



FACULTAD DE CIENCIAS EMPRESARIALES
ICAICA BUSINESS SCHOOL

EL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA

Autor: Raquel Soto Simó

Director: Cecilio Moral Bello

Madrid
Julio 2016

Raquel
Soto
Simó

EL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA



INDICE

1.	Introducción.....	2
1.1	Objetivo	2
1.2	Metodología.....	2
1.3	Factores clave	3
2	<i>Commodity</i>	5
3	Antecedentes históricos al sector eléctrico actual	6
3.1	Definición de sector eléctrico.....	11
4	Mercado eléctrico en España.....	11
4.1	Estructura del mercado eléctrico	11
4.2	Organismos reguladores del Mercado Eléctrico español.....	14
4.2.1	Descripción de los Organismos Reguladores	14
4.3	Funcionamiento del mercado eléctrico	16
4.3.1	Mercado Mayorista	17
4.3.1.1	Mercado Diario.....	17
4.3.1.2	Mercado Intradía.....	20
4.3.2	Mercado Minorista.....	21
4.4	Mercado a Plazos	25
5	La Factura de electricidad	28
5.1	Costes de transporte y distribución.....	29

5.2	La Moratoria Nuclear	29
5.3	El Déficit Tarifario.....	30
5.4	La Prima a las Renovables.....	32
5.5	Financiación del Operador y del Sistema.....	32
5.6	Extras Peninsulares	33
5.7	Otros costes	33
6	Principales Normas Internacionales de Información Financiera utilizadas en Endesa e Iberdrola.....	34
6.1	NIIF aplicadas por Iberdrola y Endesa.....	35
6.2	Nuevas normas NIIF aplicables en ejercicios posteriores	38
7	Conclusión	39
8	Bibliografía.....	42
9	Anexos	44

1. Introducción

1.1 Objetivo

El objetivo principal de este trabajo consiste en realizar un análisis detallado sobre el sector eléctrico español.

Las motivaciones principales para realizar dicho trabajo Final de Máster vienen fundamentadas por las siguientes razones:

Por una parte, parece existir un cierto desconocimiento tanto sobre los costes directos e indirectos que componen la factura de la luz como en el funcionamiento del sector, ya que se considera junto con el sector petrolero, un sector de complejo funcionamiento y comprensión.

Por otra parte, porque puede ser interesante analizar la causa de que el precio de la energía eléctrica en España sea de los más altos de la zona euro, provocando pagos de facturas de la luz muy elevados dentro de los presupuestos de las familias y en su consecuencia, generando pobreza eléctrica.

Para realizar un estudio razonable y llegar a una conclusión fundamentada es imprescindible realizar un estudio de cada una de las partes intervinientes de este sector. Estos intervinientes son los organismos reguladores, los mercados, los agentes, las actividades y las sociedades partícipes.

Dicho análisis será el objetivo del presente trabajo.

1.2 Metodología

La electricidad, es una “*commodity*” (en el apartado 2 explicamos el significado de este término en inglés) así que, para comprender el comportamiento de una “*commodity*” en general, la metodología principal utilizada será el estudio de revisión bibliográfica de artículos o libros financieros que versan sobre *commodities*.

En cuanto al análisis de la evolución de precio de la electricidad en los últimos años se van a revisar mediante un análisis empírico la información que proporcionan diferentes organismos oficiales como son el mercado diario de electricidad (OMIE), el Instituto Nacional de Estadística (INE), la Oficina Oficial Europea de Estadística (EUROSTAT), el

Ministerio de Industria, Energía y Turismo y de las empresas más relevantes en el sector eléctrico, Iberdrola y Endesa. También se utilizarán documentos oficiales de estas fuentes para analizar el funcionamiento de los mercados eléctricos del sistema español.

Para desarrollar la investigación de Iberdrola y Endesa, empresas materia de estudio de este trabajo, se utilizará como metodología la revisión de los estados financieros consolidados de cada una de ellas publicados en la página oficial de la CNMV sobre los últimos ejercicios contables.

Finalmente, para apoyar al estudio de la Normas Internaciones de Información Financiera (NIIF), las metodologías utilizadas serán tanto de revisión bibliográfica de libros basados en contabilidad financiera internacional como el análisis del informe de las cuentas anuales de Iberdrola y Endesa.

1.3 Factores clave

El primer factor más importante objeto de analizar es la materia que se comercializa en el mercado eléctrico, es decir, la *“commodity”* eléctrica. El concepto *“commodity”* se explicará en el epígrafe 2.

Según los últimos estudios de la Oficina Europea de Estadística, el EUROSTAT, los precios de la electricidad han sufrido un incremento desde 2008 hasta 2015 en promedio en los 28 Estados Miembros de la Unión Europea de un 31,77%. Sin embargo, si se analizan algunos de estos estados de forma individual, se obtiene que la variación que ha sufrido España es de 69,03%, respecto a nuestros países vecinos Francia un 33,88% y Portugal un 53,78%. Por lo tanto, la alteración del precio de la electricidad en España es más agresiva que en el resto de los 28 Estados Miembros de la Unión Europea.

Dichas variaciones comentadas en el párrafo anterior, han influenciado de manera directa o indirecta en la factura de la luz de los hogares provocando un incentivo de pobreza eléctrica en gran parte de la población española. Por eso, es preciso estudiar el comportamiento de dicha *“commodity”* y su manera de comercializarse.

El segundo factor de estudio del presente trabajo es el comportamiento del mercado donde se tasa el precio de la electricidad. El mercado eléctrico en España está formado por tres mercados donde se negocian tanto la compra como la venta de la energía

eléctrica que posteriormente será distribuida en el sistema español. Dichos mercados surgieron como consecuencia de la liberación del sector eléctrico en 1997, el cual también será materia de estudio para entender el origen y la evolución del sector a lo largo de la historia.

El primer mercado materia de estudio es el mercado mayorista, que está formado por el mercado diario o “*pool*” eléctrico y el mercado intradiario. En estos mercados se fija el precio de la electricidad para cada hora del día según la cantidad demandada.

- En el mercado diario o “*pool*” eléctrico, se realizan las transacciones de oferta-demanda a través de subastas de tipo marginal, que corresponden a la producción y suministro de electricidad del día siguiente. El precio se fija por subasta marginal y, por lo tanto, las ofertas se ordenan de menor a mayor precio y la última central ofertada seleccionada para cubrir la demanda es la que establece el precio que se pagará a las demás centrales.
- El mercado intradiario sirve de apoyo al mercado diario. Es decir, si una vez realizadas las operaciones en el mercado diario se necesita realizar un ajuste en la oferta y en la demanda, dicho mercado se encarga de efectuar las operaciones correspondientes.

El segundo mercado es el mercado minorista. En este mercado se ponen en contacto directamente las pequeñas empresas generadoras con pequeños consumidores como pueden ser los usuarios domésticos.

Finalmente, el tercer mercado, es el mercado a plazos o mercado forward. En este mercado, los intervinientes del sector eléctrico, pueden negociar hoy t , el precio de la electricidad cuyo intercambio se realizará en el futuro (semanas, meses, años) $t+1$, siempre que hayan pasado dos días.

En cuanto a los organismos encargados de la gestión económica y técnica de este sector son la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad (OMEL) y Red Eléctrica España, respectivamente, que también serán materia de estudio en este trabajo.

Ahora bien, una vez analizados los métodos de fijación del precio de la energía eléctrica señalado anteriormente, se realizará un análisis de los componentes de la factura de la electricidad. Es importante tener en cuenta que el importe final de la factura está formado por el precio de la electricidad (su coste) que se fija en los mercados comentados

anteriormente y otros costes llamados peajes de acceso o tarifas de acceso. Dichos peajes son el transporte y la distribución, el déficit de tarifa, la moratoria nuclear y las primas peninsulares entre otros. Estos son los principales elementos que provocan que aumente el importe total en la tarifa eléctrica.

Finalmente, para completar el objetivo del tema en cuestión considero adecuado desarrollar un análisis de los aspectos principales de los estados financieros consolidados de las dos principales empresas del sector, Iberdrola y Endesa. Dado que estos estados financieros consolidados se preparan de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), se prestará atención a aquellas normas que tienen más incidencia en las empresas del sector eléctrico.

Así pues, el objetivo de este trabajo fin de máster es describir, analizar y explicar el funcionamiento del sector eléctrico español, con la finalidad de encontrar las razones por las cuales se producen variaciones en el precio de la electricidad.

2. Commodity

En este apartado se va a proceder a definir brevemente el concepto “*commodity*”, ya que consideramos relevante analizar tanto su significado como su funcionalidad en los mercados, antes de entrar en materia de estudio del presente trabajo.

En primer lugar, indicar que “*commodity*” es un término inglés cuya traducción al castellano es “*producto, mercancía o materia prima*”. Ahora bien, ¿qué significado tiene este concepto en el ámbito económico-financiero? Se entiende por “*commodity*” aquel “*bien que es producido en masa por el hombre o del cual existen enormes cantidades disponibles en la naturaleza, que tiene valor o utilidad y un muy bajo nivel de diferenciación o especialización*”¹ Ejemplos de “*commodities*” tradicionales son el trigo, el algodón o el cacao entre otros. Cada uno de ellos son bienes universales ya que, apenas existen diferencias según su origen geográfico. Ahora bien, para que un bien se considere “*commodity*” tiene que tener utilidad y valor. En cuanto a utilidad se refiere a que vaya a cubrir una necesidad social y en cuanto a valor se refiere a que la “*commodity*” pueda ser representada por un precio o, en otras palabras, tenga validez económica. Sin embargo,

¹ (Castelo Montero, 2003)

aunque con el agua del mar, el sol o el viento se pueda obtener rendimiento, porque con estas materias se pueden producir bienes como energía eléctrica, salvo en casos puntuales, al ser gratuitos carecen de valor y utilidad, por tanto, no se consideran “*commodity*”.

Además, en el ámbito de las finanzas, al igual que existen mercados de renta fija, de renta variable, de divisas o alternativos, también se han desarrollado mercados de *commodities* en todo el mundo como una fuente alternativa de inversión. Estos “*son mercados en los que se compran y venden productos como maíz, gas natural, petróleo, aluminio, oro, etc., en el que cada producto tiene su propio mercado en los que intervienen compradores y vendedores*”². Los mercados están constituidos según el tipo de bien y pueden negociarse de forma individual en una bolsa como el Mercado de Futuros del Aceite de Oliva (MFAO) en España, o por agrupación de productos como el mercado Chicago Board of Trade donde se negocian el trigo, maíz y la soja.

Una vez explicadas las condiciones para que un bien o producto se considere “*commodity*”, se llega a la conclusión de que la electricidad es una de ellas por el mero hecho de tener valor económico y utilidad social y porque se negocia en un mercado regulado. Dicho mercado es el Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL), que engloba España y Portugal sin tener en cuenta las Islas Baleares y las Islas Canarias.

2 Antecedentes históricos al sector eléctrico actual

Una vez analizado el concepto “*commodity*” en el apartado anterior, en el presente capítulo se va a introducir el origen y la evolución del sector eléctrico.

Como toda cronología, la historia del sector eléctrico no deja de ser un conjunto de anécdotas, cambios y regulaciones que los intervinientes de este sector han ido dando forma desde finales del siglo XIX hasta nuestros días.

Todo comenzó en el año 1852 donde un farmacéutico barcelonense iluminó su establecimiento mediante un sistema de invención propia. A raíz de este acontecimiento histórico, se realizaron varias pruebas de alumbrado en edificios públicos como el

² (Lawson, 2011)

Congreso de los Diputados de Barcelona. De este modo se empezaron a protagonizar las primeras apariciones prácticas de alumbrado eléctrico de la historia eléctrica en España. Estos hechos históricos despertaron el sentimiento de experimentación e innovación sobre la electricidad en España. Tras una época dedicada a la investigación y desarrollo de dicha “*commodity*”, se fundó la primera empresa de electricidad, la Sociedad Española de Electricidad en Barcelona en 1881.

Ahora bien, para expandir correctamente el alumbrado eléctrico, tanto en los hogares como en las empresas privadas y edificios públicos, el Gobierno publicó varias leyes para regularan este tipo de actividad.

De esta manera, con todos los acontecimientos históricos contados hasta ahora, se podría decir que nace el sector eléctrico en España como conjunto de empresas y regulaciones del Gobierno que permiten cubrir la necesidad de demanda de electricidad a la población española. Por lo tanto, se podría decir que el sector eléctrico tiene poco más de cien años.

En el umbral del siglo XX la industria eléctrica se había extendido por todo el país. Se realizaron inversiones a gran escala para la construcción de hidroeléctricas y otro tipo de centrales eléctricas. En menos de treinta años el sector en su conjunto multiplicó con creces la capacidad eléctrica y las cinco mayores empresas, acabaron controlando la mitad de la potencia instalada en España, creándose así, un sector oligopolístico.

Ahora bien, con la llegada de la Guerra Civil en 1936, la expansión del sector eléctrico se paralizó debido al colapso económico-financiero a nivel mundial. En los años de la postguerra, la situación no mejoró rápidamente ya que el déficit que sufría nuestro país impedía abastecer la demanda eléctrica y el desarrollo de obras del sector. Sin embargo, como vía de solución para mejorar la situación, se creó la Asociación Española de la Industria Eléctrica, UNESA en 1944, que actualmente está formada por las principales empresas del sector eléctrico como son Iberdrola y Endesa entre otras. El objetivo principal de UNESA era unificar el Sistema Eléctrico Nacional. Para ello trataba de conectar los sistemas eléctricos de cada región con las centrales eléctricas para completar el sistema de transporte de energía. Es por ello que UNESA determinaba las

centrales que tenían que funcionar para cubrir las necesidades de demanda eléctrica de los usuarios españoles.

Además, para superar la recesión económica provocada por la Guerra Civil y solucionar la demanda eléctrica se estableció un nuevo sistema de tarifas en 1953 que tenía como fin unificar el precio de la electricidad. Es decir, el Gobierno y las eléctricas negociaban un único precio de electricidad. Este sistema impulsó la construcción excesiva de centrales eléctricas que acabaron provocando en los años ochenta una elevada capacidad ociosa de energía, que dio lugar a situaciones complicadas tanto estructuralmente como económico-financieras en la mayoría de las empresas energéticas españolas. Esta crisis sectorial se debió principalmente a los siguientes problemas:

- a. Elevado endeudamiento por el exceso de inversiones realizadas en la construcción de centrales eléctricas.
- b. Dificultad de financiación para las empresas por los altos costes financieros, ya que la devaluación del dólar en aquella época provocó un incremento de los tipos de interés.
- c. Reducción de los ingresos en las energéticas debido a la falta de demanda eléctrica.

Así pues, debido a estas incidencias, el Gobierno estableció un nuevo sistema que regulara el cálculo de la tarifa eléctrica en España, con la intención de conseguir la transparencia y la estabilidad del sector y disminuir la inestabilidad financiera. Este sistema de cálculo de tarifa, es conocido como Marco Legal y Estable cuyo objetivo base marcado por el decreto Real Decreto 1538/1987 era *“proporcionar un marco de referencia estable referido al sistema de ingresos de las Empresas que suministran energía eléctrica y especialmente de un componente básico de este sistema, la determinación de la tarifa eléctrica en condiciones de mínimo coste, posibilitando así la prestación del servicio en condiciones económicas adecuadas para los abonados finales”*³. Por lo tanto, el Marco Legal y Estable no solo establecía estabilidad en la tarifa eléctrica, sino que también velaba por recuperar las inversiones que se habían realizado en el pasado en

³ (Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las Empresas gestoras del servicio)

centrales eléctricas. De esta manera se pretendía fomentar la eficiencia de la gestión de las empresas que participan en el sector y disminuir la ineficiencia del sistema.

Como se ha señalado hasta ahora, uno de los puntos más relevantes del sector es el mecanismo del cálculo de la tarifa eléctrica que según establece el Real Decreto Ley 1538/1987 se fijaba *“por aplicación del sistema de ingresos y costes estándares establecidos en el presente Real Decreto”*³. En otras palabras, consistía en la captación de ingresos recaudados a través de la facturación de los consumidores de electricidad del sistema español que sean suficientes para cubrir los costes estándares. Estas retribuciones las reconocía el Ministerio de Industria a las empresas productoras de energía eléctrica mediante unos costes llamados Costes Estándar. Estos costes pueden ser costes de operación y mantenimiento de las instalaciones, costes de inversión o de distribución entre otros. Gracias a la recaudación por parte del Gobierno a los ciudadanos para cubrir estos costes, la mayoría de las empresas del sector pudieron amortizar sus inversiones y consiguieron ser más eficientes.

Además, es importante señalar que las actividades que se desarrollan en el sector eléctrico son: la generación de electricidad, el transporte, la distribución y la comercialización. Todas ellas tenían un coste y estaban reguladas bajo el Marco Legal y Estable. En la actualidad, estas cinco actividades están reguladas de otra manera (se explicará en el epígrafe 4.)

En cuanto al transporte, es importante señalar que hasta mitad de los años 80 existieron varias compañías que transportaban electricidad a cada región, pero en 1985 con la Ley 49/1984, de 26 de diciembre con el fin de mejorar la eficiencia del sector se decidió crear una única empresa de transmisión de energía. La presente compañía recibe el nombre de Red Eléctrica y según su página oficial *“fue la primera empresa del mundo dedicada en exclusividad al transporte y operación del sistema eléctrico”*⁴.

El proceso de distribución, administrado por empresas privadas a las que se les establecieron una serie de costes que según el Real Decreto Ley 1538/1997 *“se determinarán estandarizando éstos por conceptos tales como unidad de potencia contratada, unidad de energía que se prevea suministrar, número de abonados y niveles*

⁴ (Red Eléctrica de España)

de tensión, de modo que sea posible la recuperación del valor estándar de las inversiones realizadas en activos de distribución y se atiendan los costes de explotación y los de gestión comercial”³ y “el Ministerio de Industria y Energía, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, determinará los costes estándares de distribución así como el procedimiento para la actualización anual de estos costes”³.

La comercialización es el proceso por el cual las empresas comercializadoras acceden a las redes de transporte o distribución con el fin de vender posteriormente la energía eléctrica al consumidor final⁵.

Por lo tanto, la composición de los costes de la tarifa se desglosaba por los siguientes:

- Costes Estándar que eran fijados por el Ministerio
- Costes de recargo como son los costes de investigación y desarrollo o costes contingentes.
- Costes procedentes de las desviaciones de la tarifa eléctrica es otro concepto a tener en cuenta. Como los ingresos por la venta de energía eléctrica de las compañías se basaban en previsiones podían existir fallos en las predicciones. Por lo tanto, para corregir estos defectos la Ley 1538/1987 establece que *“la corrección de desviaciones consistirá en un porcentaje de la diferencia entre el ingreso previsto y el ingreso revisado del sector, siempre que esta diferencia responda a desviaciones en parámetros identificables y no obedezca a desviaciones en la hidraulicidad”⁶*³ y que *“la corrección de desviaciones será considerada en los ejercicios inmediatamente posteriores a no ser que, por las características de estas desviaciones, sea conveniente su consideración en el ejercicio en que se produzcan”³.*

De esta manera, para calcular la tarifa se realiza un sumatorio de los costes estándar comentados hasta ahora, teniendo en cuenta los ingresos que los minoran y, la demanda obtenida se dividía entre la demanda prevista para ese año, consiguiéndose así que las eléctricas cubrieran los costes reconocidos³.

Hasta 1998, la actividad del sector estaba concentrada por un conjunto de empresas que monopolizaban distintas áreas españolas. Con el fin de evitar estos hechos, el sector ha

⁵ (Página Web Oficial: Ministerio de Industria, Energía y Turismo)

⁶ Hidraulicidad: Disponibilidad de recurso hidráulico para la generación de energía eléctrica.

sufrido constantes cambios desde el año 1998 hasta nuestros días. Gracias a la Ley 54/1997 de 27 de noviembre se inició el proceso de liberación con el fin de que los consumidores finales puedan elegir entre las empresas eléctricas del mercado y la tarifa que más se ajuste a sus necesidades. Sin embargo, la norma básica que en la actualidad regula la estabilidad del sector es la Ley 23/2013 de 26 de diciembre.

2.1 Definición del sector eléctrico

El sector eléctrico es un sistema de empresas, mercados y organismos que hacen posible la disposición de electricidad en el día a día tanto de los usuarios. Además, es un sector diferente a los demás por las siguientes razones:

- Está obligado a facilitar suministro a clientes no rentables.
- Es un sector que varía según la estacionalidad. La demanda varía en función de la época del año.
- No existe diferencia de calidad en el producto en función del proveedor
- La electricidad no se puede almacenar y, por tanto, la oferta tiene que ajustarse exactamente a la demanda. Al no poder almacenarse tenemos que ser conscientes de que cada vez que se enciende un interruptor estamos poniendo en marcha una central.
- Existe elevado impacto en la climatología y en el medio ambiente.

3 Mercado eléctrico en España

En el presente capítulo se va a explicar el funcionamiento del mercado eléctrico español, cuáles son las actividades que permiten hacer llegar la energía eléctrica a los usuarios y los agentes que regulan y determinan su funcionamiento.

3.1 Estructura del mercado eléctrico

Como se ha señalado en el epígrafe 3, en el año 1997 se liberalizó el mercado del sector eléctrico. En su consecuencia, quedaron divididas las cuatro actividades principales del sector, en reguladas y no reguladas por el Estado.

- Las actividades reguladas son el transporte y la distribución que según la ley 54/1997 *“el transporte y la distribución se liberalizan a través de la generalización del acceso de terceros a las redes”*⁷.
- Actividades no reguladas son la generación y la comercialización. En cuanto a la generación de electricidad la ley 54/1997 establece que *“la generación de energía eléctrica, se reconoce el derecho a la libre instalación y se organiza su funcionamiento bajo el principio de libre competencia”*⁷ y para la comercialización *“se establece un período transitorio para que el proceso de liberalización de la comercialización de la energía eléctrica se desarrolle progresivamente, de forma que la libertad de elección llegue a ser una realidad para todos los consumidores en un plazo de diez años”*⁷. Ahora bien, aunque estas actividades estén liberalizadas de regulación estatal, esto no quiere decir que no exista supervisión para poder operar en el mercado.

Una vez analizada la situación actual de las actividades del sector, a continuación, se van a explicar en qué consisten, cuáles los agentes más relevantes que participan en el sistema eléctrico y cómo se encargan de gestionar las cuatro principales actividades.

- La generación es aquella actividad que consiste en la producción de energía eléctrica. Esta actividad se puede realizar mediante productores de régimen ordinario y productores de régimen especial. Los de régimen ordinario son aquellos que generan energía eléctrica de fuentes no renovables. Sin embargo, los de régimen especial son aquellos que utilizan energías de origen renovable, de cogeneración o auto productores de energía, siempre que su potencia instalada no supere los 50MW. Actualmente, las principales empresas generadoras de electricidad con mayor cuota de mercado son Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa, Viesgo y EDP. Todas ellas están asociadas a La Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA.)⁸
- El transporte como se ha señalado en el epígrafe 3 es llevado a cabo por la compañía Red Eléctrica España y su función es recoger la electricidad que se genera en las centrales y llevarla hasta las grandes industrias que tienen conexión directa a la red de transporte o hasta los puntos de distribución para que estos hagan llegar la energía al resto de usuarios.

⁷ (Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico)

⁸ (Página Web Oficial : UNESA)

- La distribución, al igual que el transporte también se ha señalado en el epígrafe 3, se lleva a cabo por empresas privadas como son Iberdrola o Endesa. Su función es recoger la energía eléctrica que la red de transporte lleva hasta los puntos de distribución hasta los puntos de consumo.

A las compañías encargadas de realizar la distribución y el transporte, el estado les atribuye un coste que es recaudado por estas empresas a través de la factura de la luz entre los usuarios.

- La comercialización de energía eléctrica consiste en la venta de energía eléctrica, que se ha comprado anteriormente a las empresas generadoras de electricidad, a los consumidores finales a cambio de un margen de beneficios. Esta actividad, se ha dividido hasta ahora en dos tipos: las comercializadoras libre de mercado y las comercializadoras de la Tarifa de Precio Voluntario del Consumidor (PVC) que desde el año 2014 sustituye a la antigua tarifa conocida como tarifa de Último Recurso (TUR). Se diferencian en que la comercializadora de libre de mercado, como bien indica su nombre, el precio de las tarifas que las empresas comercializadoras emiten a sus clientes es fijado por ellas mismas. Sin embargo, las comercializadoras establecen la tarifa PVC son nombradas por el Gobierno y fijan el precio de la tarifa según el consumo eléctrico de los usuarios. El mecanismo de la tarifa PVC será explicado en el epígrafe 4.3.2.

Los reguladores del sistema eléctrico son principalmente el Gobierno (Ministerio de Industria, Energía y Turismo), la Comisión Nacional de Mercados y Competencia (CNMC), el Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL, véase siguiente apartado) y los operadores del mercado son los organismos de velar por una correcta gestión del sistema eléctrico. Existen dos operadores en el sistema español: La compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad (OMEL) y Red Eléctrica de España (REE.) La OMEL es un organismo que se encarga de regular y gestionar la mecánica de fijación de precio de electricidad en el mercado mayorista. El operador del sistema, Red Eléctrica de España (REE) aparte de transportar la energía como se ha mencionado anteriormente, se encarga de estimar el volumen de electricidad necesario para satisfacer la demanda del sistema eléctrico español, además de velar por la seguridad del suministro que genera el sistema eléctrico español.

3.2 Organismos reguladores del Mercado Eléctrico español

Es importante tener en cuenta antes de proceder a describir el funcionamiento del mercado eléctrico, que el MIBEL es la sociedad de ámbito geográfico del presente mercado que se corresponde a la Península Ibérica (España y Portugal). Por tanto, para los archipiélagos de Baleares y Canarias funciona de otra manera. En el presente apartado descriptivo, se va a basar únicamente en el entorno español y portugués.

En el MIBEL operan la sociedad española OMIE que se encarga del mercado diario o mercado spot y la sociedad portuguesa OMIP que se encarga del mercado a plazo. Ambos mercados son materia de estudio en el presente apartado. Tanto OMIE como OMIP están participadas en un 50% por OMEL que ha pasado a convertirse en Sociedad holding.

3.2.1 Descripción de los Organismos Reguladores

Como bien se ha señalado anteriormente, el mercado eléctrico del presente apartado es conocido como aquel lugar o plataforma informática en el que se realizan todas las operaciones económico-financieras que tengan que ver con la fijación del precio de la electricidad en España y Portugal. Dicho mercado es actualmente conocido como el Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL) y es *“el resultado de la cooperación entre los gobiernos de Portugal y España con el objetivo de promover la integración de los sistemas eléctricos de ambos países”*⁹. El desarrollo de este mercado comenzó en 1998 paralelamente con la liberalización del sector eléctrico por parte de los gobiernos de España y Portugal *“con la expectativa de que dicha operación redundaría en beneficio de los consumidores de ambos países dentro de un marco de referencia para facilitar el acceso a todas las partes interesadas de conformidad con los términos de la igualdad, la transparencia y la objetividad”*¹⁰. Sin embargo, tras varios intentos de negociación para sincronizar el reglamento y las normas entre España y Portugal, MIBEL no funcionó hasta el 1 de junio de 2007. Desde su fundación hasta la actualidad, MIBEL es una figura muy importante en el sector eléctrico porque permite que los consumidores españoles de la península y los portugueses puedan comprar energía a cualquier agente que participe tanto en España como en Portugal. De esta manera, todos los participantes disponen de libre acceso al mercado, en igualdad de condiciones, promoviendo así, la libre

⁹ (Página Web Oficial : MIBEL)

competencia, la eficiencia económica en las empresas y la existencia de un precio de referencia único para toda la Península Ibérica¹⁰.

Tal y como se ha citado anteriormente, OMIE es una sociedad española que inició su actividad en entorno español en 1998 pero al igual que sucede con MIBEL, en 2007 comenzó a operar para el mercado ibérico que corresponde tanto a España como a Portugal. Su razón de ser es la gestión del mercado spot o al contado de la electricidad en la Península Ibérica. OMIE es una plataforma informática donde los agentes que operan en el sector pueden comprar y vender electricidad a un precio justo y público. Por otro lado, es importante nombrar que OMIE está formado por dos mercados que son materia de estudio en el epígrafe 4.3, el mercado diario y el intradiario respectivamente.

En cuanto al Mercado Ibérico-Polo Portugués, S.A. (OMIP), se creó en el año 2003 y como se especifica en su página web es un mercado de futuros el cual también es gestionado por el Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL.) Entre los productos que se negocian en este mercado están los *swaps*¹¹ y los *forwards*¹² cuyo subyacente es el precio de la electricidad generada tanto en España como en Portugal. Debido a la comercialización de estos instrumentos financieros, la OMIP se convierte en un punto de referencia de precios de la electricidad entre los inversores españoles y portugueses. OMIP es un punto de apoyo en el proceso de liberalización del sector eléctrico¹².

La sociedad Compañía Operadora del Mercado de Electricidad, S.A (OMEL) es la figura del operador del mercado eléctrico que como bien dice el art.33 de la Ley 54/1997, de 27 noviembre del Sector Eléctrico es *“responsable de la gestión económica del sistema, asume la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en los términos que reglamentariamente se establezcan. El operador del mercado ejercerá sus funciones respetando los principios de transparencia, objetividad e independencia, bajo el seguimiento y control del Comité de Agentes del Mercado”*⁷. Ahora bien, desde que se estableció la presente ley hasta el 30 de junio de 2004, cambió su nombre de compañía por el de Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A (OMIE.) Sin

¹⁰ (Página Web Oficial: OMIP, The Iberian Energy Derivatives Exchange)

¹¹ Swap: Es un contrato por el cual dos partes se comprometen a intercambiar en el futuro una cantidad de dinero.

¹² Forward: Es un contrato a plazo entre dos partes en el que se comprometen a realizar en el futuro una operación de compraventa de un bien, a un precio determinado hoy.

embargo, en junio de 2009 la Comisión Nacional del Mercado de Valores (C.N.M.V) concedió a la OMIE la condición de Agencia de Valores.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), es la entidad encargada de regular el mercado eléctrico y el mercado de hidrocarburos de España, velando así por la transparencia¹³.

3.3 Funcionamiento del mercado eléctrico

En este apartado se va a explicar el funcionamiento del mercado eléctrico para entender cómo se establece el precio de la electricidad. Existen tres tipos de mercados en el sector eléctrico español, el mercado mayorista o *pool* eléctrico, el mercado minorista y el mercado de futuros o mercado forward.

En España las instalaciones de generación en régimen ordinario, a no ser que hayan firmado contratos bilaterales fuera del mercado, venden su energía al pool o mercado mayorista de la electricidad. Por tanto, en este mercado participan los generadores de electricidad que venden su producto a los agentes distribuidores, transportadores y comercializadores. Es un mercado compuesto de dos mercados; mercado diario y mercado intradiario. Además, como se ha mencionado en el epígrafe 4.2.1, el responsable de su funcionamiento es el Operador del Mercado Eléctrico (OMEL)

El mercado minorista, tal y como se ha señalado anteriormente en el epígrafe 1.3, es aquel que pone en contacto a pequeñas empresas generadoras con pequeños consumidores como pueden ser los consumidores domésticos y es supervisado por la Comisión Nacional de Mercado y Competencia (CNMC.)

Finalmente, el mercado de futuros o mercado forward, también es mencionado en el epígrafe 1.3. En este mercado, el precio se determina en el momento de la negociación (t) pero su intercambio tiene lugar en $t+n$, siempre que el plazo sea superior a dos días. Este mercado, al igual que el mercado minorista, es supervisado por la Comisión Nacional de Mercado y Competencia (CNMC).

¹³ Página Web Oficial de la CNMC <https://www.cnmc.es>

3.3.1 Mercado Mayorista

En este epígrafe se procede a realizar una descripción de la composición y el funcionamiento del mercado mayorista.

Como se ha mencionado anteriormente, la OMIE dirige este mercado en toda la Península Ibérica (España y Portugal.) Es un mercado que permite comprar y vender electricidad entre los agentes, pero, se diferencia del resto en que en el mismo funcionan dos mercados, el diario y el intradiario respectivamente, tal y como se ha señalado hasta ahora.

3.3.1.1 Mercado Diario

En el mercado diario, tal y como establece la OMIE, en la Unión Europea el precio de la electricidad se acuerda a las 12:00 horas del mediodía de cada día del año, para las veinticuatro horas del día siguiente, siendo Red Eléctrica de España (REE) quien determina la producción necesaria para cada hora del día. En la mayoría de los mercados, el precio y el volumen de un bien se fija cruzando oferta y demanda, sin embargo, este mercado utiliza un sistema de subastas de tipo marginal que es controlado y gestionado por la UE para todos los mercados eléctricos europeos en base al *algoritmo EUPHEMIA*¹⁴. Francia, Reino Unido y Alemania son algunos de los países de la Unión Europea que utilizan este método¹².

El sistema de subasta, comienza todos los días realizando una oferta de producción antes de las 12:00 horas para cada hora del día siguiente (24 ofertas). Esto quiere decir que para cada hora del día siguiente se realiza una subasta y, en consecuencia, se fija un precio diferente para cada hora del día siguiente¹⁵. A las 12:00 horas, la operadora del mercado eléctrico al por mayor (OMIE) empieza su actividad, ordenando las ofertas y las demandas que ha ido recibiendo de los agentes partícipes.

La curva de la oferta la constituyen las generadoras de electricidad que desean vender una cantidad de energía eléctrica a un precio determinado. Estos vendedores se encargan

¹⁴ Algoritmo EUPHEMIA: Es un conjunto de reglas e instrucciones definidas que forman un sistema que, según la OMIE, permite calcular el precio de la electricidad de manera eficiente, común y sincronizada con los demás mercados eléctricos de la UE.

¹⁵ (Agosti et 2007)

de comunicar sus pujas a la operadora del mercado y esta las incluye en su sistema interno para que participen en la subasta.

La curva de la demanda la constituyen los compradores que realizan sus peticiones de electricidad por cantidades a un precio determinado. Estos son los comercializadores de energía eléctrica del Sistema Ibérico o consumidores directos. Igual que ocurren con los vendedores de electricidad, los comercializadores o consumidores de la misma comunican sus peticiones a la OMIE y esta se encarga de introducirlas en el sistema de subastas.

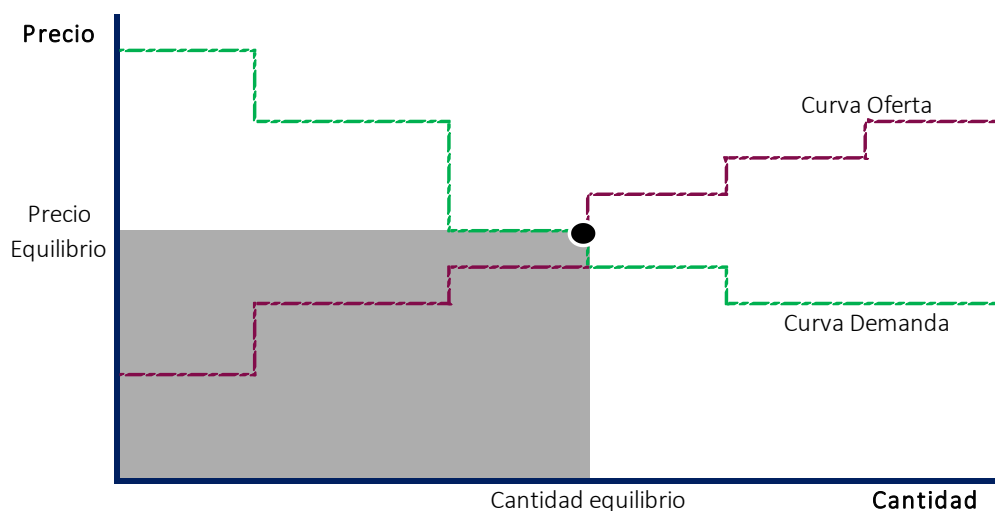
Una vez la OMIE recibe todas las ofertas y peticiones de energía, se encarga de ordenarlas para obtener las curvas correspondientes de oferta y de demanda y así poder determinar el precio marginal.

Como se observa en la Figura 1 que se muestra a continuación, las curvas de demanda y de oferta se ordenan en sentido descendente y ascendente respectivamente. El punto donde el precio-cantidad por parte de los vendedores y comercializadores se cruza, es el punto de equilibrio o precio marginal. Este precio es el mínimo que aceptan los generadores de electricidad. De este modo, todas las peticiones de oferta que se realicen en la zona sombreada de calor gris que se muestra en la Figura 1 serán adjudicadas al precio marginal, con una misma remuneración de €/MWh¹⁶. Este sistema marginal de

¹⁶ €/MWh : Medida que se utiliza para estimar el precio-cantidad de la energía eléctrica.

subastas como se ha mencionado anteriormente es establecido por la UE, en base al *algoritmo EUPHEMIA*.

FIGURA 1. Representación Gráfica: Mercado Diario



Fuente: *Elaboración Propia*

Ahora bien, a veces surgen ineficiencias de demanda y oferta que provocan que se realicen una serie de modificaciones en las curvas. En cuanto a la demanda puede ocurrir que se sobrepase la capacidad demandada de energía eléctrica entre ambos países. Dicho con otras palabras, la curva de la demanda se desplaza hacia la derecha. En cuanto a la oferta, esta puede verse condicionada por varias causas como por ejemplo ingresos mínimos que provocan que la curva de la oferta se desplace hacia la izquierda. Según la OMIE cuando ocurren este tipo de incidencias en el mercado, la fijación del precio “se ejecuta de manera separada de tal forma que aparece una diferencia de precios entre ambos países”¹⁷. Este mecanismo de fijación de precios es el “Market Splitting”¹⁸.

Por otro lado, es interesante señalar que la electricidad procedente de algunas energías renovables que se ofertan en este sistema tienen un precio 0. Un ejemplo claro sería la energía solar, ya que como el sol no se puede almacenar y no cuesta nada (el sol es gratuito), a las centrales generadoras de energía solar les es más rentable realizar ofertas realistas de la energía que van a ser capaces de producir, que realizar ofertas que

¹⁷ Página Web Oficial OMIE: <http://www.omie.es>

¹⁸ Market Splitting: Método de resolución de congestiones que requiere la existencia de mercados eléctricos organizados a ambos lados de la línea congestionada.

subestimen estas previsiones. La razón por la cual ponen precio 0 es para asegurarse la venta y recibir posteriormente el precio que se haya determinado en la subasta por otras centrales, que siempre será el precio marginal y, por tanto, mayor que 0. De este modo siempre obtienen beneficio. Además de la energía eléctrica solar, existen otro tipo de energías que también ofertan a precio 0. Un ejemplo sería la eólica, ya que, al igual que el sol el aire no se puede almacenar y tiene coste 0.

3.3.1.2 Mercado Intradía

Muchas veces puede suceder que las centrales encargadas de abastecer la cantidad demandada establecida en el mercado diario, tengan fallos técnicos o de suministro que impidan generar la cantidad de electricidad que se había pactado. Por ejemplo, un generador eólico que había prometido cierta cuantía eléctrica, no pueda abastecerla por insuficiencia de viento. ¿Qué sucede en estos casos? Con el fin de evitar que cierto porcentaje de usuarios se quede sin energía eléctrica nace el mercado intradía como una alternativa para que los agentes puedan adaptarse rápidamente a estos desajustes y abastecer la cantidad demandada.

Como se ha citado anteriormente este mercado es llevado a cabo por la OMIE y al igual que el mercado diario, el sistema de fijación de precios es mediante subasta. Sin embargo, se diferencia del mercado diario en que el intradía se compone de 6 sesiones. En estas 6 sesiones según la OMIE *“podrán presentar ofertas de venta de energía eléctrica todos los agentes habilitados para presentar ofertas de venta de energía eléctrica en el mercado diario y que hubieran participado en la sesión del mercado diario correspondiente o ejecutado un contrato bilateral, o que no hubieran participado por estar indisponibles y quedaran posteriormente disponibles, y aquellos agentes, de entre los habilitados para presentar ofertas de adquisición en el mercado diario que hubieran participado en la sesión del mercado diario correspondiente sobre la que se abra sesión de mercado intradía, o ejecutado un contrato bilateral físico. Los citados agentes sólo podrán participar en el mercado intradía para los periodos horarios de programación que se correspondan con los incluidos en la sesión de mercado diario en la que participaron o no lo hicieron por estar indisponibles”*²¹.

De la misma manera que ocurre en el mercado minorista, los agentes ofertantes y los agentes demandantes realizan sus peticiones al operador del mercado y este es el encargo de gestionarlas y obtener la casación de precio. Sin embargo, en este mercado pueden realizarse dos tipos de casaciones: Casación simple o casación compleja. Se consideran casaciones simples aquellas *“ofertas económicas de energía que los compradores presentan para cada periodo horario de programación y unidad de producción o de adquisición de la que sean titulares con expresión de un precio y de una cantidad de energía”*¹⁹ y se consideran casaciones complejas aquellas que incorporan condiciones complejas como condiciones de horas o energía máxima que puedes emitir. Una vez, obtenidas estas casaciones el operador establece un proceso mediante el cual se determina la capacidad que se abastecerá en el Sistema Ibérico de electricidad, cuyo precio en cada horario programado será el del punto de equilibrio entre oferta y demanda. Además, en este mercado también se puede aplicar el método de *“Market Splitting”* en el caso de saturación interna.²¹

3.3.2 Mercado Minorista

Hasta ahora se ha hablado de los consumidores que acuden al mercado mayorista a comprar electricidad. Estos consumidores son típicamente las comercializadoras de energía eléctrica del Sistema Ibérico. Sin embargo, la finalidad de estas empresas que participan en el mercado minorista es comprar la electricidad que posteriormente será vendida a los pequeños consumidores como por ejemplo son los hogares o las pequeñas empresas. De este modo, los consumidores finales tienen la libertad de elegir la comercializadora que mejor se adapte a sus necesidades. Este proceso de comercialización es el que se realiza en el presente tema de estudio, el mercado minorista.

Este tipo de mercado, como se ha explicado en el epígrafe 4.2 está supervisado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) y en él, los consumidores pueden elegir el tipo de contrato que desean establecer con las comercializadoras. Ahora bien, existen dos tipos de contratos.

¹⁹ (Sabina Scarpellini, 2008)

El primer tipo de contrato es un contrato bilateral entre un consumidor y una de las comercializadoras del mercado. Por ejemplo, un hogar o un pequeño negocio que tiene contratado el suministro eléctrico con Endesa (comercializadora.) En este tipo de contratos las comercializadoras tienen que tener en cuenta la variación de precios diaria que pueda surgir a la hora de comprar en el mercado mayorista. Para ello, deben ser capaces de estimar un precio medio que les permita obtener siempre un margen de beneficio, ya que para el consumidor final que elige este tipo de contrato, desea que el precio de la electricidad sea más o menos constante durante un periodo de tiempo.

El segundo tipo de contrato es el de la Tarifa de Último Recurso (TUR) que actualmente ha sido sustituida por la tarifa conocida como Precio Voluntario al Consumidor (PVC), que es gestionada por la Administración Pública desde el 1 de abril de 2014, tal y como se señala en el epígrafe 4.1. Para este tipo de contrato está establecido por ley que solo pueden acceder al mismo aquellos consumidores que tengan una potencia de energía eléctrica contratada que no sea superior a 10KW. Las comercializadoras que suministran la electricidad para este tipo de tarifa son nombradas por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a su vez, son las cinco compañías que pertenecen al grupo UNESA. Estas son Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa, EDP-HC y E.ON.

Además, según establece el Ministerio de Industria y la Red Eléctrica, el importe total de la factura de aquellos consumidores que se acojan a este contrato está desglosado por el coste de generar la electricidad más el margen de beneficio que obtiene la comercializadora y por una serie de importes (costes regulados e impuestos) fijados por el propio ministerio.

Antes de entrar en materia con lo que corresponde al cálculo de la tarifa PVC, considero importante realizar una breve explicación de cómo se obtenía la tarifa TUR para poder distinguir, posteriormente, las diferencias entre ambas.

El precio de la tarifa TUR era el resultado de las subastas de la Compra de Energía para el Suministro de Último Recurso (CESUR). Este tipo de subasta estaba organizada por el OMIE, donde los ofertantes son los Comercializadores de Último Recurso (CUR), que como se ha citado anteriormente son las compañías que pertenecen al grupo UNESA y, los agentes vendedores son las centrales eléctricas. La cantidad de energía a subastar, la

establecía el Ministerio de Industria, Energía y Turismo en función de la demanda de los CUR.

CESUR era un tipo de subasta que se organizaba en sentido descendente, se regulaba en la Orden ITC 1601/2010 y se realizaba una sesión trimestralmente. El proceso de cada sesión se realizaba a través de una serie de Rondas. Esto quiere decir que, si el resultado final de la primera ronda era satisfactorio, se adjudicaba a los participantes el resultado obtenido. En cambio, si el resultado en la primera ronda no era satisfactorio, estas se repetían varias veces hasta obtener un resultado propicio. En cada Ronda, el administrador de la subasta (OMIE) fijaba el precio de oferta, conocido como Precio Final de la Ronda, para cada tipo de energía eléctrica. Una vez se fijaba el mismo, los vendedores indicaban la cantidad de electricidad que están dispuestos a vender a ese precio. Normalmente, si el precio establecido por la OMIE era muy elevado, la cantidad de vendedores interesados por este precio se acentuaba provocando un exceso de cantidad ofertada. Para evitar esta discrepancia, se abría una nueva Ronda donde la OMIE fijaba un precio inferior al anterior hasta conseguir el punto de equilibrio entre oferta y demanda, conocido como Precio Resultado. Sin embargo, si la suma de las cantidades solicitadas por los vendedores por cada producto coincide o son inferiores a la que ofertaba la OMIE, se cerraba la subasta y el Precio Resultado de cada producto era el mismo para todos los adjudicatarios²⁰.

Ahora bien, la tarifa PVPC como se ha señalado anteriormente es el nuevo mecanismo de fijación de precios que sustituye a las subastas CESUR desde el 1 de abril de 2014 y hace referencia a aquellos consumidores que antiguamente disponían de una tarifa TUR o que, en la actualidad, han querido realizar un contrato con una comercializadora de referencia (COR.) Actualmente, según CHC COR las empresas designadas como COR son Endesa Energía XXI, S.L.U., Iberdrola Comercialización de último Recurso, S.A.U, Gas Natural S.U.R. SDG, S.A, E.ON Comercializadora de último Recurso, S.L.EDP Comercializadora de Último Recurso, S.A.CHC Comercializador de Referencia, S.L.U. , Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A y Teramelcor, S.L.²¹. Sin embargo, a los clientes acogidos al PVPC

²⁰ (OMEL, 2013)

²¹ Página Web Oficial CHC COR: <http://www.chcenergia.es/cor/PVPC.php>

les variará el coste de la factura dependiendo de si disponen un “contador inteligente”²² o no. A aquellos consumidores que dispongan de este tipo de contador, se les facturará según el consumo de cada hora con el precio que se ha establecido el día anterior para cada hora en el mercado diario e intradiario. Por lo contrario, los que no dispongan de este sistema se les facturará en base al consumo promedio que se publica en la Red Eléctrica de España.

Como se ha mencionado, los precios del coste de la electricidad de la tarifa PVPC son diferentes para cada hora del día y el mismo se determinará según haya cotizado en el mercado diario e intradiario gestionado por la OMIE. Los resultados de la cotización del precio de la electricidad para cada hora del día siguiente se podrán comprobar tanto en la página oficial de la OMIE como en la página oficial de la REE diariamente. De este modo, los consumidores podrán gestionar la cantidad de electricidad que van a consumir mañana. Por ejemplo, pueden poner la secadora o la lavadora en el horario que vean que el precio de la electricidad está más barato.

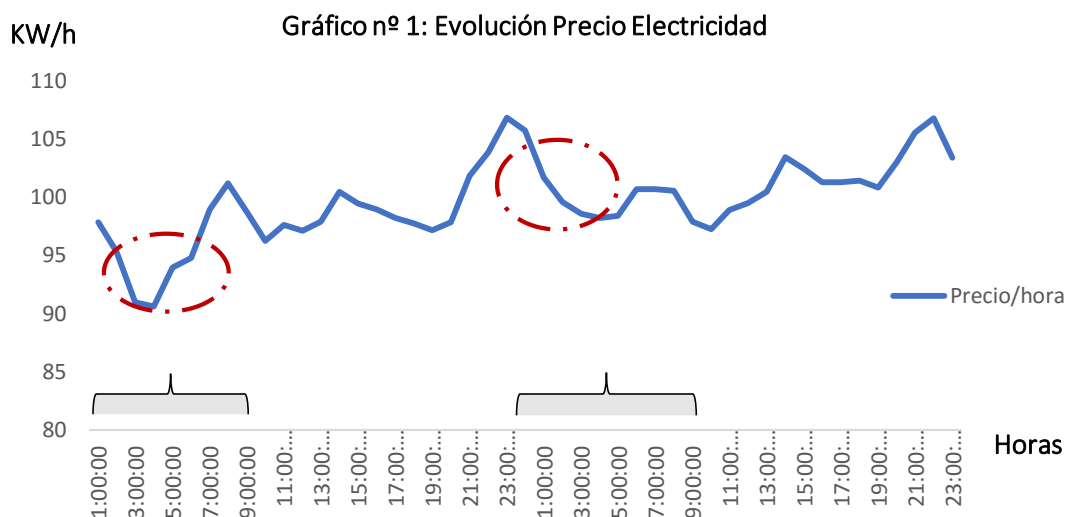
Cuando la demanda de energía es menor, el coste de la electricidad suele ser más barato. Esto ocurre por las noches y los fines de semana, ya que los consumidores que más energía demandan y consumen son las industrias y las empresas. Como la mayoría de estas no funcionan por la noche y los fines de semana, la demanda de energía eléctrica disminuye y como consecuencia, el precio de la misma. Lo contrario sucede entre semana, al haber más demanda por las mañanas y por las tardes debido a las actividades diarias de los consumidores que requieren una mayor generación de electricidad, la demanda aumenta y el precio de la misma también. Sin embargo, a veces puede ocurrir que existan alteraciones en el coste por las condiciones climatológicas. Un ejemplo clave es los días de mucho viento, ya que las generadoras de electricidad eólica al poder ofrecer más cantidad de energía debido al viento, el precio de la misma será más barato²³.

La siguiente imagen que se interpreta en el gráfico nº 1, representa a través de unos datos extraídos del informe diario que cuelga en su página web la REE y la OMIE (ver Anexo I), como varía el precio de la luz en función de las horas del día. En la zona rodeada

22 Contador inteligente: Aparato eléctrico que permite estimar el consumo diario de energía eléctrica de los hogares teniendo en cuenta varias variables como son el precio y el tiempo.

23 Página Web Oficial de Iberdrola: <https://www.iberdrola.es/clientes/comunidades/tarifas-reguladas/precio-voluntario-pequeno-consumidor#en-que-consiste>

de color rojo (horas nocturnas) se observa que, efectivamente tal y como se ha explicado hasta ahora, el precio de la electricidad disminuye en función de la demanda.



Fuente: Elaboración propia y datos de Red Eléctrica de España

3.4 Mercado a Plazos

En este epígrafe se procede a describir brevemente el mercado a plazos de electricidad en España. Existen dos tipos de mercado a plazo en España: Mercados organizados y mercados no organizados. Un mercado organizado es aquel que está regulados por el Gobierno y un mercado no organizado es aquel que no está regulado. En España existe un tipo de mercado organizado conocido como OMIP y varios mercados no organizados que son, el mercado de contratos bilaterales físicos y el mercado financiero *Over the Counter* (OTC)²⁴

Ahora bien, un mercado a plazo de electricidad, es aquel en el que el precio de la electricidad negociada se establece en días, semanas, meses o años antes de su pago en efectivo o de su entrega física. Sin embargo, al fijarse el precio hoy (t_1), puede ocurrir que en el futuro ($t+n$) debido a la volatilidad del mercado mayorista, el precio varíe y el inversor, comercializador de electricidad en este caso, se vea obligado a pagar menor o mayor cuantía por el volumen de electricidad que había demandado en t_1 . Para evitar este riesgo de precio, es decir, que el precio sube o baje los inversores tienen la

²⁴ (Formación de precios en los mercados a plazo de la electricidad, 2008)

posibilidad de cubrirse a través de derivados. Se entiende por derivado a aquel instrumento financiero valorado según el valor de un activo subyacente. Un activo subyacente es el precio de la electricidad en el caso de este trabajo, pero podría ser el precio de una acción o de un bono.

Este tipo de mercados son fundamentales, ya que permiten a los inversores adaptarse a sus necesidades según el perfil de riesgo que tengan, promoviendo así la competencia en el mercado mayorista y minorista y facilitando el proceso de liberalización del sector eléctrico.

Tal y como se establece en su página web oficial el mercado organizado OMIP *“es la bolsa ibérica de derivados de electricidad”*²⁵, lleva funcionando desde junio de 2003 y su *“razón principal para la existencia de contratos de derivados radica en poder satisfacer las necesidades de cobertura de riesgos de variación de precios, siendo natural objetivo de OMIP proporcionar unos instrumentos eficientes para la gestión de dichos riesgos”*²⁷. Este mercado se basa en una plataforma electrónica, donde el precio es fijado a través del proceso de casación de oferta y demanda. Este precio es un precio a plazo, es decir que se hoy (t1) pero el intercambio de electricidad se produce más adelante (t+n) tal y como se ha señalado en los párrafos anteriores.

En cuanto a los mercados no organizados su definición y fijación de precio se establece de la siguiente forma.

El mercado de contratos bilaterales es un tipo de mercado en el que las empresas comercializadoras y consumidores finales se ponen en contacto directamente con los generadores de electricidad y mediante un proceso de negociación privado fijan el volumen y el precio que más se adapta a sus necesidades personales.

En el mercado *over the counter* (OTC) *“los agentes se ponen de acuerdo directamente entre ellos. Es práctica habitual, para facilitar las transacciones, la existencia de brokers o intermediarios que permiten el contacto entre diferentes contrapartes, tanto mediante conversaciones en línea como a través de pantallas de negociación electrónica. En estas pantallas están ordenadas las mejores cotizaciones de compra (bid) y venta (offer) de los*

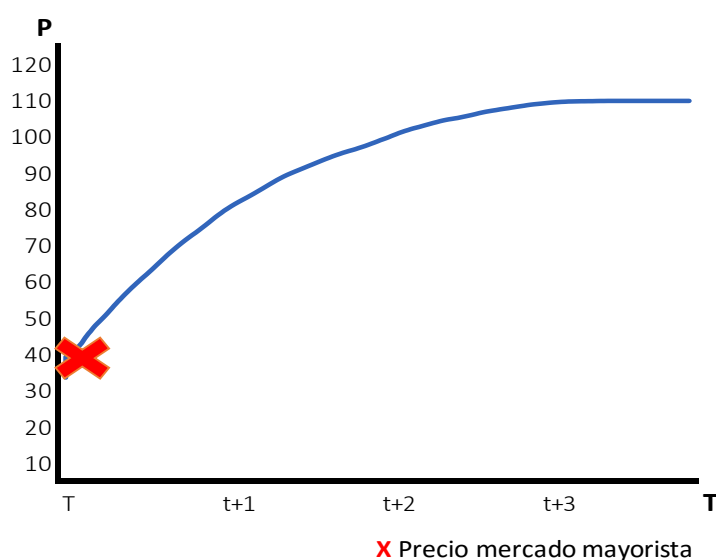
²⁵ (House, s.f.)

diferentes pro-ductos, y las operaciones se pueden cerrar operando directamente sobre la propia pantalla”²⁶. Por tanto, el precio en el mercado OTC se fija mediante negociación entre el ofertante y el demandante, pero teniendo en cuenta la posición del intermediario o *broker* ²⁶. Los productos más típicos negociados en este mercado son los *forwards* y las opciones.

El precio determinado en este tipo de mercados depende de las expectativas que tengan los negociadores sobre la evolución del precio de la electricidad en el futuro. Ahora bien, para poder predecir con más exactitud el comportamiento del mercado existe una curva conocida como curva forward de precios (de electricidad en este caso), que recoge las expectativas de precios de electricidad de los agentes que participan en el mercado. Esta curva se actualiza constantemente porque las expectativas de los partícipes de este mercado, también varían en función del comportamiento del mercado mayorista diario.

Si los agentes participantes del mercado tienen expectativas alcistas, es decir, que el precio de la electricidad va a incrementarse paulatinamente en $t+n$, la curva forward se representaría tal y como se muestra en el gráfico nº2. Esta curva representa los precios por encima del que se ha establecido en el mercado mayorista o mercado pool en t (cruz de color rojo de la gráfica).

Gráfico nº 2. Forward Precio Electricidad. Expectativa Alcista

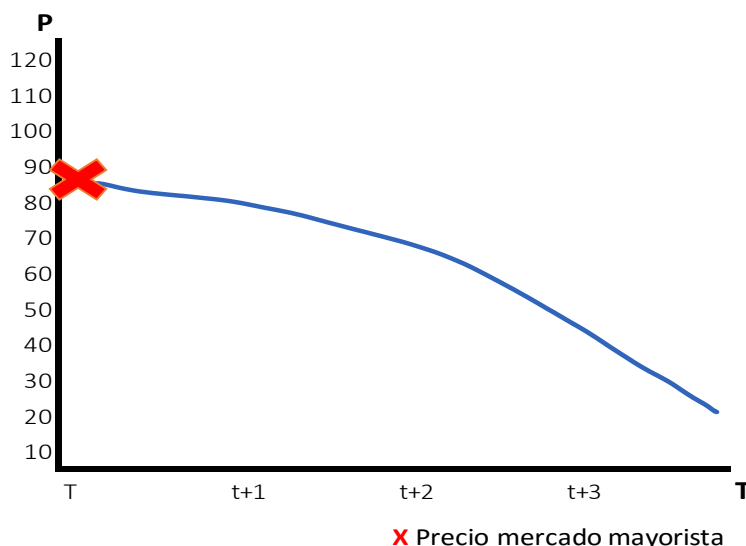


Fuente: Elaboración propia

²⁶ (Sáiz Chicharro, García Rodríguez, & Nogales Bacerra, 2010)

Lo contrario puede suceder si los participantes del mercado tienen una expectativa bajista de los precios. La curva forward (gráfico nº3), tendrá una pendiente negativa. Los precios de $t+n$ serán inferiores al precio fijado en el mercado mayorista en t (cruz de color rojo de la gráfica).

Gráfico nº3. Forward Precio Electricidad. Expectativa bajista



Fuente: *Elaboración propia*

4 La Factura eléctrica

En este epígrafe se procede a explicar el desglose del precio total que los hogares y las industrias pagan por el consumo de energía eléctrica.

Hasta ahora, se ha explicado cómo se obtiene el precio de la *commodity* del presente trabajo, sin embargo, es importante señalar que este no es el precio total del recibo de la electricidad, si no que a éste se le añaden una serie de costes que provocan que el importe total de la factura varíe de forma significativa. Por tanto, este importe se desglosa en dos tipos de costes: Coste de energía eléctrica más el margen de beneficio que recibe la comercializadora y los peajes de acceso (otros costes e impuestos.)

1. La primera parte, establece la cantidad que el consumidor debería de pagar según lo que ha consumido por los precios que se han establecido en el mercado diario (precio para cada hora del día) explicado en el epígrafe anterior.
2. La segunda parte, que se refiere a los peajes de acceso, es el principal tema de análisis del presente apartado. Estos peajes son una serie de costes que tienen

como finalidad financiar algunas partidas establecidas por el Gobierno. Estos son los costes de transporte y distribución, la moratoria nuclear, el déficit de tarifa, las primas a las renovables, los extras peninsulares y el IVA entre otros.

4.1 Costes de transporte y distribución

Como se ha señalado anteriormente en el epígrafe 3, la actividad de transporte es realizada por la sociedad Red Eléctrica de España y tiene la finalidad de llevar la energía eléctrica desde los puntos de generación de la misma hasta los puntos de distribución. Por distribución se entiende aquella actividad que realizan las empresas privadas distribuidoras del sector cuya finalidad es llevar la energía eléctrica desde los puntos de distribución hasta los puntos de consumo u otras redes de distribución⁶. La ejecución de estas actividades tiene unos costes que los consumidores deberán pagar. Por lo tanto, estos costes se incluyen en la factura eléctrica.

4.2 La Moratoria Nuclear

Tal y como se ha citado en el epígrafe 3 (antecedentes históricos al sector eléctrico), en los 80 del presente siglo, hubo un boom de construcción de centrales eléctricas y entre ellas, las de energía nuclear. Sin embargo, a principios de los años 80 con la llegada de Felipe González a la presidencia del Gobierno de España, se estableció un Plan Energético Nacional que paralizaba la construcción de aquellas centrales de generación de energía nuclear. Las razones para paralizar estas centrales fueron la excesiva emisión de residuos radiactivos y CO₂ que perjudicaban el medioambiente y a su vez, eran muy difíciles de gestionar. Además, la sociedad española tenía miedo de que se produjeran acontecimientos terroristas que utilizaran este tipo de energía y pusieran en peligro la seguridad de la sociedad. Ahora bien, si se paralizaban las centrales nucleares que estaban en proceso de construcción, ¿cómo iban a recuperar los inversores sus inversiones? Para ello el Estado aprobó un sistema de compensación económica conocido como moratoria nuclear. Esta compensación pretendía cubrir todos aquellos gastos que habían incurrido los inversores para construir dichas centrales. Estos gastos se cubrirían con recaudaciones de los usuarios españoles durante un periodo de 25 años a partir del año 1995, es decir, hasta el 2020.

Sin embargo, con la disminución de los tipos de interés en los últimos años y el avance de la tecnología que provocó un incremento en la demanda eléctrica, la deuda que tenía el Estado con las nucleares se amortizó antes de lo previsto, terminándose de pagar el 26 de octubre de 2015 según la Comisión Nacional de Mercado y Competencia y el BOE “*se pone de manifiesto que, con fecha 26 de octubre de 2015, el Fondo de Titulación de Activos Resultantes de la Moratoria Nuclear ha saldado todos sus compromisos de pago, y cancelado todos sus pasivos*”²⁷ por los usuarios mediante las facturas de la luz. Esta compensación se muestra en el cuadro nº 1, que muestra las tres últimas centrales nucleares que quedaban por amortizar y su respectiva compensación.

Cuadro nº 1: La Moratoria Nuclear

Central Nuclear	Euros a 26/10/2015
Lemóniz	27.358.570,27 €
Valdecaballeros	24.299.980,83 €
Trillo III	792.553,89 €
TOTAL	52.451.104,99 €
Pendiente por compensar	52.451.104,99 €
Check	0,00 €

Fuente: Elaboración propia y la CNMC

4.3 El Déficit Tarifario

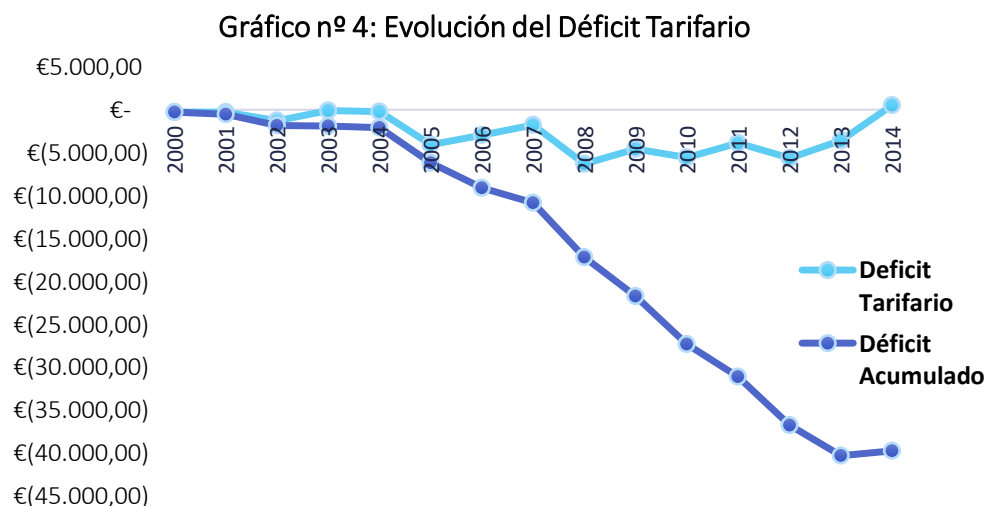
El déficit tarifario se define como aquel déficit que se produce por la diferencia que existe entre las tarifas reguladas que pagan los consumidores y los costes que las normas regulatorias reconocen a las compañías. En otras palabras, es la diferencia entre lo que se paga en el recibo de la electricidad y los costes reconocidos por el sistema eléctrico o la diferencia entre los precios regulados por el gobierno con los precios que fijan las compañías del sector. Por tanto, lo que los consumidores españoles estamos pagando hoy por el recibo de la luz, no es suficiente para cubrir lo que le cuesta a las eléctricas

²⁷ Resolución de 21 de diciembre de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se determina la anualidad correspondiente a 2015 y el importe pendiente de compensación a 26 de octubre de 2015, de los proyectos de centrales nucleares paralizados definitivamente por la disposición adicional séptima de la Ley 54/1997, de 27 de diciembre, del Sector Eléctrico.

generar esta energía y en su consecuencia, el Estado termina teniendo una deuda con las eléctricas.

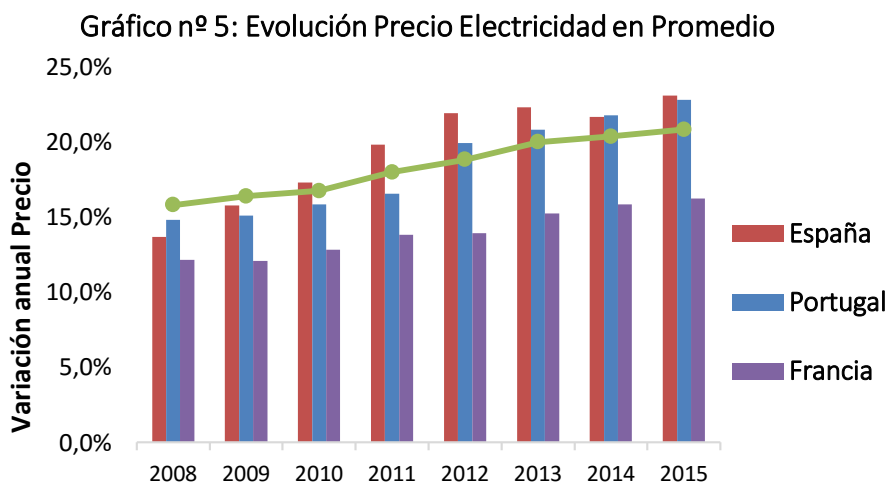
Su origen se remonta a los años 80, cuando el sector eléctrico aún no había entrado en proceso de liberalización, la Administración les concedía una serie de ingresos llamados Costes de Transición a la Competencia (CTC) a las generadoras de energía eléctrica, que les garantizaba la recuperación de las inversiones que habían incurrido para generar electricidad.

Sin embargo, como se aprecia en el gráfico nº 4 (datos anexo II), aunque este déficit no se produce hasta el año 2000 a partir del 2005 es donde se puede observar un incremento anual de déficit bastante elevado. Estos incrementos pueden observarse en el gráfico nº 5 (datos anexo III), donde el precio de la electricidad en España es mucho más caro que el precio en promedio que pagan el resto de países de la zona euro, debido a la subida del precio del petróleo, la crisis económica-financiera mundial que se vivió en aquellos años y la moratoria nuclear que tal y como se ha explicado anteriormente, estas centrales recibían incentivos para amortizar sus inversiones hasta octubre de 2015.



Fuente: Elaboración propia y CNMC

Hasta el 2014, por primera vez en la historia del déficit tarifario y se muestra en la figura 4, el déficit de tarifa fue considerado superávit con un importe de 550 millones de euros según los datos de la CNMC. Actualmente a cierre de ejercicio de 2015, según la CNMC la deuda eléctrica es de 25.056 millones de euros para ese año, un 7% menos que el año 2014



Fuente: Elaboración propia y datos de Eurostat

4.4 La Prima a las Renovables

El uso de las fuentes renovables para generar energía eléctrica es fundamental para conseguir reducir las emisiones de gases y residuos contaminantes que perjudican el medioambiente no sólo de nuestro país, sino que también a nivel mundial. Por ello, el Estado aplica una prima económica a las centrales de energía que utilizan estas fuentes, para que puedan competir en el sector eléctrico igual que el resto y obtener rentabilidad de sus inversiones²⁸.

4.5 Financiación del Operador y del Sistema

Esta partida hace referencia a los costes que hacen referencia tanto al mantenimiento como al funcionamiento del sector eléctrico español. Estos costes son regulados y establecidos por el Estado de España y son incluidos en el recibo de la luz de los consumidores finales. Estos son importes que la Administración española necesita para financiar la sociedad Red Eléctrica de España (REE) como institución, la OMIE por

²⁸ (Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de energías renovables, cogeneración y residuos, 2014)

gestionar el correcto funcionamiento del mercado mayorista y la Comisión Nacional de Mercado y Competencia (CNMC) por supervisar, regular y velar por la transparencia del sistema eléctrico. Según el boletín final anual de la CNMC el importe total de esta partida ha sido de 20,6 millones de euros para el año 2015.

4.6 Extras Peninsulares

Como se ha señalado anteriormente varias veces, el presente trabajo sólo es materia de estudio del sistema eléctrico que se establece para la península ibérica (España y Portugal), sin centrarse en el archipiélago balear, el archipiélago canario, Ceuta y Melilla. Ahora bien, considero que es importante mencionar que como estas áreas geográficas se encuentran fuera de la Península, tienen un sobre coste en el precio de la electricidad por las condiciones geográficas en las que se encuentran. Por ello, para compensar este sobre coste el Gobierno les concede unas primas o unos extras a estas zonas, que son incluidos en la factura de la luz del consumidor final de la Península Ibérica.

4.7 Otros costes

A la suma de las partidas anteriores se le incluye otra serie de costes e impuestos, que provocan que se incremente el importe total de la factura eléctrica. Algunos de ellos son los siguientes:

- IVA. A todos los consumidores finales se les aplica el 21% IVA por consumir energía eléctrica.
- Tasa Municipal: 1,5%.
- Impuesto Eléctrico: Es aquel que se aplica por el simple hecho de consumir electricidad. A diferencia del IVA este impuesto lo aplica la compañía suministradora de electricidad en el recibo de la luz. El importe a aplicar es de 5,1126%.
- Peaje de acceso a potencia (PP): Es el impuesto que cobra la distribuidora. Está regulado por la Administración Pública, es fijo y 0,104229€/Kw-día.

5 Principales Normas Internacionales de Información Financiera utilizadas en Endesa e Iberdrola

En este apéndice se va a realizar un análisis de los últimos estados financieros consolidados anuales publicados por el Grupo Iberdrola y el Grupo Endesa en la página web oficial de la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV.) Estos mismos corresponden al ejercicio anual 2015 con cifras comparativas del ejercicio anterior 2014.

El motivo de haber centrado el presente estudio en estas dos compañías, es porque las mismas suponen una parte muy significativa del mercado eléctrico,

Dentro de su elevado peso en el sector, sin embargo, se pueden observar algunas diferencias entre las mismas, sobre todo en relación al volumen de activos y operaciones. En el anexo III se incluye un balance y cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2015 de Iberdrola y Endesa, los cuales han sido obtenidos de los estados financieros consolidados de ese mismo año, sobre los cuales se han efectuado algunas agrupaciones para una presentación más resumida y comparable.

Tal y como se muestra en la figura 8 (desglose de datos anexo III), existe una importante diferencia en cuanto al volumen de activos, ya que el valor contable de los activos de Iberdrola supera en más de tres veces a de Endesa. Sin embargo, en cuanto a la estructura financiera las magnitudes relativas son más similares. Así, mientras el patrimonio neto de Iberdrola supone un 39% del total de activos, en Endesa se sitúan en un 31%. Los pasivos no corrientes son el 47% de los activos en Iberdrola y un 49% en Endesa. En conjunto pues, la financiación permanente de Iberdrola es un 86% de los activos, mientras que en Endesa se sitúan en un cercano 80%.

Cuadro nº 2. Comparación masas contables: Iberdrola y Endesa

	(Millones de euros)			
	IBERDROLA		ENDESA	
Total Activo	104.664	100%	29.245	100%
Patrimonio Neto	40.956	39%	9.039	31%
Pasivos No Corrientes	49.002	47%	14.335	49%
Otros Pasivos	14.706	14%	5.871	20%
Total Pasivo y Patrimonio Neto	104.664	100%	29.245	100%

Fuente: Elaboración propia y estados financieros consolidados de Iberdrola y Endesa, 2015

Además, tal y como se muestra en el cuadro nº 3 (desglose de datos anexo IV) en, el volumen de cifra de negocio de Iberdrola supera el de Endesa, pero sólo un 55%, es decir no existe tanta diferencia en el volumen de operaciones como en el total de los activos. Los porcentajes resultado de explotación, beneficio antes de impuestos y beneficio neto se sitúan entre 3 o 4 puntos porcentuales por encima en Iberdrola comparados con Endesa.

Cuadro nº 3. Comparación Iberdrola y Endesa

	IBERDROLA		ENDESA	
Importe neto de la cifra de negocios	31.419	100,0%	20.299	100,0%
Beneficio de Explotación	3.829	12,2%	1.598	7,9%

Fuente: Elaboración propia y estados financieros consolidados de Iberdrola y Endesa, 2015

5.1 NIIF aplicadas por Iberdrola y Endesa

En este epígrafe, después de realizar un breve estudio en los estados financieros consolidados de las dos empresas del sector, se explican cuáles son las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) que tienen más impacto en estas compañías. Se entiende por Norma Internacional de Información Financiera (NIIF) “el conjunto de estándares internacionales de contabilidad promulgadas por el International Accounting Standards Board (IASB), que establece los requisitos de reconocimiento, medición, presentación e información a revelar sobre las transacciones y hechos

*económicos que afectan a una empresa y que se reflejan en los estados financieros*²⁹ con el objetivo de establecer una literatura contable común a nivel internacional para gran parte de las compañías. Estas normas, han ido siendo aplicadas por las compañías mediante un proceso de adaptación lento a lo largo del tiempo, ya que es imprescindible realizar un ejercicio de evaluación previa sobre el efecto que pueden causar en los estados financieros en un determinado contexto. Ahora bien, puede suceder que al aplicarse una NIIF contablemente, la misma cree problemas. Para evitar estas discrepancias, existe un grupo de expertos conocido como Comité de Interpretaciones de Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF) cuyo objetivo es investigar aquellas normas que estén resultando problemáticas con el fin de mejorar el sistema internacional contable.

- CINIIF 21: Gravámenes

Uno de los aspectos que se observa en los estados financieros tanto del Grupo Iberdrola como del Grupo Endesa el impacto de una de las interpretaciones emitidas por el “Comité de Interpretaciones de Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF)”. Estrictamente no se trata de una nueva norma NIIF, pero sí de una interpretación de una norma ya existente, la NIC 37 “Provisiones, Activos Contingentes y Pasivos Contingentes”. Por tanto, la CINIIF 21 se interpreta como una guía que sirve para que una entidad sepa diferenciar un pasivo por un gravamen impuesto por la Administración Pública, que sea diferente al que se les aplica en las rentas o sanciones.

La CINIIF 21 es aplicable desde el 1 de enero de 2014 y, en consecuencia, los estados financieros (ejercicio 2015) presentan la información sobre este impacto en las cifras comparativas de 2014.

Tal como se expresa en los estados financieros de Iberdrola, la aplicación de la CINIIF ha supuesto que el gasto por determinados gravámenes se haya contabilizado en un momento anterior al que se estaba realizando. Cabe entender que mientras anteriormente se contabilizaba durante el periodo al que se refería el gravamen, a partir de la aplicación de la CINIIF24 se registrar en el momento en que es exigible a la administración pública, sin posibilidad de retorno por sucesos posteriores. Este impacto

²⁹ (Página Web Oficial de Deloitte, s.f.)

ha afectado principalmente al impuesto sobre bienes inmuebles, tanto en las filiales españolas como las de Estados Unidos.

Tal y como se muestra en las cuentas anuales consolidadas e informe de gestión consolidado del Grupo Iberdrola, el impacto de la aplicación de esta CINIIF ha sido de una disminución de 85 millones de euros en su patrimonio neto. Sin embargo, para Endesa el impacto ha sido de 22 millones de euros (explicación en la nota 2.2 de los Estados Financieros resumidos al 30 de junio de 2015)³⁰.

- CINIIF 12: Acuerdos de Concesión de Servicios

Otra CINIIF que tiene relevancia en el sector eléctrico es la CINIIF 12, que tiene que ver *“con los acuerdos público-privados referentes a la concesión de servicios que cumplen dos condiciones:*

- *“La Administración Pública (concedente) dicta los servicios que deben de prestar las empresas (concesionario), la destinación final de los mismos y el precio. Además, tal y como se muestra en el informe de gestión*
- *la Administración Pública concedente controla toda la participación residual significativa en la infraestructura al término de la vigencia del acuerdo”*³⁰.

Por tanto, si se cumplen simultáneamente estas condiciones, la contraprestación recibida por la construcción de la infraestructura se reconoce por el valor razonable de la misma, como un activo intangible en la medida que el operador recibe un derecho a efectuar cargos a los usuarios del servicio público, siempre y cuando estos derechos estén condicionados al grado de uso del servicio, o como un activo financiero, en la medida en que exista un derecho contractual incondicional a recibir efectivo u otro activo financiero ya sea directamente del cedente o de un tercero.

En Iberdrola la aplicación de la CINIIF 12 ha tenido impacto en relación a las actividades de construcción y mejora de las redes llevadas a cabo en Brasil. Dado que la contraprestación recibida consiste, por una parte, en un derecho incondicional a recibir efectivo y, por la otra, en la facultad de repercutir determinados importes a los

³⁰ (Endesa, Informe de Gestión Consolidado correspondiente al período de seis meses terminado a 30 de junio, 2015)

consumidores, se han reconocido de dos activos diferenciados correspondientes a ambas contraprestaciones:

- *Un activo financiero que figura contabilizado en el epígrafe "Otras inversiones financieras no corrientes"*
- *Un activo intangible, amortizable en el periodo de concesión, que se encuentra registrado en el epígrafe "Otros activos intangibles"³¹.*

"Los costes incurridos por el resto de los conceptos incluidos en este epígrafe del Estado consolidado de situación financiera se amortizan linealmente en su vida útil, que varía entre cinco y diez años"³¹.

Sin embargo, para el caso de Endesa, tal como se expone en la Nota 3.d.1 de sus estados financieros consolidados, al 31 de diciembre de 2015 y 2014, Endesa no tenía reconocido ningún activo intangible por sus acuerdos de concesión como consecuencia de la aplicación de la CINIIF 12 "Acuerdos de Concesión de Servicios". Las Sociedades Dependientes de ENDESA que tenían reconocidos activos intangibles por sus acuerdos de concesión como consecuencia de la aplicación de la CINIIF 12 "Acuerdos de Concesión de Servicios" fueron objeto de desinversión durante el ejercicio 2014³¹.

5.2 Nuevas normas NIIF aplicables en ejercicios posteriores

Tal como requiere la normativa contable, en los estados financieros tanto de Iberdrola como de Endesa se exponen cuáles son aquellas nuevas normas NIIF ya aprobadas por la Unión Europea y que serán de aplicación en ejercicios posteriores al 2015.

Es importante mencionar que ambas empresas señalan las mismas tres novedades sobre las que estiman que el impacto en sus estados financieros puede ser significativo y cuya evaluación aún no han concluido en ninguna de las dos. Estas novedades se refieren a la NIIF 9 "Instrumentos Financieros", a la NIIF 15 "Ingresos de Contratos con Clientes" y a la NIIF 16 "Arrendamientos".

³¹ (Endesa, Cuentas Anuales Consolidadas e Informe de Gestión Consolidado, 2015)

6 Conclusión

El sector eléctrico es un conjunto de actividades, agentes, organismos y empresas que hacen posible que tanto las industrias como los hogares puedan disponer del servicio eléctrico. A pesar de que durante su historia se hayan realizado numerosos cambios en su regulación, éstos parecen insuficientes.

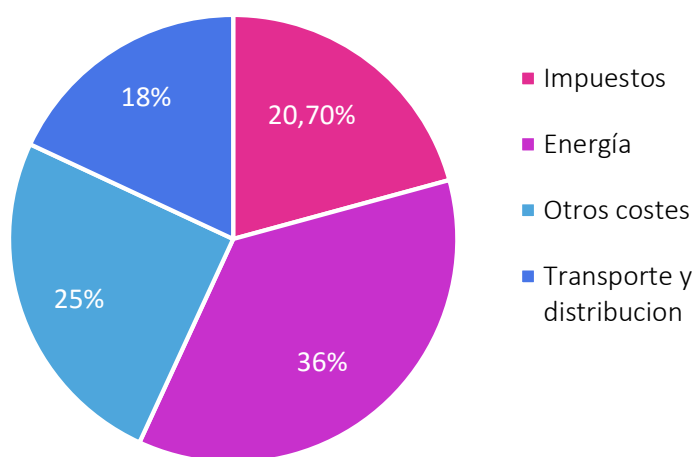
Tal y como se ha podido comprobar a lo largo del trabajo, la constante regulación por parte de la Administración Pública, está presente en todos los ámbitos que forman este sector (agentes, actividades, mercados etc.), lo cual pone en duda su total liberalización. Además, se ha podido demostrar que es un sistema complejo tanto por la cantidad de actores que interactúan en este mercado como por la cantidad de información de compleja comprensión. Hay que decir que, durante el periodo de investigación del presente trabajo, ha sido un reto encontrar documentos oficiales donde los conceptos y los datos sean claros y actuales.

Es un mercado oligopolístico, ya que el número de empresas participes en el sector es muy reducido. Más de la mitad de la cuota de mercado, sobre un 65%, es llevada a cabo por Iberdrola, Endesa y Gas Natural Fenosa, siendo Endesa líder de mercado con una cuota sobre un 32,2%, Iberdrola sobre un 20% y Gas Natural Fenosa sobre un 14%, según sus últimos informes oficiales. El hecho de que sea un oligopolio, pone en duda la transparencia del sector en la fijación de precios de la electricidad. Tal y como se ha explicado durante el epígrafe 4.3 (funcionamiento del mercado), el precio o coste de producir energía eléctrica es determinado por subastas diarias e intradiarias de tipo marginal, es decir, todas las peticiones son aceptadas si superan o tienen un precio igual al precio mínimo establecido en la subasta. Este método de fijación de precios es muy cuestionado, ya que puede ser que el precio establecido en las tasaciones de la subasta no tenga nada que ver con lo que realmente le cuesta a la generadora de electricidad producir la misma, por lo tanto, es muy complicado llegar a una conclusión cierta del coste real de la electricidad como producto.

Además, a lo largo del trabajo se ha podido demostrar que el precio de la electricidad en España supera la media europea por detrás de Lituania según el Eurostat, lo cual cuestiona nuestro sistema

Ahora bien, como se muestra en el epígrafe 5 (la factura eléctrica) y en el gráfico nº 6 que aparece a continuación, el coste de la electricidad es sólo un 36% sobre el importe total del recibo de la energía eléctrica, según los últimos datos extraídos de informes oficiales de UNESA. Aunque el precio de la electricidad de España supere la media europea, lo que realmente encarece el importe de la factura son el resto de costes establecidos por el Gobierno en los últimos años. El gráfico nº 6 representa un desglose de los mismos. Según los últimos datos de la UNESA, casi un 64% de los costes de la factura son establecidos por la Administración Pública.

Gráfico nº 6: Composición Factura Eléctrica 2014



Fuente: Elaboración propia y UNESA

Sin embargo, con la total amortización de la moratoria nuclear y la implantación del PVC, que permite a los usuarios elegir los momentos del día que la electricidad está más rentable fomentando el ahorro, los costes de la factura eléctrica deberían de reducirse en los próximos años. Aun así, es difícil estimar una evolución cierta del precio eléctrico debido a la elevada regulación por parte del Gobierno y más teniendo en cuenta la incertidumbre política que lleva viviendo España en los últimos años, la cual provoca desconfianza de los mercados desfavoreciendo el consumo e incrementando

En cuanto al análisis contable-financiero que se ha realizado de Endesa e Iberdrola se ha comprobado que ambas vienen afectadas por unas determinadas normas NIIF- CINIIF que se han señalado en el epígrafe 6 y que no existen tantas diferencias en las masas de las partidas contables. Sin embargo, llama la atención que Endesa siendo la líder del sector en España por su cuota de mercado alcanza 20.299 millones de euros (2015) de cifra de

negocios y Iberdrola que ocupa segunda posición de cuota de mercado, tiene 31.419 millones de euros (2015). La explicación se encuentra en que Iberdrola obtiene más beneficios de las actividades que desarrolla en el extranjero.

En conclusión, el sector eléctrico debería seguir apostando por un nuevo modelo que vele por su transparencia y su total liberalización. Para ello, es necesario un nuevo Gobierno estable que se comprometa con crear un nuevo modelo que cuestione qué partidas de la factura de la electricidad deben ser financiadas necesariamente por los hogares y eliminar aquellas que no tengan esa necesidad, así como, disminuir el déficit. Por lo tanto, es un reto para el nuevo Gobierno establecer un mecanismo que sea de agrado a todos los partícipes del sector y reducir su deuda con las eléctricas sin incrementar los costes de la factura de la luz ni los impuestos a los usuarios.

7 Bibliografía

- Ángel Sáiz Chicharro, M. D. (2010). *Mercados a plazo de electricidad*. Fundación de Estudios Financieros.
- Antolini, F. (s.f.). *Electricidad y crecimiento. Los inicios de la electricidad en España*.
- Bartolomé Rodríguez, I. (2007). *La industria eléctrica en España (1890-1936)*. Banco de España.
- Castelo Montero, M. (2003). *Diccionario comentado de términos financieros ingleses de uso frecuente en español*. Netbiblio.
- Endesa, G. (2015). *Cuentas Anuales Consolidadas e Informe de Gestión Consolidado* .
- Endesa, G. (2015). *Informe de Gestión Consolidado correspondiente al período de seis meses terminado a 30 de junio*.
- Energía, C. E. (s.f.). *El sector energético español y su aportación a la sociedad*. Endesa.
- Energía, M. d. (1987). *Real Decreto 1538/1987 de 11 de diciembre*.
- Formación de precios en los mercados a plazo de la electricidad*. (2008).
- House, T. I. *The Iberian Energy Clearing House*. Obtenido de <http://www.omiclear.pt/OMIClear/OMIClear/tabid/138/language/es-ES/Default.aspx>
- Iberdrola, G. (2015). *Cuentas Anuales Consolidadas e Informe de Gestión Consolidado*.
- Lawson, T. (2011). *Mercados de Commodities: Inversión más allá de la bolsa*.
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico*.
- OMEL. (2013). *XXV Subasta CESUR para la fijación de la tarifa de último recurso (SUBASTA TUR)*.
- Página Web Oficial : MIBEL*.
- Página Web Oficial : UNESA*. Obtenido de <http://www.unesa.es/que-es-unesa>
- Página Web Oficial de Deloitte*. Obtenido de http://www2.deloitte.com/co/es/pages/ifrs_niif/normas-internacionales-de-la-informacion-financiera-niif---ifrs-.html#

Página Web Oficial: Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Página Web Oficial: OMIP, The Iberian Energy Derivatives Exchange. Obtenido de
<http://www.omip.p>

Real Decreto 1538/1987 de 11 de diciembre.

Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las Empresas gestoras del servicio.

Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de energías renovables, cogeneración y residuos.

Red Eléctrica de España. (s.f.). Obtenido de <http://www.ree.es/es/conocenos/ree-en-2-minutos/nuestra-historia#>

*Sabina Scarpellini, A. A. (2008). *Introducción a los mercados energéticos.**

*Sáiz Chicharro, Á., García Rodríguez, M. D., & Nogales Bacerra, S. (2010). *Mercados a plazo de la electricidad.* Fundación de Estudios Financieros.*

8 Anexos

Anexo I.

Muestra precio de la electricidad

Name	Value	Datetime
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	97,84	1:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	95,33	2:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	90,97	3:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	90,6	4:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	93,95	5:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	94,77	6:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	98,93	7:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	101,16	8:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	98,73	9:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	96,25	10:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	97,62	11:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	97,09	12:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	97,86	13:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	100,45	14:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	99,45	15:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	98,95	16:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	98,22	17:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	97,75	18:00:00

Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	97,17	19:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	97,84	20:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	101,81	21:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	103,83	22:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	106,81	23:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	105,71	0:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	101,7	1:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	99,56	2:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	98,56	3:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	98,18	4:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	98,39	5:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	100,66	6:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	100,68	7:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	100,52	8:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	97,89	9:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	97,22	10:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	98,9	11:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	99,5	12:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	100,45	13:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	103,4	14:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	102,41	15:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	101,29	16:00:00

Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	101,26	17:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	101,4	18:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	100,8	19:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	103	20:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	105,53	21:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	106,77	22:00:00
Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto	103,36	23:00:00

Anexo II

Evolución Déficit Tarifario

Periodo	Déficit Tarifario	Déficit Acumulado
2000	- 250,00 €	- 250,00 €
2001	- 279,00 €	- 529,00 €
2002	- 1.297,00 €	- 1.826,00 €
2003	- 70,00 €	- 1.896,00 €
2004	- 182,00 €	- 2.078,00 €
2005	- 4.089,00 €	- 6.167,00 €
2006	- 2.946,00 €	- 9.113,00 €
2007	- 1.757,00 €	- 10.870,00 €
2008	- 6.307,00 €	- 17.177,00 €
2009	- 4.560,00 €	- 21.737,00 €
2010	- 5.545,00 €	- 27.282,00 €
2011	- 3.850,00 €	- 31.132,00 €
2012	- 5.609,00 €	- 36.741,00 €
2013	- 3.540,00 €	- 40.281,00 €
2014	550,00 €	- 39.731,00 €

Anexo III

Ejercicio cerrado al 31 de diciembre de 2015 (cifras en millones de Euros)

	<u>IBERDROLA</u>		<u>ENDESA</u>	
ACTIVOS NO CORRIENTES	93.985	90%	24.266	83%
Activo				
intangible	20.760	20%	428	1%
Inversiones inmobiliarias	481	0%	21	0%
Inmovilizado material	61.789	59%	20.815	71%
Participaciones contabilizadas por el método de participación	2.049	2%	1.087	4%
Activos financieros no				
Corrientes	2.276	2%	629	2%
Impuestos diferidos activos	6.630	6%	1.286	4%
ACTIVOS CORRIENTES	10.679	10%	4.979	17%
Activos mantenidos para la enajenación	44	0%	41	0%
Combustible nuclear	350	0%	0	0%
Existencias	1.797	2%	1.262	4%
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar corrientes	6.048	6%	2.977	10%
Inversiones financieras corrientes	1.287	1%	353	1%
Efectivo y otros medios equivalentes	1.153	1%	346	1%
TOTAL ACTIVO	104.664	100%	29.245	100%

Anexo IV y Anexo V

	<u>IBERDROLA</u>		<u>ENDESA</u>	
PATRIMONIO NETO	40.956	39%	9.039	31%
De la sociedad dominante	37.159	36%	9036	31%
De accionistas minoritarios	3.246	3%	3	0%
Obligaciones perpetuas subordinadas	551.197	551	1%	0%
INTRUMENTOS CAPITAL CON CARÁCTER DE PASIVO	117	0%	0	0%
PASIVOS NO CORRIENTES	49.002	47%	14.335	49%
Ingresos diferidos	6.511	6%	4679	16%
Provisiones para pensiones y obligaciones similares	2.234	2%	839	3%
Otras provisiones	2.772	3%	2566	9%
Deuda financiera	24.899	24%	4680	16%
Otros pasivos no corrientes	690	1%	632	2%
Impuestos diferidos pasivos	11.896	11%	939	3%
INTRUMENTOS CAPITAL CON CARÁCTER DE PASIVO	99	0%	0	0%
PASIVOS CORRIENTES	14.490	14%	5.871	20%

Provisiones para pensiones y obligaciones similares	10	0%	0	0%
Otras provisiones	235	0%	638	2%
Deuda financiera	5.662	5%	0	0%
Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar	8.583	8%	5.233	18%
	<u>104.664</u>	<u>100%</u>	<u>29.245</u>	<u>100%</u>

Importe neto de la cifra de negocios	31.419	100%	20.299	100%
Aprovisionamientos y servicios	(22.727)	-72%	(16.030)	-79%
Trabajos realizados por el Grupo para su Activo	497	2%	102	1%
Gastos de personal	(2.430)	-8%	(1.332)	-7%
Otros ingresos de explotación	547	2%	0	0%
Amortizaciones y provisiones	(3.477)	-11%	(1.441)	-7%
BENEFICIO DE EXPLOTACIÓN	3.829	12%	1.598	8%
Resultado sociedades método de participación - neto impuestos	56	0%	(15)	0%
Ingreso financiero	585	2%	55	0%
Gasto financiero	(1.608)	-5%	(241)	-1%
Beneficios en enajenación de activos no corrientes	132	0%	0	0%
Pérdidas en enajenación de activos no corrientes	(7)	0%	(6)	0%
BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS	2.987	10%	1.391	7%
Impuesto sobre Sociedades	(527)	-2%	(301)	-1%
BENEFICIO NETO DEL EJERCICIO	2.460	8%	1.090	5%

Accionistas minoritarios	(17)	0%	(4)	0%
Tenedores de obligaciones perpetuas subordinadas	(21)	0%		0%
BENEFICIO NETO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	2.422	8%	1.086	5%