceptos (los costes regulados) pasan a formar parte de la producción de energía y viceversa^[25].
- Algo parecido sucede con el peso de la producción eléctrica, pero a la inversa. Este concepto puede resultar confuso, ya que además del coste de generación eléctrica engloba las subvenciones y costes regulados recaudadas por el Estado dirigidos a los diferentes puntos tratados en el apartado 4.4.

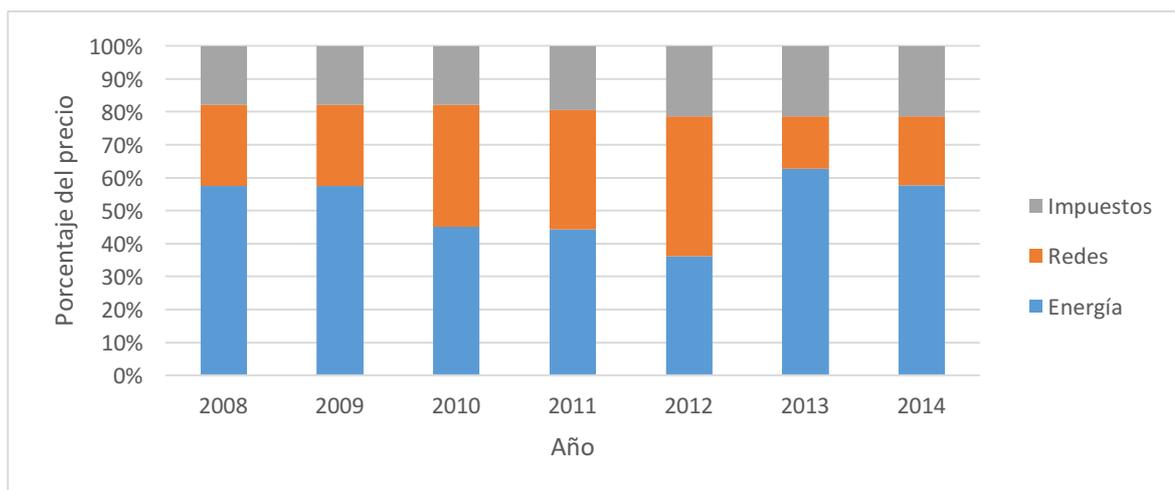


Figura 5.3 Porcentajes de los conceptos sobre el total para el periodo 2008-2013 y consumo entre 2500 kWh y 5000 kWh. Elaboración propia a partir de Eurostat.^[10]

En la Figura 5.4 se compara el precio medio doméstico de la electricidad con el precio industrial, según el consumo. Vemos como la franja de menor consumo de electricidad, donde se encuentran las oficinas, pequeños comercios e industrias no intensivas en electricidad, presentan un precio considerablemente mayor que el doméstico en los últimos años.

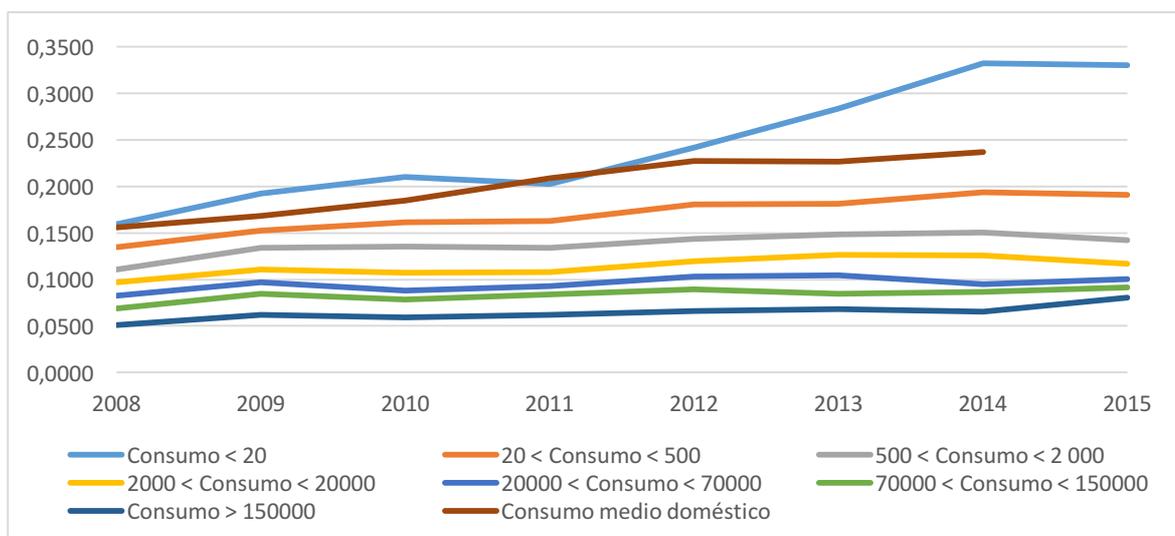


Figura 5.4 Evolución del precio industrial en España según el consumo (en MWh). Elaboración propia a partir de Eurostat.

La respuesta a la pregunta de porque ha aumentado tanto el precio de la electricidad no es simple ni clara, sino que son varios los motivos que pueden haber ocasionado este encarecimiento. Entre las respuestas que explican mejor esta situación pueden encontrarse las siguientes, pudiendo haber actuado en conjunto. Evaluaremos si son responsables de este aumento del precio.

5.2.1. Incremento de la demanda

Como es bien sabido, y ya explicado en anteriores apartados, un incremento de la demanda no seguido por un incremento de la oferta en la misma proporción provoca una alza en el precio del bien.

Sin embargo la demanda eléctrica en España desde el 2008 ha disminuido de manera general. La principal causa es la crisis económica iniciada en 2008 que ha supuesto una disminución de la actividad industrial, la construcción de nuevas viviendas y el ahorro por parte de consumidores que han visto reducidos sus ingresos.

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Hogares	69.438	71.411	75.679	76.107	75.088	72.513
Total	255.097	239.779	245.393	242.619	239.420	231.671
Porcentaje	27,2%	29,8%	30,8%	31,4%	31,4%	31,3%

Tabla 9. Evolución demanda eléctrica en España en kWh. Elaboración propia a partir de Eurostat.

Tanto en la Tabla 9 como en la Figura 5.5 se observa la evolución de la demanda total y la demanda de los hogares. Del consumo doméstico, que es nuestro objeto de estudio en este apartado, se concluye que no solo no ha disminuido sino que ha aumentado ligeramente en los últimos años. Sin embargo, al fijarse el precio mayorista para el conjunto del mercado y no solo para el consumo doméstico, queda claro que este aumento del precio no ha sido producido por un aumento de la demanda, ya que esta ha disminuido.

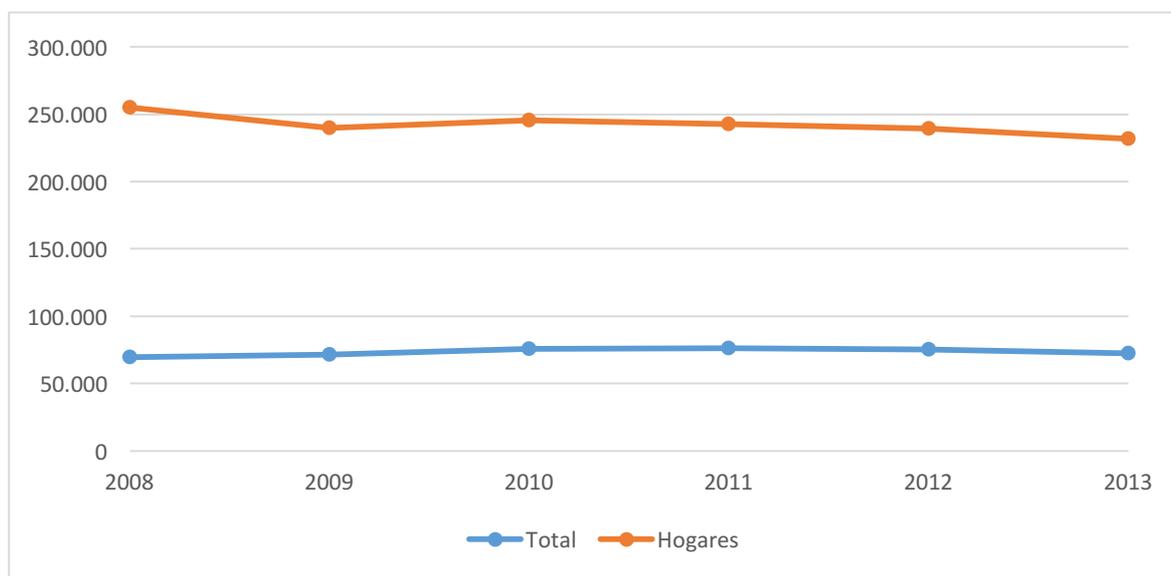


Figura 5.5 Evolución demanda eléctrica en España. Elaboración propia a partir de Eurostat.

5.2.2. Encarecimiento de los costes de producción

Los costes de producción son un componente determinante en el coste de generación de la

electricidad, que esté a su vez es un porcentaje importante del total de la factura eléctrica.

Este aumento de los costes de producción podría estar ocasionado por un aumento de los costes de las materias primas necesarias para la generación de energía. Si analizamos la evolución del precio de las materias primas necesarias para las tecnologías marginalistas, es decir, aquellas que marcan el precio del mercado mayorista, podremos saber si es causa del incremento del precio minorista.

En la Figura 5.6 se ha representado esta evolución del precio de las materias primas en los últimos años, según el Índice Bloomberg Commodity.



Figura 5.6 Evolución del precio de las materias primas según el Índice Bloomberg Commodity Index.

El coste de las materias primas presenta un descenso generalizado de las materias primas, casi un 50% en los últimos cinco años. Queda descartada como causa el precio de las materias primas.

Sí se hubiese producido un incremento de los costes de producción generales, el primer indicio sería un aumento del precio de casación del mercado mayorista. Un aumento de los costes de producción (costes variables), desplazarían la curva de oferta hacia arriba, elevando el precio de equilibrio si la demanda no aumentase (hemos visto que la demanda ha disminuido).

Para valorar esta opción, se ha representado la comparativa del precio minorista doméstico con el precio mayorista en la Figura 5.7.

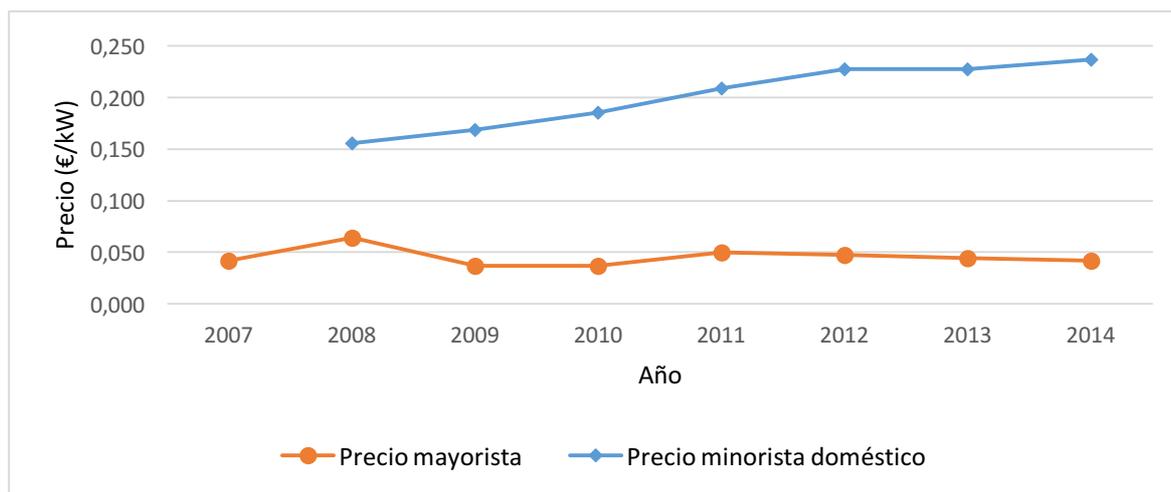


Figura 5.7 Comparativa entre el precio mayorista y el precio minorista doméstico en España.
Elaboración propia a partir de Eurostat y OMEL. ^{[10][19]}

Como se observa directamente, existe una divergencia entre el precio minorista doméstico, con clara tendencia ascendente, y el precio mayorista, con un precio estabilizado. Resulta evidente que el coste de generación de la electricidad no es responsable del aumento del precio minorista.

5.2.3. Concentración del mercado mayorista

La concentración de mercado es el número de empresas participantes en un mercado. La concentración del mercado mayorista de la electricidad sería el número de empresas generadoras de electricidad.

Es un aspecto de gran importancia a la hora de regular un mercado. Ya que el número de empresas participantes es un indicador del grado de competencia de un mercado, como mayor sea la concentración de mercado, menor será la competitividad. Así si un mercado es regulado según el modelo de la competencia perfecta sin un suficiente grado de competitividad, el resultado de este será un posible oligopolio o cártel.

Del mismo modo, si un mercado es regulado como un monopolio cuando podría ser operado como un mercado de competencia perfecta, se crea una deficiencia de mercado y se perjudica al cliente.

Existen diferentes indicadores de la concentración de mercado. Se consideró el Índice de Herfindahl e Hirschmaneste como el indicador más adecuado para este tipo de análisis, pero no ha sido posible calcularlo. Por eso en este estudio hemos usado el índice C1, que indica el porcentaje de generación de electricidad respecto al total de la empresa con más cuota de mercado. Así, cuanto mayor sea el indicador, mayor es la concentración de mercado, es decir, menor es el número de empresas participantes de ese mercado.

En la Figura 5.8 se ha representado la relación entre concentración de mercado según el indicador C1 y el precio mayorista de ese mercado para los diferentes países europeos. Según los datos obtenidos, no se puede afirmar que exista una relación entre concentración y precio. Si se puede intuir del gráfico, una mayor variabilidad del precio de la energía eléctrica cuando el mercado es menos concentrado.

El punto rojo representa España. Cabe destacar que pese a ser uno de los países teóricamente más competitivos, tiene el precio más elevado de los países seleccionados.

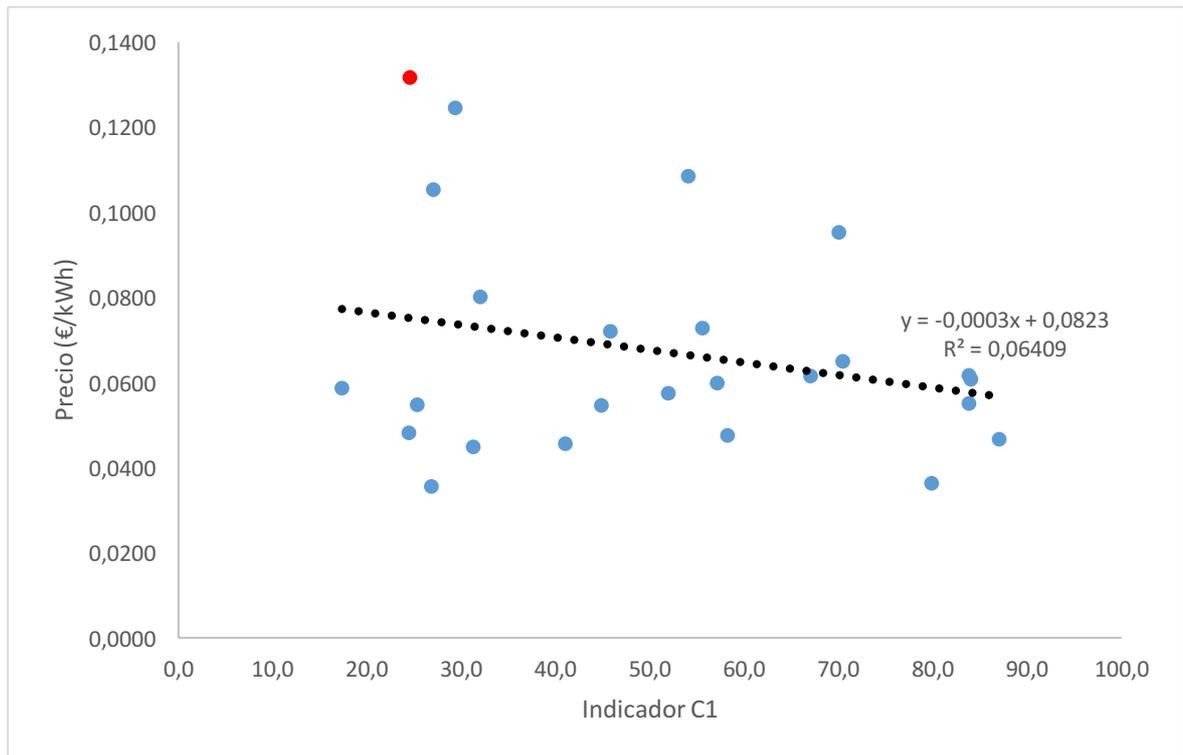


Figura 5.8 Relación entre la concentración de mercado y el precio mayorista de la electricidad de los países europeos en 2013. Elaboración propia a partir de Eurostat.^[10]

A pesar de la inexistencia de una relación entre precio y concentración de mercado, se puede intuir gráficamente una mayor variabilidad del precio en aquellos países con un grado de concentración menor. Así se podría concluir que a mayor concentración de mercado, mayor estabilidad de precios a unos valores relativamente bajos. En cambio, a menor concentración de mercado, mayor es la variabilidad de los precios mayoristas y esta desviación de los precios siempre se produce al alza.

Respondiendo a la pregunta inicial, no podemos afirmar que la estructura de mercado de libre competencia (que no competencia perfecta) provoque un precio de mercado tan alto, pero sí podemos afirmar que esta estructura permite que se de este precio. Recordemos que si un mercado de libre competencia posee pocos productores con poder de mercado, acabarán

formando un oligopolio y en nuestro caso, un modelo de Cournot, donde el precio es mayor al mercado de competencia perfecta o al monopolio con precio regulado por el Estado.

A falta de saber como acaba repercutiendo el precio mayorista sobre el precio minorista en cada Estado, existe un primer indicio que la regulación como mercado de libre competencia no implica una mercado más competitivo.

5.2.4. Cambios recientes en los costes regulados

Los cambios en los costes regulados que se han introducido en el mercado eléctrico en los últimos años pueden ser causantes de este incremento. Como resulta difícil justificar con datos este supuesto, se evaluará teóricamente.

Entre los costes regulados actuales, hay algunos que presentan dudas de su eficiencia y más aun, de su uso. Existen acusaciones de ineficiencia y malversación de estos fondos recaudados como costes regulados, que teóricamente son destinados a las energías renovables y cogeneración, pero que se acusa de que vayan a parar directamente a las empresas generadoras, independientemente de su posterior uso.

Dejando de lado este supuesto, estos costes, aunque legítimos, pueden acabar encareciendo mucho el coste de la energía eléctrica. Y tal como está configurada la tarifa eléctrica, en la que pesa mucho la parte regulada, los pequeños consumidores son los que soportan un mayor coste.

El Gobierno esta avanzando en incrementar el peso de la cuota fija (lo que se paga por la potencia contratada) y bajar la variable (la parte de los peajes que se fija en función del consumo).^[25]

5.2.5. Estructura de mercado

Finalmente solo queda plantearse la posibilidad de que la propia estructura del mercado sea la causante de este aumento de los precios. Como se ha visto, la existencia de un Cártel o un modelo de Cournot podría ser la causa de este aumento difícil de explicar, ante los datos analizados.

Pero no solo la existencia de modelos oligopólicos provocan el alzamiento de los precios, sino una regulación deficiente puede tener mucha influencia en la variación de un precio, incluso provocar situaciones insostenibles. Para valorar si este factor da respuesta a nuestra pregunta, analizaremos la estructura de mercado con un ejemplo comparativo, la crisis de California del año 2000.

5.2.5.1. Crisis de California

En este apartado se tomará el caso de la Crisis de California como caso real que sirve de ejemplo de las implicaciones que puede llegar a ocasionar una desregulación equivocada en el sistema eléctrico.

En 2000 los precios mayoristas de la electricidad se dispararon a niveles sin precedentes. Estos altos precios produjeron enormes beneficios a las empresas generadoras y enormes pérdidas a las comercializadoras, que se vieron obligadas a comprar electricidad a altos precios en el mercado mayorista para abastecer el mercado minorista a un precio regulado y al alcance del gran público.

En 2001 el Estado de California se vio obligado a gastar más de 1.000 millones de dólares mensuales para la compra de electricidad en el mercado mayorista, a precios diez veces mayores respecto un año antes. En Marzo de 2001, *Pacific Gas & Electric*, la empresa comercializadora estatal de mayor tamaño, se declaró en bancarrota.

Los altos precios soportados por los consumidores en los años 90 motivaron un serie de consideraciones para la reestructuración del sistema eléctrico. Estos altos precios eran el fruto de las grandes inversiones realizadas por los generadoras. Estas inversiones habían resultado ser un error, ya que habían supuesto un alto desembolso no previsto. Los costes de estas inversiones eran soportados por los consumidores, lo que aumentaba el precio de la electricidad, que era muy superior a la media nacional.

En 1996 se aprobó una ley de reestructuración, que garantizaba que las empresas públicas pudiesen recuperar sus malas inversiones. Si bien el propósito de algunos era poder trasladar estos costes hundidos a los accionistas de estas empresas públicas, la influencia política de los accionistas fue suficiente para asegurarse recuperar estas inversiones.

El plan de liberalización trataba diferente a cada componente del mercado. La generación sería liberalizada, el transporte y la distribución seguirían siendo regulados y operados por las empresas públicas. Las empresas públicas debían reducir sensiblemente su participación en las generadoras. Y se abrió la puerta a los aspectos financieros del mercado minorista. Así los proveedores de electricidad podían establecer contratos con los consumidores finales, pagando una tasa a las empresas públicas por la distribución de la electricidad.

Para permitir a las generadoras recuperar sus inversiones se aplicó un modelo llamado "*Competition Transition Charge*" que consistía en fijar el precio de venta minorista de la electricidad en 6 céntimos por kilovatio y hora (6 cent / KWh). En este caso los consumidores debían hacer frente al precio mayorista de adquisición de electricidad y pagar a los inversionistas de las generadoras la diferencia entre este precio y los 6 cent/KWh. Se suponía que el precio mayorista de adquisición siempre sería inferior a 6 céntimos, por lo que se

conseguía congelar el precio que pagaban los consumidores y permitir a las empresas públicas recuperar sus inversiones. La idea era finalizar este modelo de *Competition Transition Charge* cuando se finalizase la amortización o en marzo de 2002 como tarde y que el consumidor pasará a pagar directamente el precio de adquisición mayorista.

De hecho *San Diego Gas & Electric* finalizó su amortización en 1999, por lo que cuando los precios se dispararon en Junio de 2000 se les traslado a los consumidores. Los consumidores entonces protestaron a la administración, que rápidamente volvió a congelar el precio minorista en 6 cent/kWh para los clientes de *San Diego Gas & Electric*, con la idea de recompensar a la empresa por este coste adicional.

Las otras dos grandes empresas se encontraron en Junio 2000 comprando electricidad en el mercado mayorista a 10 cent/kWh y viéndose obligados a venderla a 6 cent/kWh a los consumidores finales.

El mercado eléctrico fue diseñado siguiendo un híbrido entre dos modelos. El primero era el modelo *pool* de electricidad. En este modelo todos los productores venden su energía a un *piscina* común central y regulada y todos los compradores adquieren la electricidad a este piscina común. La *piscina* esta regulada por un organismo independiente que se encarga del control de la estructura física de la red eléctrica, del transporte de la electricidad ahí donde debe ser consumida y de ajustar los precios según la oferta y demanda.

El segundo modelo consistía en un modelo basado en contratos bilaterales en los que un productor se ponía de acuerdo con un consumidor para intercambiar un cantidad dada de electricidad a un precio acordado. Únicamente deberían comunicar al organismo regulador cuando y donde se produciría este intercambio, para que el organismo pudiese garantizar que no se llegase al máximo de capacidad de una zona. Si se llegase el organismo aplicaría una tasa de uso que haría variar los planes de productores y consumidores. Estas tasas marcarían las diferencias de precios entre zonas y recogerían el coste de transporte de la electricidad.

El Power Exchange California fue creado para funcionar como un mercado de *pool* común. Las tres principales generadoras de suministro eléctrico fueron obligadas a operar en el mercado *pool* común durante los tres primeros años. Presionadas por el Estado estas empresas vendieron la totalidad de su capacidad de generación con gas natural. Esto representaba entre un 30% y un 40% de la capacidad total de generación eléctrica. Esta capacidad de generación fue adquirida por cinco empresas, reuniendo cada una entre un 6% y un 8% de la capacidad estatal de generación eléctrica.

Durante dos años el precio mayorista fluctuó sensiblemente entre días y entre horas del mismo día, aunque nunca sobrepasando el precio medio mensual de 50 \$/MWh. Sin embargo, en Junio de 2000 los precios se dispararon. Las comercializadoras se encontraron con una

situación de adquisición de electricidad a precios mayoristas que superaban con creces el precio minorista que estaban autorizadas a cobrar a los consumidores finales.

Un año más seco de lo normal que redujo la producción hidroeléctrica junto con un verano más caliente de lo normal y el continuo crecimiento económico en todo el oeste de Estados Unidos hizo variar el equilibrio el equilibrio entre oferta y demanda y provocó el disparo de los precios.

Además, los aumentos de costes para las plantas de generación térmica aumentó los costes de producción y, sobre todo, lo hicieron mucho más para las unidades de producción marginales. La producción de las plantas térmicas es casi siempre la fuente de alimentación marginal en California. El precio de los permisos de contaminación de óxido de nitrógeno aumentó alrededor de \$1 por libra a más de \$30 por libra. Las generadoras menos eficientes eran también las mayores emisoras de óxido de nitrógeno, por lo que el aumento fue aún más pronunciado.

Este aumento del precio del gas y de los permisos de emisión no sólo aumentaron los precios de la electricidad para cubrir el aumento de los costos, sino que también aumentaron considerablemente las rentas marginales que los proveedores eran capaces de ganar. Para agosto de 2000, las generadoras a gas más caras tenían costes de más de \$100/MWh que las plantas menos costosas. Por lo tanto, cuando las plantas de alto coste eran necesarias para satisfacer la demanda, los productores de bajo coste obtuvieron elevadas rentas marginales.

Como las tasas minoristas de electricidad se mantuvieron congeladas hasta el 2000, las comercializadoras perdieron millones de dólares por día comprando a altos precios al por mayor y vendiendo al por menor a precios más bajos. A principios de 2001, el Estado de California tuvo que intervenir para rescatar a las comercializadoras, que se encontraban al borde de la quiebra. El Estado se convirtió en el comprador mayorista.

Las comercializadoras y el Estado trataron de poner topes a los precios del mercado mayorista. En mayo de 2001 la Comisión Reguladora de Energía Federal (FERC) impuso unos precios máximos bajos con capacidad real de limitación. Además durante la primavera de 2001 el Estado firmó contratos de energía a largo plazo, de unos 20 años, con la mayoría de generadoras principales de energía de California. Los precios de estos contratos eran sorprendentemente altos respecto al año anterior. Era una estrategia del Estado para ocultar los precios que había pagado y que tendría que pagar por la electricidad a lo largo de 2001 y 2002.

A principios de junio de 2001, mientras que la nueva política de precios máximos estaba surgiendo efecto y el Estado estaba completando la negociación de los contratos a largo plazo

que cubrían la mayor parte de la posición corta neta de los servicios públicos, el precio del gas natural se derrumbó en California. Algunos observadores sostuvieron que el repentino colapso, que coincidió con un cambio en los derechos de transmisión de una empresa en la tubería principal en el sur de California, indicó que el precio había sido inflado artificialmente.

Este colapso de los precios del gas se produjo al mismo tiempo que la FERC elevó los precios minoristas de electricidad. El incremento de los precios fue del 40% a 50% para la mayoría de los clientes industriales y comerciales, pero menos de la mitad para la mayoría de los clientes domésticos.

El clima templado y la conservación agresiva, junto con los precios máximos, los contratos a largo plazo, la política estatal de reembolso a los clientes que redujeran el consumo y, lo más importante, el derrumbe de los precios del gas natural hicieron caer los precios de la electricidad en junio de 2001.

A mediados del verano de 2001, los precios de la electricidad se encontraban a niveles anteriores a la crisis, y el Estado se había comprometido en más de \$ 40.000 millones de dólares en contratos de electricidad a largo plazo a precios que probablemente eran un 50% más caros de lo que se esperaba que fuesen en el futuro. Muchos grandes clientes trataron de evitar la repercusión de estos costes cambiando a proveedores energéticos no públicos. La Comisión de Servicios Públicos de California respondió ante esta situación anulando la competencia minorista. En muchos sentidos, California volvió a la situación de 1996, si bien con los clientes viéndose obligados a hacer frente a una deuda de miles de millones.

5.2.5.2. Similitudes y diferencias con el mercado de California

Si comparamos que características tienen en común ambos mercados y cuales son sus diferencias podremos decidir si es posible que algo parecido este pasando en España. Aunque no fuese así, nos da una idea de cómo la organización del mercado influye en el precio de la energía eléctrica . En la Tabla 10 se han esquematizado las similitudes y diferencias entre el mercado español y el mercado californiano:

España 2015	California 2000
Mercado <i>pool</i> mayorista organizado en el OMEL	Mercado <i>pool</i> mayorista organizado en Power Echange California
Generadoras privadas	Generadoras privadas, con participaciones públicas

Comercializadoras privadas	Comercializadoras mayoritariamente públicas, con empresas minoritarias privadas
Precio mayorista libre	Precio mayorista libre
Precio minorista libre, con alguna tarifa regulada pero no limitada	Precio minorista regulado, limitado a 6 cent/kWh
Altas inversiones a recuperar, se cargan a los consumidores.	Altas inversiones a recuperar, se cargan a los consumidores.
Distribución regulada pero operada por empresas privadas. Transporte regulado y operado por transporte público.	Distribución y transporte regulados y operados por servicios públicos.

Tabla 10. Diferencias y similitudes entre ambos sistemas eléctricos

5.2.5.3. ¿Podría pasar en España algo parecido?

Es evidente la irreproducibilidad de esta crisis en el mercado eléctrico español, ya que las similitudes y diferencias antes presentadas no establecen el mismo escenario ni permiten las mismas consecuencias. En la diferencia entre el precio minorista libre en España y regulado en California reside la incompatibilidad de que suceda una crisis igual.

Pero, ¿qué hubiese pasado si los mismos desencadenantes de la crisis de California se hubiesen producido en el mercado eléctrico español actual? Vamos a hacer una hipótesis sobre esta opción.

Al subir el coste de generación de la energía eléctrica, las empresas generadoras presentarían ofertas de producción más elevadas. El precio casado en el mercado eléctrico sería más elevado, por lo que las empresas comercializadoras deberían adquirir la electricidad a un precio más elevado. Dependiendo del tipo de contrato que estas empresas comercializadoras tuviesen con los clientes, podría repercutir esta subida a los consumidores finales o no.

En los casos que el precio del contrato fuese fijo, el consumidor no vería modificada su tarifa hasta la siguiente revisión del contrato, por lo que no tendría ningún incentivo en reducir su consumo. La empresa comercializadora debería hacer frente a esta alza de los costes con su consecuente disminución de los beneficios o incluso, pérdidas.

Si el precio del contrato minorista fuese variable, la subida del precio mayorista provocaría un subida del componente de mercado del precio de la electricidad en la tarifa del consumidor.

Esta subida debería provocar una disminución del consumo eléctrico. Pero teniendo en cuenta el grado de inelasticidad de la demanda eléctrica, la capacidad de reducir el consumo por parte del consumidor sería reducida y aumentaría los ingresos de las empresas comercializadoras.

Así pues, esta alza de los costes de generación provocarían mayores beneficios a las empresas comercializadoras y un mayor gasto a los consumidores.

Vemos que la diferencia con California está en el damnificado final, ya que en el caso californiano era el contribuyente a través de la bancarrota de las empresas públicas y en el español sería el consumidor final a través de un mayor precio de la energía eléctrica.

5.3. Comparativa con los mercados europeos

Para responder a la segunda pregunta planteada, es necesario elaborar una comparativa con el resto de países de Europa, esperando poder sacar conclusiones que nos permitan explicar las causas de soportar de media el tercer precio más caro de Europa. La energía eléctrica en España es la tercera más cara de Europa (por detrás de Malta y Chipre)

En la Figura 5.9 se compara el precio minorista doméstico según franjas de consumo entre los países europeos para el año 2015. El gráfico contiene muchos de los países europeos para resaltar el elevado precio en España, que está resaltada de color rojo. El siguiente gráfico ya contiene una selección con mejor resolución de la comparativa.

En este gráfico se han tenido en cuenta los principales países de Europa Occidental y se ha incluido la media de la Unión Europea, como media representativa. Se han eliminado aquellos países de tamaño reducido y los que están formados por una isla, ya que al ser eléctricamente independientes, presentan características muy singulares que no son comparables.

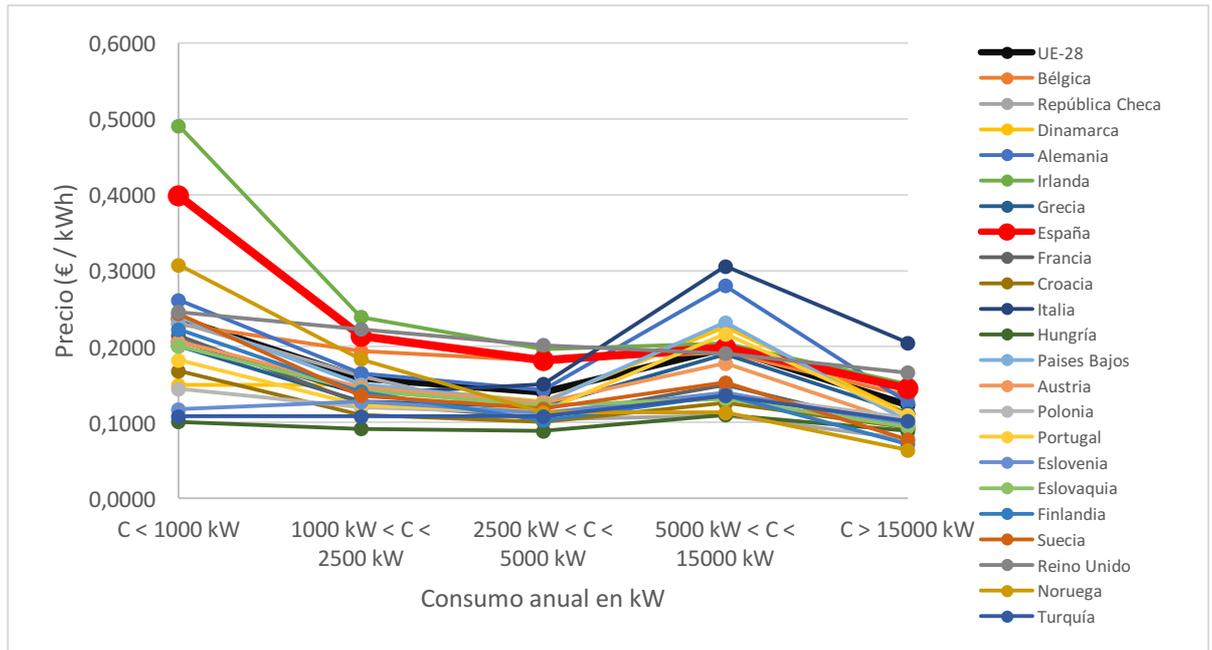


Figura 5.9 Precio minorista doméstico de la energía según la franja de consumo para 2015. Elaboración propia a partir de Eurostat.^[10]

Para ver con más detalle la comparativa, en la siguiente gráfica se representa el precio final minorista para España, la media de la UE y los países vecinos, Portugal y Francia, con los que existe interconexión eléctrica.

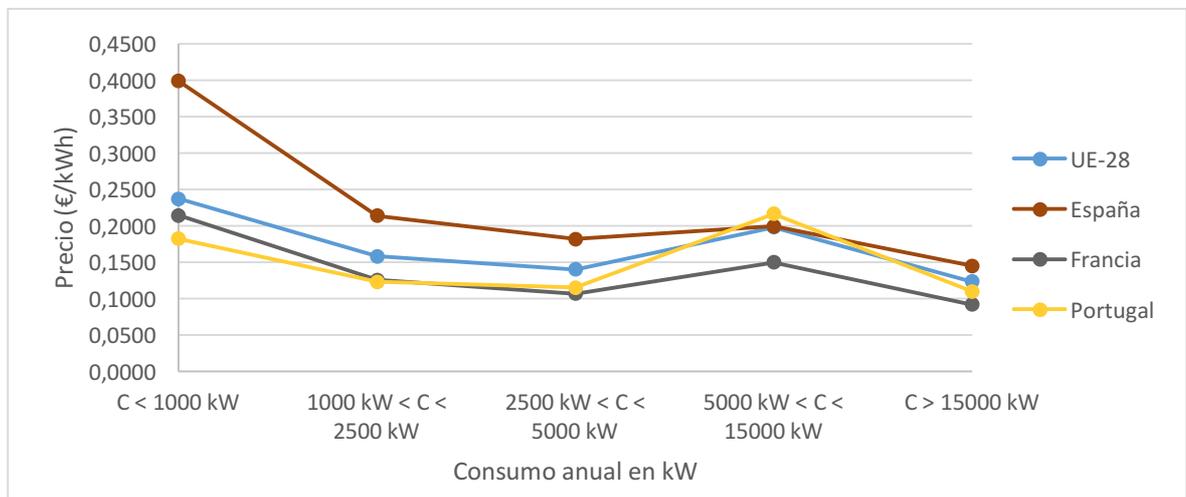


Figura 5.10 Precio minorista doméstico de la energía según consumo para los países seleccionados para 2015. Elaboración propia a partir de Eurostat.^[10]

En este segundo gráfico comparativo se aprecia con claridad la divergencia del precio de la energía eléctrica en el primer tramo de consumo, y como a medida que aumenta el consumo el nivel de precios va convergiendo hacia la media europea, aunque siempre ligeramente superior.

El incremento del precio respecto a Francia, a Portugal y la media de la Unión Europea para el primer semestre de 2015 se recoge en la Tabla 11.

	$C < 1000$ kWh	$1000 < C < 2500$	$2500 < C < 5000$	$5000 < C < 15000$	$15000 < C$
Francia	86,1%	70,1%	70,1%	32,8%	57,6%
Portugal	118,9%	73,7%	57,8%	-8,1%	32,0%
UE-28	68,4%	35,1%	29,6%	0,5%	17,3%

Tabla 11. Incremento del precio de la electricidad en España respecto a diferentes países. Elaboración propia a partir de Eurostat.^[10]

Se refirma lo antes anunciado. La divergencia con Europa se concentra en las franjas de consumo menor. Esto se debe a un mayor peso de la componente fija del precio de la electricidad, que es independiente del consumo. Así se penaliza a los pequeños consumidores, que son los que porcentualmente acaban aportando más a los costes regulados descritos en el apartado 4.3.

Hay que recordar que el mercado mayorista es común para España y Portugal, y siempre que no se produce un market splitting, el precio final mayorista para ambos países es el mismo. Al ser el mismo el precio mayorista, llama la atención la gran diferencia entre el precio minorista en bajos consumos. Ante el mismo coste de generación eléctrica, la diferencia de precio es fruto de una legislación que mediante los costes regulados reparte de manera diferente los diferentes costes.

5.4. Respuesta a las preguntas planteadas

Finalmente, tenemos los datos y las conclusiones necesarias para responder a ambas preguntas planteadas que han dado lugar a este trabajo. Sintéticamente, las respuestas son las siguientes:

- ¿Por qué ha aumentado tanto el precio de la energía eléctrica?
 - A pesar de la disminución de la demanda, de las materias primas y de la estabilización del precio en el mercado mayorista y del IPC, el precio doméstico no ha parado de subir.
 - Una parte de este aumento es debido al aumento de impuestos indirectos (IVA) en los últimos años, pasando del 16% al 21%, con fines recaudatorios.

- El aumento de costes regulados, que suponen un 42% de la factura eléctrica, explican en gran parte este niveles de precios. El déficit de tarifa, las subvenciones a renovables y a la industria del carbón son las principales partidas de estos costes regulados.
 - Por decisión del Estado, estos costes regulados se cobran del coste fijo de la tarifa eléctrica, que es independiente del consumo. Así se cobra a los clientes independientemente de su consumo y de su reacción ante el aumento de precios. El margen del reacción del consumidor queda reducido.
 - La estructura actual del mercado se asemeja más a un modelo de mercado de competencia de Cournot que ha un mercado de competencia perfecta, que es el modelo para el que está pensada la legislación actual. Esto ocasiona un alzamiento de los precios, que ofrecen excedentes a las empresas proveedoras y disminuyen el bienestar de los consumidores.
 - Las tarifas ofertadas por las comercializadoras de referencia en el mercado libre presentan diferencias notables con las comercializadoras minoritarias. Como hemos visto estas empresas comercializadoras trabajan con un alto margen comercial, que influye al alza en los precios finales. El desconocimiento del consumidor dificulta que pueda encontrar tarifas más adecuadas a sus necesidades.
- ¿Por qué ha llegado a ser una de las más caras de Europa?
 - Los motivos de la respuesta anterior también son los que explican que el precio de la electricidad haya aumentado tanto llegando a ser el tercero más alto de Europa.
 - La existencia de un mercado supuestamente de mayor competencia, da lugar a que los precios de mercado sean mucho mayores, ya que realmente se esta ejerciendo poder de mercado por parte de los grupos empresariales que controlan la generación, la distribución y la comercialización, existiendo la sospecha que opere un Cártel. Otros mercados que actúan como monopolio, poseen precios mucho menores.
 - Posiblemente otros países tengan tecnologías con menores costes de generación, como es el caso de Francia, con un alta apuesta por la energía nuclear. Sin embargo, esto no explica la divergencia con Portugal, ya que compartimos mercado mayorista en un 90% del tiempo.

6. Conclusión

El desarrollo de este proyecto se ha centrado en evaluar los puntos controvertidos del actual modo de funcionamiento del mercado eléctrico con el fin de entender cuales son las causas que han provocado el nivel de precios de la energía eléctrica actualmente. La consecuencia que repercute a los consumidores es hacer frente a la energía eléctrica más cara de Europa (solo por detrás de Malta y Chipre, países aislados eléctricamente) y, según las tendencias observadas, seguir haciéndolo en el futuro.

El mercado eléctrico está en plena tendencia al alza de los precios de la energía eléctrica a los que deben hacer frente los consumidores finales. Estos precios son resultado de una regulación que presenta ineficiencias, unos altos costes regulados y un mercado de libre competencia que no termina de actuar como tal. Como se ha visto, si se deja actuar libremente al mercado sin asegurarse que existan las condiciones adecuadas para alcanzar un grado de razonable de competencia, se provoca el efecto contrario. Se disminuye la eficiencia y el bienestar social.

Con el avance tecnológico y los nuevos cambios legislativos no se ha conseguido solucionar esta situación, sino que parece que se vayan dando tumbos, aplicando parches y medidas temporales (como el déficit de tarifa, el PVPC...) que únicamente consiguen aplazar el problema a base de agravarlo de cara al futuro. El endeudamiento del Estado por culpa del déficit de tarifa ha llegado a 30000 millones de euros en 2015. Una deuda que deberá devolverse con la recaudación fiscal de los contribuyentes.

Nos encontramos en una situación que se penaliza el consumo eléctrico de los pequeños consumidores con respecto a Europa. La alta tarifación de los costes fijos de la tarifa provocan que el consumo eléctrico sea mucho más caro para aquellos hogares con un reducido consumo, ya que se graba mucho más la componente fija de la tarifa eléctrica.

El papel que juegan las empresas comercializadoras está en el punto de mira para encontrar la respuesta a estos altos precios. Empresas comercializadoras, que perteneciendo a un grupo que a la vez participa de la generación y distribución, ponen en duda el principio de libre competencia que teóricamente rige el mercado mayorista y minorista en España.

Es un factor positivo que en los últimos años hayan ido surgiendo comercializadoras independientes, comprometidas a ofrecer un precio que sirva para costear el suministro eléctrico y garantizar un pequeño margen comercial para la empresa, pero sin imponer márgenes abusivos o contratos poco ajustados a las necesidades de los clientes. Pero su cuota de mercado aun es muy reducida para influir sobre el resto del mercado.

Debe ser objetivo del Estado y los legisladores, trabajar por una mayor eficiencia del mercado,

con medidas que atajen los problemas descritos a lo largo del trabajo. Este camino pasa por proponer un modelo que se adapte tanto a la oferta existente, a la demanda eléctrica de la sociedad y tejido empresarial para conseguir que un recurso tan necesario como la energía eléctrica, sea eficiente, accesible y limpio. Lo contrario no solo dificulta el progreso económico, sino que puede desembocar en una situación similar a la sucedida en California.

Una conclusión que no se encontraba entre los objetivos del proyecto pero que ha aparecido a lo largo de este, es la enorme dificultad existente en el entendimiento del sistema eléctrico en general y del procedimiento de facturación en particular. Resulta muy difícil para el consumidor medio final entender de manera rápida y práctica el funcionamiento de fijación del precio de la electricidad que está consumiendo. De este modo, el consumidor está menos capacitado para reaccionar ante variaciones en el coste de la energía que consume, con su consecuente perjuicio.

Finalmente, hemos podido responder a la doble pregunta inicial planteada pero esta nos lleva ha plantearnos otras como ¿qué capacidad de negociación tiene el cliente para establecer un contrato de suministro con una empresa comercializadora? o ¿hasta cuando se puede seguir pagando una electricidad a un precio mucho mayor de lo que cuesta producirla?

7. Agradecimientos

Me gustaría agradecer en primer lugar a mi tutor de proyecto, Lucas Van Wunnik, todo el conocimiento, tiempo y ayuda dedicado durante la realización del mismo. Su paciencia y libertad otorgada a la hora de realizar el trabajo me han permitido desarrollar el trabajo hacia aquellos temas que encontraba más interesantes, a la vez que me ha enseñado que es difícil avanzar cuando el horizonte no está muy definido.

Por supuesto no podía pasar por alto a mi familia. Todo lo conseguido hasta ahora no habría sido posible sin el apoyo y ánimos que me han dado desde que comencé este camino.

8. Referencias bibliográficas

Documentos consultados que han sido referenciados en el trabajo:

- [1] **Agencia Noticias.** 2014. “El gobierno sube un 18% la parte fija del recibo de la luz.” *Libre Mercado*, 3 de febrero. [<http://www.libremercado.com/2014-02-03/el-gobierno-sube-un-18-la-parte-fija-del-recibo-de-la-luz-1276509793/>, 15 de setiembre de 2015]
- [2] **Boletín Oficial del Estado.** “Ley 54/1997 del Sector Eléctrico.” [<http://www.boe.es/boe/dias/1997/11/28/pdfs/A35097-35126.pdf>, 20 de abril de 2015]
- [3] **Boletín Oficial del Estado.** “Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.” [https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2007-13024, 20 de abril de 2015]
- [4] **Boletín Oficial del Estado.** “Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.” [<https://www.boe.es/boe/dias/2007/05/26/pdfs/A22846-22886.pdf>, 20 de abril de 2015]
- [5] **Borenstein, Bushnell, Wolak.** 2001. “Measuring market inefficiencies in California’s restructured wholesale electricity market.” *American Economic Review*, 92(5): 1376-1405.
- [6] **Borenstein.** 2002. “The trouble with electricity markets: Understanding California’s restructuring disaster.” *Journal of Economic Perspectives*, Vol. 16, nº 1, p. 191-211.



- [7] **Borenstein.** 2000. "Understanding Competitive Pricing and Market Power in Wholesale Electricity Markets." *The Electricity Journal*, vol. 13, issue 6, p. 49-57
- [8] **Delle Femmine.** 2015. "Qué es el PVPC y otras respuestas sobre la nueva factura eléctrica." *El País*, 4 de junio.
[http://economia.elpais.com/economia/2015/06/04/actualidad/1433442180_411452.html, 14 de setiembre de 2015]
- [9] **Energía y Sociedad.** 2014. "Manual de la Energía." Work Paper
[<http://www.energiaysociedad.es/ficha/5-3-contribucion-del-sector-electrico-y-gasista-a-la-sociedad>, 13 de diciembre de 2015]
- [10] **Eurostat.** "Database."
[[www.http://ec.europa.eu/eurostat/data/database.com](http://ec.europa.eu/eurostat/data/database.com), 15 de diciembre de 2015]
- [11] **Fort.** 2013. "Cinco claves para entender el déficit de tarifa de las eléctricas." *La Vanguardia*, 19 de diciembre.
[<http://www.lavanguardia.com/economia/20131219/54398348086/deficit-tarifario.html>, 13 de diciembre de 2015]
- [12] **Gallego, Victoria.** 2012. "Entiende el mercado eléctrico." El observatorio Crítico de la energía, Work Paper.
- [13] **Joskow.** "California's electricity crisis." NBER Working Paper Series, Vol. 8442, National Bureau of Economic Research.
- [14] **Joskow.** 2006. "Competitive electricity markets and investment in new generating capacity." MIT, *The New Energy Paradigm* (Dieter Helm, Editor), Oxford University Press.
- [15] **Labandeira, Labeaga, López-Otero.** 2012. "Estimation of elasticity price of electricity with incomplete information." *Energy Economics*, Volume 34, Issue 3, Pages 627-633.
- [16] **Llamas, Soriano.** 2014. "La polémica subasta eléctrica anulada por el Gobierno, al descubierto." *Libre Mercado*, 26 de febrero.
[<http://www.libremercado.com/2014-02-16/la-polemica-subasta-electrica>]

anulada-por-el-gobierno-al-descubierto-1276510775, 6 de diciembre de 2015]

- [17] **Llamas, Soriano.** 2014. “La polémica subasta eléctrica anulada por el gobierno, al descubierto.” *Libre Mercado*, 16 de febrero.
[<http://www.libremercado.com/2014-02-16/la-polemica-subasta-electrica-anulada-por-el-gobierno-al-descubierto-1276510775/>, 14 de setiembre de 2015]
- [18] **Monforte.** 2016. “El precio del “pool” eléctrico subió un 19%, pese a la caída del crudo.” *Cinco días*, 14 de enero.
[http://cincodias.com/cincodias/2016/01/13/empresas/1452713492_315935.html, 14 de enero]
- [19] **OMEL.** “Resultados Mercado.”
[<http://www.omel.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>, 25 de agosto de 2015]
- [20] **OMIE.** “Mercado electricidad” [<http://www.omie.es/inicio/mercados-y-productos>, 15 de abril de 2015]
- [21] **Proyecto SECH-SPAHOUSEC.** 2011. “Consumo del sector residencial en España. Resumen de información básica.” Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía.
- [22] **Red Eléctrica Española.** “El marco legal estable. Economía del sector eléctrico español 1988-1997.” [www.ree.es/accionistas/pdf/MarcoLegalEstable.pdf, 15 de abril de 2015]
- [23] **Red Eléctrica Española.** “Demanda de energía eléctrica en tiempo real.” [<https://demanda.ree.es/demanda.html>, 5 de enero de 2016]
- [24] **Red Eléctrica Española.** “Informe del Sistema Eléctrico Español 2014.” Informe Completo.



- [25] **Soriano.** 2014. “10 Claves para entender el recibo de la luz.” *Libre Mercado*, 10 de febrero. [<http://www.libremercado.com/2014-02-10/10-claves-para-entender-el-nuevo-recibo-de-la-luz-1276510379/>, 15 de setiembre]
- [26] **Varian.** 2006. “Microeconomía intermedia: Un enfoque actual.” Antonio Bosch editor.
- [27] **Vives.** 2006. “El reto de la competencia en el sector eléctrico.” IESE Business School SP-SP Occasional Paper nº 06/13.