



Universidad
Carlos III de Madrid

Departamento de Ingeniería Eléctrica

PROYECTO FIN DE CARRERA

OPTIMIZACIÓN DE
CONTRATACIÓN DE
ELECTRICIDAD PARA
CONSUMIDORES
DOMÉSTICOS Y PYME'S

Autor: Nuria Benito Marín

Tutor: María Consuelo Gómez Pulido

Leganés, junio de 2016

Título: Optimización de contratación de electricidad para consumidores domésticos y pymes

Autor: Nuria Benito Marín

Director: María Consuelo Gómez Pulido

EL TRIBUNAL

Presidente: _____

Vocal: _____

Secretario: _____

Realizado el acto de defensa y lectura del Proyecto Fin de Carrera el día __ de _____ de 20__ en Leganés, en la Escuela Politécnica Superior de la Universidad Carlos III de Madrid, acuerda otorgarle la CALIFICACIÓN de

VOCAL

SECRETARIO

PRESIDENTE

Resumen

En el presente proyecto se describen los procesos que han dado lugar al sistema eléctrico del que disponemos actualmente, cómo hemos ido evolucionando hacia la liberalización del mercado, lo que ha permitido disfrutar de las opciones de contratación presentes hoy en día en el mercado. Partiendo de esa base, y como objetivo principal, se describen los mecanismos necesarios para la optimización de la factura eléctrica.

En primer lugar se realiza una breve introducción de los temas a tratar en este proyecto, así como la definición de los objetivos principales. Posteriormente, para ir adentrándonos en los aspectos más específicos del sistema eléctrico y a modo introductorio, se explica el funcionamiento del mercado, haciendo un recorrido de su evolución desde los tiempos del Marco Legal Estable, totalmente regulado por el gobierno, hasta la actualidad, donde disponemos de un sistema de libre mercado. Este proceso se ha denominado liberalización del sistema eléctrico español. Una vez definido el sistema eléctrico español en rasgos generales, se procede a desglosar las componentes del suministro de electricidad, tanto las componentes reguladas como las procedentes del libre mercado. Muchas de estas componentes se recogen en los peajes de acceso, que se definirán para los distintos segmentos. Para comprender las componentes propias del mercado liberado se procederá a la definición más exhaustiva de los tipos de mercados y su funcionamiento. A continuación, se definen las distintas opciones de contratación para el segmento a estudio, así como los métodos de facturación en cada caso; dando algunos ejemplos de aplicación y opciones reales presentes en el mercado.

Por último, tras el análisis previo se dispone de las herramientas necesarias para proceder con la aplicación de mecanismos de optimización para un caso concreto. Se procederá a la optimización tanto del término de potencia como de energía atendiendo a la definición de la potencia contratada y del comportamiento del consumidor.

Palabras clave: sistema eléctrico, mercado eléctrico, liberalización, ley del sector eléctrico, mercado mayorista, peajes de acceso, tarifa eléctrica, término de potencia, término de energía, potencia contratada

Abstract

In the present Project describes the processes that have led to the actual electric system, how we have been evolving to the liberation of the electric market, what has allowed consumers to enjoy the different contracting options present nowadays in the market. On that basis, and as a principal goal, there are described the necessary mechanisms for the optimization of the electric bill.

In the first place, there are introduced all the topics to discuss in this Project, as well as the definition of the principal goals. Then, going deeper to the most specific aspects of the electric system and as an introduction, the operation of the market is explained, analyzing its evolution from times of the Marco Legal Estable, full-regulated by the government, to the present, where we have a free-market system. This process has been called the liberation of the Spanish electric system. Once defined the Spanish electric system in general terms, it is proceed to list the different components of the electricity supply, both regulated and the ones derived from the free market. Several of these components are gathered on the access fees, which will be defined for the different segments. To understand the components derived from the free market a more exhaustive description of the different markets and their operation will be done. Then, there are described the different contracting options for the segment to study, as well as the invoicing methods in each case; leading to some application examples and real offers present in the market.

By last, after the previous analysis the needed tools are available to start with the application of the optimization methods for a particular case. The optimization will be done for both power and energy concepts, according to the subscribed power definition and consumer behavior.

Keywords: electric system, electric market, liberation, law of the electric system, wholesale market, access fees, electricity rate, power concept, energy concept, subscribed power

Índice general

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	1
1.1 Introducción	1
1.2 Objetivos	2
2. FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO. PROCESO DE LIBERALIZACIÓN.....	3
2.1 Marco Legal Estable.....	3
2.2 Ley 54/1997 del sector eléctrico	4
2.2.1 Privatización de las empresas públicas	5
2.2.2 Liberalización y desverticalización.....	5
2.2.3 Nuevo mercado de la electricidad.....	6
2.2.4 Tarifa eléctrica	7
2.3 Etapas de la liberalización.....	8
2.3.1 PRIMERA ETAPA (1998-2003). Liberalización del mercado.	8
2.3.2 SEGUNDA ETAPA (2003-2009). Extinción de tarifas integrales.	10
2.3.3 TERCERA ETAPA (2009-Actualidad). Tarifas de Último recurso.	12
3. COMPONENTES DEL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD.....	18
3.1 Peajes de acceso: Costes regulados.	18
3.1.1 Estructura de los peajes de acceso	19
3.1.2 Desglose de los costes de acceso	23
3.2 Precio de la Energía.....	35
3.2.1 Precio de la energía consumida.....	35
3.2.2 Pagos por capacidad.....	47
3.2.3 Margen de comercialización.....	48
3.2.4 Pérdidas de red.....	49
3.3 Otros pagos.....	50
3.3.1 Impuesto eléctrico.....	50
3.3.2 Alquiler de equipos de medida.....	50
3.3.3 IVA.....	51
4. OPCIONES DE CONTRATACIÓN PARA EL SEGMENTO.....	52
4.1 Mercado regulado: PVPC-Transitorio.....	56
4.2 Mercado libre	57

4.2.1 Tarifa Plana	59
4.2.2 Tarifa Fija	59
4.2.3 Tarifa Indexada.....	63
4.2.4 Cuota fija	65
5. OPTIMIZACIÓN DE LA CONTRATACIÓN	66
5.1 Descripción de los consumidores tipo.....	66
5.2 Optimización del término de potencia	74
5.3 Optimización del término de energía	78
6. CONCLUSIONES	88
7. GLOSARIO	90
8. REFERENCIAS.....	91
9. BIBLIOGRAFÍA.....	98
10. ANEXOS	100

Índice de figuras

Figura 1: Evolución del calendario de liberalización.....	8
Figura 2: Evolución del mercado eléctrico 1998-2003	9
Figura 3: Evolución del mercado eléctrico 2003-2009	11
Figura 4: Evolución del mercado eléctrico 2009-2015	15
Figura 5: Evolución de las tarifas eléctricas 1998-2015	16
Figura 6: Evolución grado de liberalización 1998-2015	16
Figura 7: Periodos de consumo en baja tensión	21
Figura 8: Periodos de consumo en alta tensión	22
Figura 9: Evolución de los costes de transporte (Millones de €)	24
Figura 10: Evolución de los costes de distribución (Millones de €)	25
Figura 11: Evolución de la prima de régimen especial (Millones de €).....	28
Figura 12: Evolución de los costes de interrumpibilidad (Millones de €)	29
Figura 13: Evolución de los costes de compensación extrapeninsular (Millones de €)....	30
Figura 14: Evolución de los costes de transición a la competencia (Millones de €).....	32
Figura 15: Evolución de los costes de transición a la competencia (Millones de €).....	34
Figura 16: Evolución de los costes de acceso (Millones de €).....	35
Figura 17: Evolución coste por pérdidas de red (millones de €).....	49
Figura 18: Secuencia de mercados de electricidad.....	36
Figura 19: Esquema del funcionamiento del mercado diario.....	38
Figura 20: Curva agregada de la oferta 23/9/2015, 12:00	39
Figura 21: Curva agregada de la demanda 23/9/2015, 12:00.....	40
Figura 22: Curva agregadas de oferta y demanda 23/9/2015, 12:00	41
Figura 23: Casación oferta y demanda 23/09/2015, 12:00.....	42
Figura 24: Esquema del proceso de resolución de restricciones técnicas	44
Figura 25: Etiqueta energética europea	55
Figura 26: Curva de carga en base anual Peluquería 1.....	68
Figura 27: Curva de carga en base anual Peluquería 2.....	69
Figura 28: Curva de carga en base anual Peluquería 3.....	70
Figura 29: Curva de carga en base anual Peluquería 4.....	70

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 30: Curva de carga en base anual Peluquería 5	71
Figura 31: Curva de carga en base anual Peluquería a estudio	73

Índice de tablas

Tabla 1: Tarifas peajes baja tensión	20
Tabla 2: Tarifas peajes alta tensión	22
Tabla 3: Horarios sesiones mercados intradiarios	45
Tabla 4: Potencias de contratación normalizadas.....	53
Tabla 5: Potencia de los distintos aparatos eléctricos presentes en un bar.....	54
Tabla 6: Días Laborables y Sábados 2015	72
Tabla 7: Potencia total instalada.....	74
Tabla 8: Potencia máxima de utilización	76
Tabla 9: Facturación Término de Energía 2015	79
Tabla 10: Desglose facturación anual 2015	79
Tabla 11: Consumo horas valle y horas punta 2015	82
Tabla 12: Componentes Término de Energía Tarifa Indexada	84
Tabla 13: Término de Facturación de Energía Tarifa Indexada 2015.....	85
Tabla 14: Importe Total Tarifa Indexada 2015	85
Tabla 15: Importe anual 2015 para las distintas opciones de contratación	86

Capítulo 1

Introducción y objetivos

1.1 Introducción

El proyecto a desarrollar a continuación sobre la optimización de contratación de electricidad para consumidores domésticos y pymes trata de vislumbrar las opciones de contratación para los consumidores de este segmento dentro del mercado eléctrico y qué mecanismos utilizar para una elección adecuada.

La factura de la luz es un gasto que preocupa a muchos de los consumidores y que supone una cuantía elevada, muchas veces excesiva. Tanto para consumidores domésticos como para pequeñas y medianas empresas, el conseguir un ahorro significativo en la factura puede suponer una mejor gestión de sus actividades. Muchos consumidores están pagando mucho más de lo que deberían por puro desconocimiento o por dejadez, y otros simplemente por costumbre. Además, los precios de la luz en los últimos años han seguido una tendencia creciente por lo que cada vez se hace más necesario ajustar las tarifas al máximo.

Por otro lado, comprender el funcionamiento del mercado eléctrico o incluso la facturación de la energía, es algo que resulta muy complicado para la mayoría de los consumidores y algunas de estas cuestiones son importantes para conseguir firmar un contrato con una empresa comercializadora que nos ofrezca las condiciones óptimas que más se adapten a nuestras necesidades.

1.2 Objetivos

El objetivo fundamental de la tesis es el de determinar los mecanismos necesarios para la optimización de la factura eléctrica para consumidores doméstico y pymes. Con optimización de la factura nos referimos a la determinación de las características de la contratación necesarias para obtener la tarifa más económica. Debido a la complejidad del sistema eléctrico y de los conceptos a utilizar en el proceso de optimización, se derivan los sub-objetivos:

- Definición del funcionamiento del mercado eléctrico que nos ayudara a entender los mecanismos de mercado que resultan en unas u otras ofertas.
- Desglose de las componentes del suministro eléctrico que facilitará la comprensión de la factura eléctrica.
- Análisis de las distintas opciones de contratación del segmento para su posterior elección.

Capítulo 2

Funcionamiento del mercado eléctrico. Proceso de liberalización.

2.1 Marco Legal Estable.

El mercado eléctrico es un mercado particular, ya que la energía eléctrica no se puede almacenar en grandes cantidades. Por este motivo es necesario encontrar un equilibrio entre la energía eléctrica que se produce y la que se consume. Para asegurar este equilibrio el mercado eléctrico ha sido tradicionalmente un mercado regulado, hasta que en 1997 se inició el proceso de liberalización que ha dado lugar al mercado eléctrico actual.

Antes de la liberalización del mercado (Ley 54/1997 [1]) éste era regulado por el estado a través del Marco Legal Estable (MLE), establecido en el Real Decreto 1538/1987 de 11 de Diciembre [2]. Dicho decreto tenía dos objetivos principales: por un lado el objetivo de garantizar a las empresas eléctricas unos beneficios aceptables así como la amortización de sus inversiones (estableciendo el equilibrio económico-financiero de las empresas del sector); y por otro, el de establecer un sistema de tarifas estables de mínimo coste. Las actividades propias del sistema eléctrico: generación, transporte y distribución eran reguladas según sus características.

- Generación. El ministerio de Industria y Energía establecía un coste de generación por tecnología que incluía costes de inversión en instalaciones, operación y mantenimiento, combustible... Este coste, denominado “Coste Estándar”, era

FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO. PROCESO DE LIBERALIZACIÓN.

abonado a las empresas de generación (públicas o privadas) que se aseguraban la amortización a largo plazo de las instalaciones y un margen de beneficios anual por la actividad desempeñada. Por otro lado, el Estado se reservaba el derecho de fomentar una tecnología más que otra mediante las revisiones de los costes estándar.

- Transporte. Con la nacionalización de la red de transporte nace Red Eléctrica Española (REE) y el transporte se convierte en un monopolio natural (lo más eficiente es que solo exista una empresa responsable).
- Distribución. Las redes de distribución pertenecían a las empresas eléctricas, encargadas tanto de la distribución como de la venta de energía eléctrica a los consumidores. Al igual que para la generación, el Ministerio de Industria y Energía establecía un coste estándar de mantenimiento de la red de distribución.

Durante los tiempos del Marco Legal Estable (MLE) se aplicaba la Tarifa Integral a los consumidores finales. Para establecer el precio de la energía se agrupaban todos los costes previstos del sistema eléctrico y se dividían entre la estimación de la demanda. Estos costes eran entre otros:

- Costes estándar: que cubrían los costes reales de generación más los ingresos necesarios para la supervivencia de las empresas generadoras.
- Costes de REE para la actividad de transporte.
- Costes asociados a los desvíos entre demanda estimada y demanda real de años anteriores.
- Costes por incentivos, programas de desarrollo etc...

La demanda, o cantidad de energía necesaria, era calculada a partir de los valores de consumo de periodos precedentes similares, a los que se les aplicaban correcciones debido a una serie de factores que influyen en el consumo como laboralidad, climatología y actividad económica. Cabe recordar que tanto los costes como la demanda eran estimaciones realizadas por el Gobierno y, por tanto, estaban sujetas a errores o a la intervención administrativa.

El crecimiento medio anual de la Tarifa Integral durante el MLE (1988-1997) fue del 2,8% y la inflación del 4,8%, por tanto en términos reales la tarifa descendió un 2%. El ingreso necesario o coste del servicio pasó de 1.229.054 a 2.045.785 MPTA lo que supone un crecimiento del 66%. A su vez, la demanda experimentó un crecimiento del 35%. [3]

2.2 Ley 54/1997 del sector eléctrico

Se puede decir que el MLE cumplió sus dos objetivos iniciales, estableció un sistema de tarifas estables y restableció el equilibrio económico-financiero de las empresas del sector. Es verdad que también ayudó a mejorar la eficiencia del sistema, pero al igual que en otros sectores como en el de las telecomunicaciones, se había generado un convencimiento de que la competencia (en lugar de la regulación estatal vigente) era el mejor medio para mejorar la eficiencia del mercado eléctrico. Con esta filosofía de liberalización el Parlamento europeo lanza el 19 de Diciembre de 1996 la Directiva 96/92/CE [4]. Dicha directiva permite la

coexistencia de distintas formas de organización del sistema eléctrico, pero introduce exigencias indispensables para garantizar la convergencia paulatina hacia un mercado europeo de electricidad, estableciendo las bases de la liberalización del sistema de los países de la Unión Europea. Así el 28 de Diciembre de 1997, el MLE es sustituido por la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico [1]. Esta ley, adaptada a las directrices europeas, supone un cambio sustancial en el funcionamiento del sistema y el comienzo del proceso de liberalización del sector eléctrico español. Los principales cambios que aporta esta ley son los siguientes:

2.2.1 Privatización de las empresas públicas

Con la privatización de empresas se intenta reducir la participación del Estado en el sector. REE se convierte en una sociedad empresarial privada y la encargada de la operación del sistema, también mantiene su posición como gestor de la red de transporte. Otra privatización destacada es la de Endesa, un conjunto de empresas públicas que representaban alrededor del 40% del sector eléctrico español. Asimismo, se crea la Comisión Nacional de Energía (CNE) que, siendo un organismo público, tiene personalidad jurídica y patrimonio propio; sustituyendo a la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional, nacida en 1994 como el primer órgano regulador del sector independiente del Gobierno.

2.2.2 Liberalización y desverticalización

Las actividades de generación y de comercialización pasan a ser actividades liberadas mientras que el transporte y la distribución, debido a su carácter de monopolio natural, siguen estando reguladas; aunque también se establecen cambios en su regulación. De esta manera, se produce una desverticalización del sector; es decir, una separación jurídica de actividades reguladas y no reguladas. Una misma empresa no puede realizar los dos tipos de actividades.

- Generación
 - Se liberaliza la instalación: tanto por capacidad como por tipo de tecnología.
 - La retribución ya no está regulada. Se abandona el principio de los costes estándar y se establece un mercado mayorista organizado, donde se establecen dichas retribuciones siguiendo el principio de la libre competencia.
- Transporte y Distribución
 - Acceso a terceros a las redes.
 - La retribución sigue siendo regulada.
- Comercialización
 - Nace la figura de la COMERCIALIZADORA. Las empresas comercializadoras son las que compran la energía a las distribuidoras y la venden al consumidor final, con el que firman el contrato de suministro. Por tanto, quedan divididas las actividades de distribución y comercialización.

FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO. PROCESO DE LIBERALIZACIÓN.

- Se otorga al consumidor libertad de contratación y de elección del suministrador (empresa comercializadora).

2.2.3 Nuevo mercado de la electricidad

El principal factor que determina la liberalización del sistema es la instauración de un mercado regulado de libre competencia en el que serán los agentes de mercado quienes determinen el precio de la electricidad. Debido al carácter no acumulativo de la energía y por tanto a la falta de stock, la energía producida debe ser siempre igual a la energía consumida. Por tanto, se necesita de un sistema de mercado complejo que realice este ajuste previo al consumo real, independientemente de las posibles variaciones que se puedan producir tanto en la generación como en la demanda. Para asegurar el correcto funcionamiento del mercado se crea, por un lado, la figura del operador de mercado (OMEL) que se encarga de la gestión de la oferta de compra venta de los mercados, y por otro, la de la Comisión Nacional de Energía (CNE) cuya función es velar por la competencia efectiva, la objetividad y la transparencia.

2.2.3.1 Mercado Mayorista

En el mercado mayorista (denominado mercado mayorista por el volumen de energía que gestiona) participan agentes tanto españoles como portugueses y se denomina Mercado Ibérico de la Electricidad MIBEL. Los agentes que participan en este mercado son conocidos como unidades de mercado y se distingue, básicamente, entre productores y consumidores cualificados (típicamente una comercializadora o un gran consumidor directo). Una unidad de producción generalmente hace referencia a una unidad física, tales como una turbina de gas. Hay varios mercados mayoristas:

- Mercados no-organizados

Son contratos bilaterales (estables en precios y cantidades) que acuerdan un productor y un consumidor de motu proprio para un periodo de tiempo determinado (por ejemplo, seis meses).

- Mercados organizados
 - Mercado a plazos o de futuros: en el que se subastan contratos estables a largo plazo y gestionado por el operador de mercado portugués OMIP

- Mercados SPOT: son mercados horarios diarios e intradiarios donde se establecen los precios y cantidades para cada hora del día y gestionado por el operador de mercado español OMEL

- Mercado diario

Se establece precio y cantidad para cada hora del día. Antes de las 10h del día anterior tanto los productores como los consumidores cualificados realizan 24 ofertas para cada hora del día. Posteriormente el operador de mercado OMEL realiza la

casación de la oferta y la demanda, dando lugar a un precio de casación común para todos los agentes.

- Mercado intradiario

Una vez conocido el precio de casación, sobre las 14h del día anterior, se suceden 6 mercados intradiarios de ajustes en los que tanto el generador como el consumidor pueden hacer ofertas, tanto de generación como de adquisición. Una unidad de mercado puede realizar múltiples ofertas.

- Mercados organizados por REE: Orientados a organizar los ajustes de última hora para asegurar el equilibrio instantáneo entre generación y consumo: solución de restricciones técnicas, mercados de servicios complementarios y gestión de desvíos.

2.2.3.2 Mercado Minorista

Es el mercado en el que se formalizan los contratos entre el pequeño consumidor y las empresas comercializadoras. Como se ha comentado antes, el objetivo es que los consumidores finales tengan libertad total para elegir la comercializadora que deseen, generalmente aquellas que ofrezcan contratos más ventajosos (que ajusten más su margen de beneficios).

2.2.4 Tarifa eléctrica

Al igual que en el Marco Legal Estable son los consumidores finales, que a través de sus facturas, cubren todos los costes del sistema eléctrico. La idea es abandonar la tarifa Integral y dar lugar a una definición de tarifa, derivada del nuevo mercado liberado. Cabe recordar que esta tarifa es pactada libremente entre los consumidores finales y las comercializadoras y cuenta con dos componentes:

- Componente regulada

Es la componente destinada a cubrir los costes de las actividades reguladas de transporte y distribución, así como aquellos costes derivados de la gestión para el correcto funcionamiento del sistema a través de organismos como Red Eléctrica Española (REE), la Operadora de Mercado Ibérico de Energía (OMEL) y la Comisión Nacional de Energía (CNE). A estos costes hay que añadir otros costes por incentivos aún competencia del estado (prima al consumo de carbón nacional, moratoria nuclear, coste de transición a la competencia...).

- Componente de mercado

Esta es la componente que resulta de la aplicación de los mecanismos de mercado anteriormente explicados.

2.3 Etapas de la liberalización

La ley del sector eléctrico fue, por tanto, el inicio de la liberalización del sector y asentó las bases para la transición a una liberación completa. A partir de ahí se pueden distinguir tres etapas en el proceso de liberalización:

2.3.1 PRIMERA ETAPA (1998-2003). Liberalización del mercado.

Con la ley del sector eléctrico se establecen las primeras tarifas de libre mercado pero no se produce una liberalización completa. Se inicia un proceso de transición, en el que los consumidores que todavía no pueden acceder al mercado eléctrico o que todavía no hayan acordado un contrato con una comercializadora se pueden seguir acogiendo a la denominada tarifa integral determinada por el estado. Así mismo, se establece un calendario para una liberalización progresiva que inicialmente se planifica para 2007. Este proceso culminó (antes de lo previsto por la segunda Directiva comunitaria [4]) el 1 de enero de 2003, fecha en que se alcanzó la plena apertura del mercado. Desde entonces todos los consumidores pueden contratar el suministro en condiciones libremente pactadas con el comercializador de su elección.

En la Figura 1 podemos observar la evolución del calendario de liberalización. El calendario definitivo señala una previsión de liberalización completa en 2003.

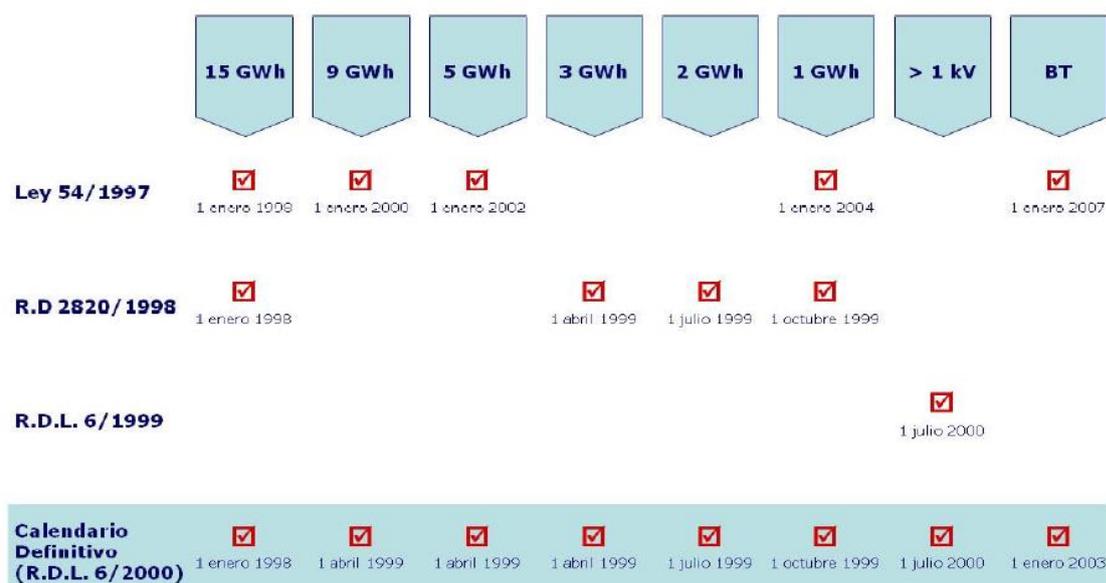


Figura 1: Evolución del calendario de liberalización.

Fuente: "Liberalización del mercado eléctrico español", FUNCIVA, 27 Noviembre 2014.

CAPÍTULO 2: FUNCIONAMIENTO del mercado eléctrico. Proceso de liberalización.

De esta manera los clientes que participaban del mercado liberado fueron aumentando progresivamente. En la Figura 2 se representa la evolución de las tarifas durante este período, tanto en el mercado regulado (tarifa integral) como en el mercado libre; así como el consumo de energía en el mercado regulado y el liberado (representado en gráficas acumulativas). Pese a la apertura del mercado libre para consumidores con consumos >15GWh el 1 de Enero de 1998, éste no se hace efectivo (presencia de agentes de mercado) hasta el mes de Mayo. A partir de ese momento se produce una entrada muy moderada en el mercado libre hasta que a finales del año 1998, el 1% de la energía fue negociada en el mercado libre. Se puede observar que el precio medio anual de la electricidad en el mercado liberado en el año 1998 es mayor que en el mercado regulado, probablemente debido al coste de instauración del nuevo sistema y que un grado de liberalización del mercado del 1% no es un incremento suficiente como para dar lugar a un mecanismo de mercado eficiente.

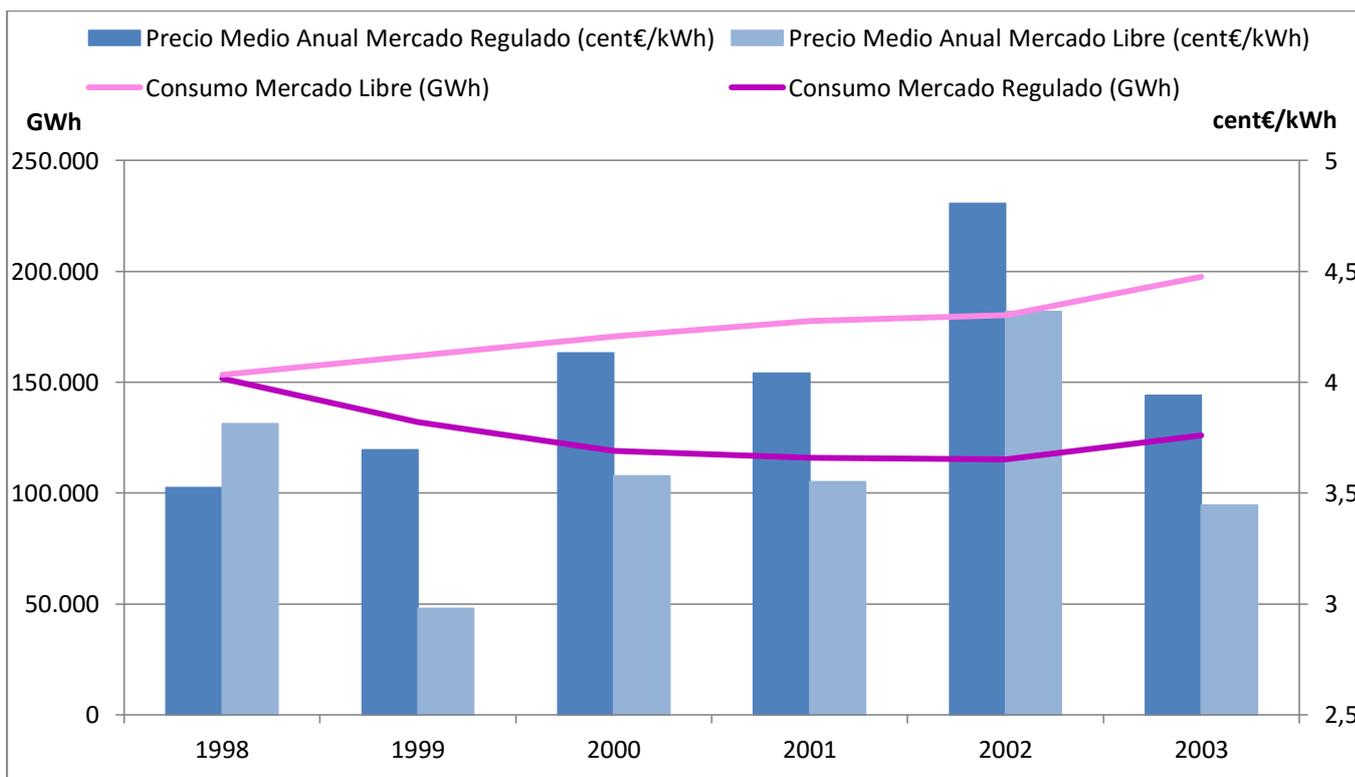


Figura 2: Evolución del mercado eléctrico 1998-2003

Fuente: Elaboración propia, datos OMEL y CNE

Pero, como podemos ver en el calendario de liberalización, la mayoría de los grupos de consumidores entraron en el mercado libre durante el año 1999 (aquellos con un consumo >3GWh en Abril y > 1GWh en Julio) acelerando el crecimiento de la cuota de mercado libre, que a finales de año era del 18%. Por otro lado, para fomentar y acelerar el proceso de liberalización se debía reducir el precio de la electricidad en el mercado liberado respecto del regulado, por lo que el estado proporciono ayudas a los generadores que entraban en el mercado libre (llamados Costes de Transición a la Competencia). Como consecuencia se puede observar una notoria disminución del precio medio anual de la electricidad en el mercado liberado en 1999, que resulta mucho menor que en el mercado regulado. En Junio del año 2000 se abre el mercado libre para consumidores con tensiones >1kv y continua la tendencia creciente de liberalización llegando a finales de

FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO. PROCESO DE LIBERALIZACIÓN.

año al 30%. Este grado de liberalización aumenta alrededor de un 5 % anual durante los siguientes años, siendo la cuota de mercado liberado del 36% en 2003 (año de la completa liberalización del mercado con la apertura a los consumidores de baja tensión). Se puede observar cómo una vez obtenida una cuota de mercado liberado suficiente como para disponer de un mercado en libre competencia real, los precios tienden a estabilizarse. Por un lado, en el 2000 (año en el que se alcanza un grado de liberalización del 30%) el precio de la electricidad en el mercado libre se acerca al del mercado regulado como resultado natural de la libre competencia, pero manteniéndose un margen por debajo. Por otro lado, dicho margen se mantiene más o menos constante durante los años 2000, 2001, 2002 y 2003. Por tanto, podemos decir que entre los años 2000 y 2003 se mantiene más o menos constante tanto el grado de liberalización como la diferencia entre el precio medio anual de la electricidad en el mercado regulado y el mercado libre. Por otro lado, hay que tener en cuenta que el 90% del mercado de generación era controlado únicamente por 3 empresas (Endesa, Iberdrola y Unión Fenosa) [5], lo que no es propio de un mercado de libre competencia ideal, y que puede dar lugar a un régimen de monopolio si dichas empresas se disponen a pactar precios. De hecho, la CNE llegó a denunciar posibles pactos producidos durante las negociaciones del precio de la electricidad para el año 2002 [5], subida que se ve reflejada en la Figura 2 (tanto en el mercado regulado como en el mercado libre). A finales del año 2003 se corrige dicha subida, resultado un precio de la electricidad de 3.4465 cent€/KWh en el mercado libre y de 3.93917 cent€/KWh en el mercado regulado.

2.3.2 SEGUNDA ETAPA (2003-2009). Extinción de tarifas integrales.

A partir del 1 de Enero de 2003 se alcanza la plena elegibilidad, lo que implica que todos los consumidores tienen derecho a cambiarse al mercado libre, pero también de seguir acogiéndose a la tarifa regulada. La Directiva comunitaria 2003/54/CE [6], contempla la supresión de todas las tarifas integrales de los estados miembro para principios del año 2008. En España, en julio de 2007 se publica la Ley 17/2007 [7] que modifica la ley del sector eléctrico [1] con el objetivo de adaptarla a la normativa europea, en la que se establece un calendario para la progresiva desaparición de las tarifas integrales. Así, a partir de julio de 2008 desaparecen las tarifas reguladas para las industrias (generales en alta tensión) y a partir del 1 de Enero de 2009 se produce la supresión total de las tarifas integrales.

Con la plena elegibilidad se inicia un gradual aumento de la participación en el mercado liberado llegando a finales de 2004 a un grado de liberalización del 42%. Sin embargo, la tarifa regulada no era suficiente para cubrir los precios mayoristas de la electricidad y los costes regulados del sistema eléctrico; y las comercializadoras, por su parte, no podían competir con los bajos precios de dicha tarifa. Esta situación provoca un déficit estructural de ingresos en el sector, denominado déficit de tarifa que fue especialmente notable durante los años 2005 y 2006. Los comercializadores se ven obligados a subir los precios (como se puede observar en la Figura 4) lo que frena el grado de liberalización en 2005, descendiendo un 1 % respecto al año anterior, y con efectos realmente notables ya a finales de 2006, donde el porcentaje de energía comercializada en el mercado libre desciende al 25%.

CAPÍTULO 2: FUNCIONAMIENTO del mercado eléctrico. Proceso de liberalización.

Los precios de la electricidad habían sido en 2005 los más elevados desde el inicio del proceso de liberalización y en 2006 el grado de liberalización había disminuido más de 15 puntos respecto al año anterior. Por tanto, la liberalización del sistema eléctrico español se encontraba en un momento crítico. Por un lado, en 2006 se suprimen los costes de transición a la competencia; y por otro, en 2007 se procede a una bajada de las tarifas de acceso. Con estas medidas, se consigue una bajada de los precios, siendo muy similares tanto para el mercado liberado como para el regulado, lo que además se traduce en una recuperación de la tendencia creciente del grado de liberalización, aumentando en un 3% a finales de 2007 respecto del año anterior. En 2008 continúa esa tendencia creciente y además, desaparecen las tarifas integrales de alta tensión, por lo que el porcentaje de consumo en el mercado liberado aumenta notablemente hasta alcanzar el 41% y volver a los niveles de 2005. Sin embargo, los precios no disminuyen, es más, debido al alza de los precios de los combustibles en los mercados internacionales se vuelve a producir una subida en los precios, resultando mayores en el mercado libre que en el mercado regulado. A partir del 1 de Enero de 2009 se suprimen la Tarifas Integrales por lo que el grado de liberalización sigue aumentando hasta alcanzar a finales del mismo año el 58%, y los precios de mercado se estabilizan tras la subida de 2008 disminuyendo respecto al 2007.

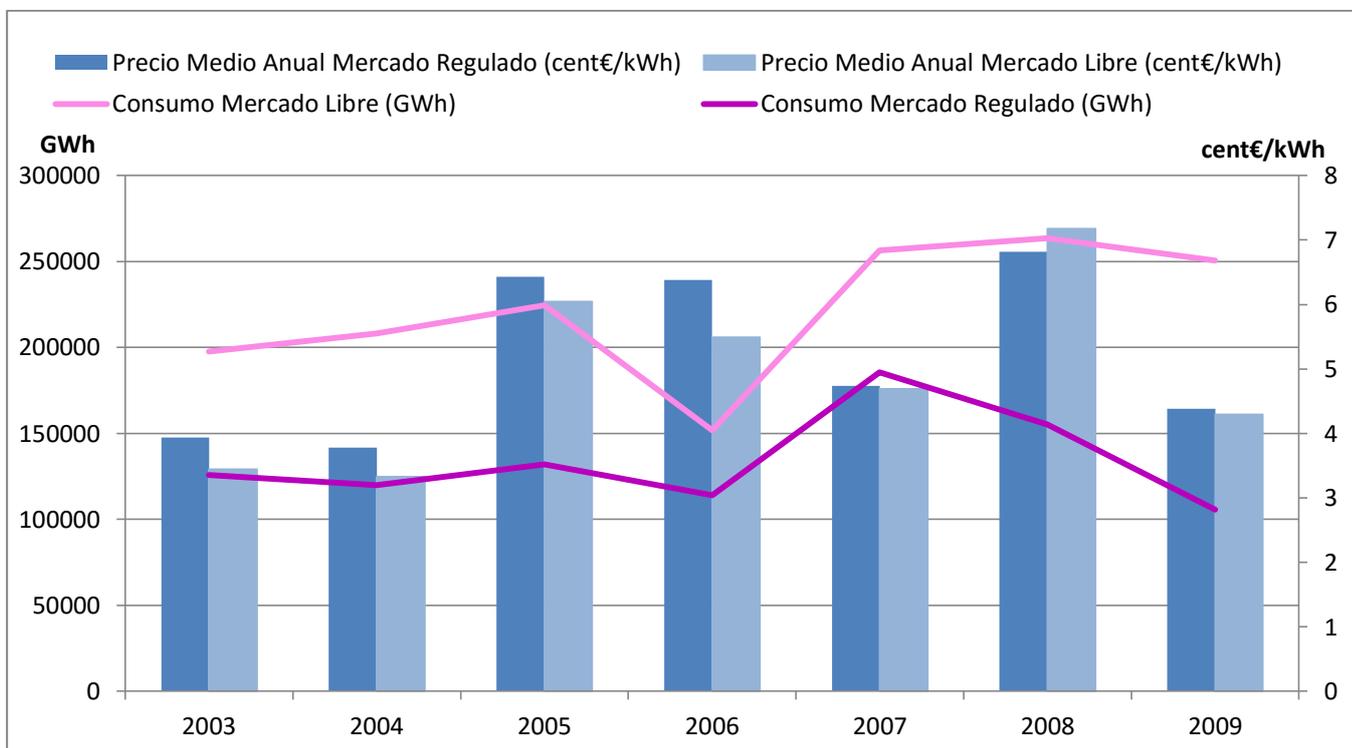


Figura 3: Evolución del mercado eléctrico 2003-2009

Fuente: Elaboración propia, datos OMEL y CNE

2.3.3 TERCERA ETAPA (2009-Actualidad). Tarifas de Último recurso.

Como hemos comentado, en 2009 se produce la desaparición total de las tarifas integrales, sin embargo persiste la existencia de una tarifa regulada en el mercado; aunque definida con un nuevo concepto. Es la llamada **Tarifa de Último Recurso (TUR)** o de referencia, a la que pueden acogerse todos los consumidores con una potencia contratada menor a 10kW. De esta manera, los clientes con potencia menor o igual a 10kW, que son la mayoría de los clientes domésticos, tienen derecho a participar del mercado libre o acogerse a la tarifa regulada por la administración. Esta tarifa de último recurso también se aplicaba a todos los consumidores que para esa fecha no habían contratado una comercializadora, independientemente de la potencia contratada. Una vez acogido a la TUR, el consumidor podía solicitar en cualquier momento el cambio a otra comercializadora de TUR o al mercado libre.

Los consumidores con tarifa de último recurso (al igual que en el mercado libre) deberán contratar su electricidad con una empresa comercializadora. La idea es que con el tiempo, las comercializadoras en régimen de competencia vayan progresivamente ofreciendo ofertas más atractivas de manera que los pequeños consumidores vayan abandonando la TUR, hasta que desaparezca. Con el nacimiento de esta nueva tarifa aparece la figura de Comercializadora de Último Recurso (CUR), empresa encargada de suministrar energía eléctrica a los consumidores que se acojan a dicha tarifa. El Gobierno designa cinco Comercializadoras de Último Recurso:

- Endesa Energía XXI, S.L.
- Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S.A.U.
- Unión Fenosa Metra, S.L.
- Hidrocantábrico Energía Último Recurso, S.A.U.
- E.ON Comercializadora de Último Recurso, S.L.

Dado que estas cinco comercializadoras de último recurso están obligadas a vender a un precio dado (la TUR), el Estado debe procurarles cierta estabilidad y asegurarles un margen de beneficios razonable.

Con el objetivo de procurar dicha estabilidad y eliminar el riesgo que producen las fluctuaciones del precio de mercado se crea un mecanismo en el que se incluye a un intermediario entre el mercado mayorista y las CUR, el cual será el encargado de asumir el riesgo. Este mecanismo consiste en la creación de las subastas CESUR, organizadas por OMEL, que son subastas a largo medio plazo que se realizan cada 3 meses y en las que se puja por la energía a suministrar a los clientes con tarifa de último recurso. Normalmente son entidades financieras quienes compran la energía en el mercado mayorista y posteriormente pujan por un precio, precio CESUR, al que venderán dicha energía a las CUR; resultando ganadora aquella que pujan por el precio más bajo. Posteriormente estas entidades venden la energía a las comercializadoras de último recurso al precio de mercado establecido para cada hora. En las horas en las que el precio de mercado sea menor que el precio CESUR el beneficio que obtienen estas entidades será la diferencia entre ambos, experimentando pérdidas de igual manera si el precio de mercado es mayor que el precio CESUR. Por tanto, son las entidades financieras las que

CAPÍTULO 2: FUNCIONAMIENTO del mercado eléctrico. Proceso de liberalización.

asumen el riesgo evitando que éste sea asumido por las comercializadoras o por los consumidores.

Por otro lado, para asegurar a las CUR un margen de beneficios razonable que les permita cubrir costes de operación, la administración establece una cantidad que consideren suficiente, denominada margen de comercialización.

Por tanto, finalmente la TUR cuenta con tres componentes:

- Precio CESUR
- Componente regulada
- Margen de comercialización

Cabe mencionar que el objetivo de la TUR era el de posibilitar el acceso a la electricidad a todos los grupos de consumidores, no el de garantizar dicho acceso a los ciudadanos con menores recursos. Para esto último, se establece en el R.D.-Ley 6/2009 [8] el denominado Bono Social que consistía en la congelación de la tarifa vigente en ese momento (la TUR). Se podían acoger al bono social los consumidores que cumpliesen uno de los siguientes requisitos:

- clientes con una potencia contratada inferior a 3 kW
- pensionistas con prestaciones mínimas
- familias numerosas
- hogares en los que todos sus integrantes se encuentren en situación de desempleo.

Por otro lado, el déficit de tarifa mencionado anteriormente sigue siendo un problema a solventar, es más, se ha ido agravando a lo largo del tiempo “debido a que los costes reales asociados a las actividades reguladas y al funcionamiento del sector eléctrico resultan superiores a la recaudación por los peajes que fija la Administración y que pagan los consumidores” [9]. Entre el año 2009 y el 2013 se fueron adoptando una serie de medidas de carácter urgente con la intención de hacer frente a estas desviaciones (RD-ley 6/2009 [8], RD-ley 6/2010 [10], RD-ley 14/2010 [11], RD-ley 13/2012 [12], RD-ley 20/2012 [13], RD-ley 2/2013 [14]). Esta reciente dispersión normativa así como la imposibilidad de garantizar el equilibrio financiero del sistema eléctrico dio lugar a la **Ley 24/2013 del sector eléctrico [15]**, que sustituye a la Ley 54/1997 [1].

2.3.3.1 Ley 24/2013 del sector eléctrico

Los principales cambios que aporta esta ley son:

- Definición del **principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico** (entendida como la capacidad del sistema para satisfacer la totalidad de los costes del mismo) como base fundamental de la nueva legislación. Por un lado, los ingresos del sistema deben ser suficientes para satisfacer la totalidad de los costes y, por otro, “toda medida normativa en relación con el sector eléctrico que suponga un incremento de costes o una reducción de ingresos debe incorporar una reducción equivalente de otras partidas de costes o un incremento equivalente de ingresos que asegure el equilibrio del sistema” [15].

FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO. PROCESO DE LIBERALIZACIÓN.

- Corregir el **déficit de tarifa**, mediante medidas como limitar los desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema al 2% de los ingresos estimados.
- Nuevo **régimen retributivo** de las distintas actividades destinadas al suministro eléctrico, como la eliminación del régimen especial de retribución de instalaciones de producción a partir de tecnologías renovables, cogeneración y residuos.
- Se desarrolla el concepto de **autoconsumo** como el “consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas a través de una red interior del propio consumidor o mediante línea directa asociada a dicho consumidor”.
- Se establece el **Precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC)** que introduce cambios en la definición y la aplicación de las tarifas de último recurso.

El Precio Voluntario al Pequeño Consumidor sustituye a la antigua TUR, es decir, es la tarifa que se aplica a los consumidores con una potencia inferior a 10 KW. La tarifa sigue siendo una tarifa aditiva que consta de tres elementos:

- Componente de mercado
- Componente regulada: peajes de acceso y cargos que correspondan
- Margen de comercialización: margen de beneficios

El principal cambio respecto a la TUR reside en el cálculo de la componente de mercado, ya que se define un nuevo sistema de determinación del precio de la energía. Con la antigua TUR los precios se determinaban mediante las subastas CESUR, pero después de que la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia no validara la 25ª subasta CESUR celebrada el 19 de diciembre de 2013 por considerar que se habían producido «circunstancias atípicas» que impidieron que la puja se desarrollara en un entorno de «suficiente presión competitiva» se abandona este sistema [16]. El nuevo sistema toma como referencia el precio de la energía en el mercado mayorista que, como se ha explicado anteriormente, se define para cada hora del día. Por tanto, ahora el precio de la energía se calculará en base al precio de la electricidad en el mercado del período de facturación.

Por otro lado, se abre la oferta a más comercializadoras, es decir, la comercialización de PVPC no está limitada a las antiguas CUR, que pasan a llamarse comercializadoras de referencia. Además, el PVPC se estipula como un precio máximo (permitiendo a la comercializadora ofrecerlo a menor importe), se permite la oferta de servicios añadidos al PVPC y se admite ofertar descuentos sobre el PVPC.

El PVPC se aplica a los consumidores con potencia contratada menor a 10KW sustituyendo a la TUR en este margen de mercado, pero por otro lado se siguen aplicando tarifas de último recurso a consumidores que cumplan unas características determinadas:

- Consumidores que tengan la condición de vulnerables, que son consumidores de electricidad que cumplan con las características sociales, de consumo y poder adquisitivo que se determinen. Esta tarifa se calcula aplicando un descuento sobre la PVPC.

CAPÍTULO 2: FUNCIONAMIENTO del mercado eléctrico. Proceso de liberalización.

- Consumidores que, sin cumplir los requisitos para la aplicación del PVPC, transitoriamente no dispongan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador en mercado libre. Esta tarifa se obtiene aplicando un incremento porcentual a los peajes de acceso que correspondan al punto de suministro y al resto de términos que incluye el PVPC.

El bono social se sigue aplicando a los mismos colectivos pero ahora se calcula como la diferencia entre el PVPC y la tarifa de último recurso para consumidores vulnerables.

En la figura 5, se puede observar la evolución del precio medio anual del mercado libre y regulado durante los últimos años, así como el consumo tanto en el mercado regulado como en el mercado libre. Respecto al grado de liberalización del sistema, o el volumen de energía comercializada en el mercado libre respecto al total, tras el 58% alcanzado en 2009 se produce un aumento notable en 2010 que termina con un grado de liberalización del 70%, y un aumento más leve en 2011 alcanzando el 76%. Los años siguientes el grado de liberalización crece a razón de un 3% al año, con lo que a finales del 2015 se registraba un volumen de energía comercializada en el mercado libre del 87%. Por tanto, se puede decir que el proceso de liberalización desde la supresión total de las tarifas integrales en 2009, pasando por la instauración del PVPC a partir de 2014, ha ido creciendo aunque de manera más lenta en los últimos años. Sin embargo, esta penetración en el mercado libre no ha conseguido abaratar los precios (como podemos ver en la Figura 4); aunque si se han mantenido más o menos constantes o al menos desde 2011 y mantener el precio medio anual en el mercado libre por debajo del precio medio anual en el mercado regulado.

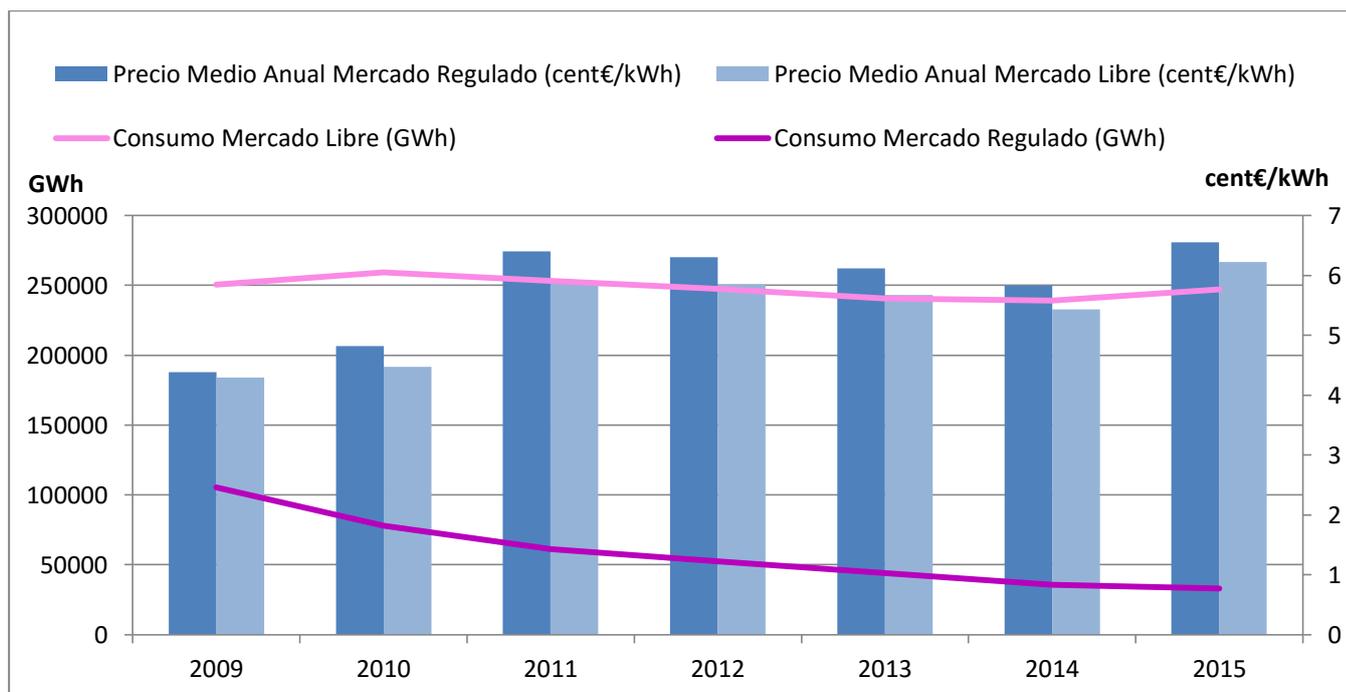


Figura 4: Evolución del mercado eléctrico 2009-2015

Fuente: Elaboración propia, datos OMEL y CNE

FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO. PROCESO DE LIBERALIZACIÓN.

A continuación, en la Figura 6 se representa la evolución del precio medio anual de mercado desde que se iniciara el proceso de liberalización, en el que se puede observar con mayor claridad las subidas y bajadas de los precios tanto en el mercado regulado como en el mercado libre. Podemos observar que, en rasgos generales, los precios han seguido una tendencia ascendente; de crecimiento más continuo en la primera (1998-2003) y tercera etapa (2009-2015) de liberalización, y más heterogéneo, o con más altibajos, en la segunda etapa (2004-2009).

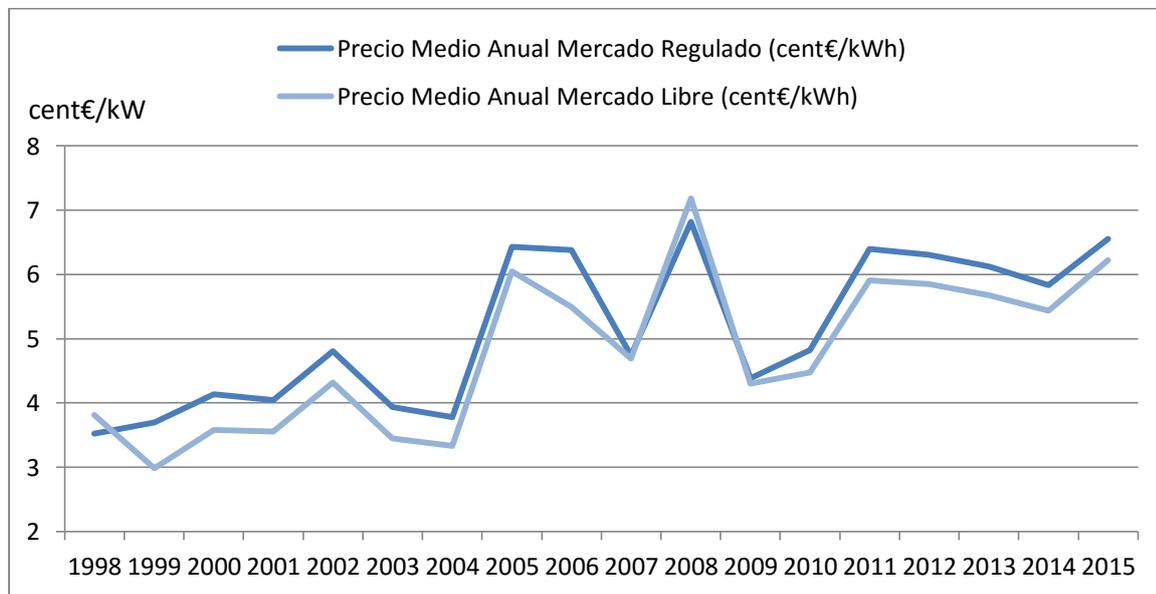


Figura 5: Evolución de las tarifas eléctricas 1998-2015

Fuente: Elaboración propia, datos OMEL y CNE [14]

Respecto al grado de liberalización, representado en la Figura 6, podemos decir que ha ido aumentando progresivamente sufriendo un descenso importante en 2006, aunque volviendo a recuperar la tendencia creciente hasta alcanzar en 2015 el 87%

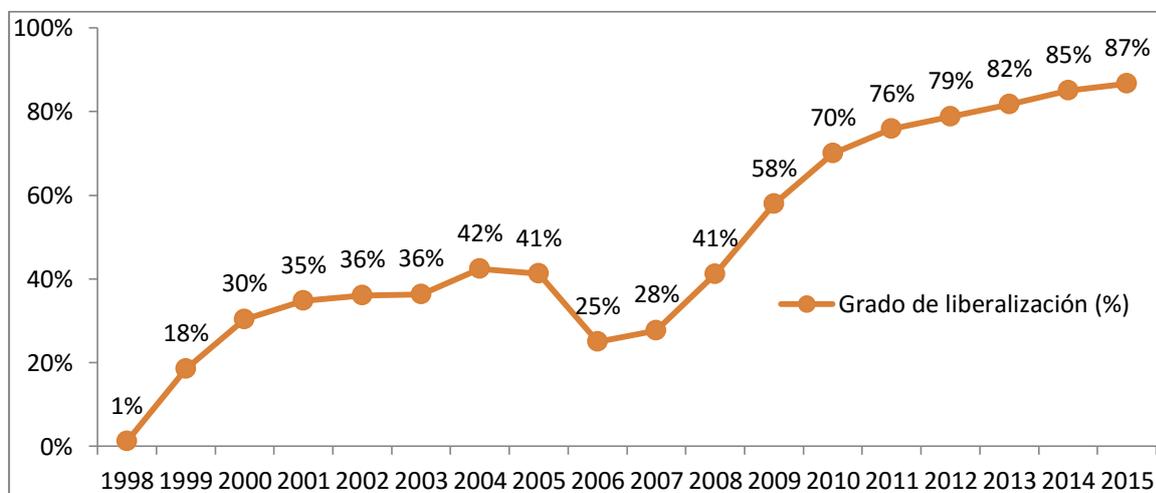


Figura 6: Evolución grado de liberalización 1998-2015

Fuente: Elaboración propia, datos OMEL y CNE [14]

CAPÍTULO 2: FUNCIONAMIENTO del mercado eléctrico. Proceso de liberalización.

Con todo lo comentado anteriormente podemos concluir que el proceso de liberalización del mercado eléctrico español ha sido un proceso complicado, en el que se han tenido que ir aplicando cambios en favor de la liberalización, en el que se han cometido errores y en el que se han tenido que aplicar medidas para su corrección. El proceso de liberalización del mercado eléctrico ha dado lugar al sistema actual y abre las puertas para una liberalización mayor, una mayor competencia. Todavía no disfrutamos de un mercado eléctrico 100% liberalizado, los precios aumentan cada año y, aunque cada año nuevos agentes al mercado, siempre podemos construir un mercado más eficiente y de mayor competencia.

Capítulo 3

Componentes del suministro de electricidad

3.1 Peajes de acceso: Costes regulados.

Como ya se ha mencionado en el Capítulo 2 tanto en la tarifa derivada del libre mercado como en la PVPC existe una componente destinada a cubrir los gastos de las actividades reguladas. Esta componente regulada incluye peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, costes derivados de la realización de actividades necesarias para la gestión y el correcto funcionamiento del sistema, y otros costes como incentivos o déficit de tarifa.

En la ley del sector eléctrico de 1997 [1], estos costes para la sustentación de las actividades reguladas se englobaban bajo el nombre de peajes de acceso, y posteriormente en la ley del sector eléctrico de 2013 [15] se distingue entre peajes de acceso (costes de las actividades de transporte y distribución) y cargos (otros costes de gestión, de diversificación etc...). La legislación indica que tanto los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución como los cargos son establecidos anualmente por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, son únicos en todo el territorio nacional y no incluyen ningún tipo de impuestos. Además, es el gobierno el que determina la metodología de cálculo de los mismos y las condiciones de aplicación.

Por otro lado, en un principio los peajes de acceso solo se aplicaban a los consumidores, pero en el Real Decreto-ley 14/2010 (en vigor desde el 1 de enero de

CAPÍTULO 3: COMPONENTES del suministro de electricidad

2011) [11] se establecen peajes de acceso aplicables a los productores. Cabe indicar que el coste que supone el pago de dichos peajes por parte de los productores se refleja en sus ofertas al mercado de producción y que de ahí se traslada a la factura eléctrica que paga el consumidor. De esta manera, en la ley del sector eléctrico de 2013 [15] queda reflejada la aplicación de peajes de acceso tanto a consumidores como a productores:

- Los peajes que deberán satisfacer los consumidores tendrán en cuenta las especialidades por niveles de tensión y las características de los consumos por periodos horarios y potencia.
- Los peajes que deberán satisfacer los productores de energía eléctrica se regularán reglamentariamente, teniendo en cuenta la energía vertida a las redes.

3.1.1 Estructura de los peajes de acceso

Los peajes de acceso de transporte y distribución y los cargos se recogen en la Tarifa de Acceso a las Redes. La estructura básica de este coste está definida en el REAL DECRETO 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica [17], aunque la normativa vigente actualmente se recoge en la circular IET/2444/2014 [18]. La metodología de asignación de las tarifas se basa principalmente en los siguientes principios tarifarios:

- Suficiencia tarifaria. Los peajes de transporte y distribución garantizan la recuperación de los costes que resulten de dichas actividades.
- Eficiencia. Los peajes de transporte y distribución se asignan de forma que muestren el coste que cada usuario hace incurrir al sistema.
- Aditividad. Los peajes de transporte y distribución incluyen de forma aditiva los costes por dichas actividades que les corresponde a cada grupo tarifario.
- Transparencia y objetividad. El procedimiento de asignación de costes para determinar las tarifas es público.
- No discriminación en la asignación de costes. Aplicar mismos peajes a usuarios pertenecientes al mismo grupo tarifario.
- Los peajes de transporte y distribución son únicos en todo el territorio nacional.

Respecto a la estructura de la tarifa de acceso, podemos decir que está compuesta por un término de potencia, un término de energía activa y, si corresponde, un término de energía reactiva:

- **Término de potencia** o término fijo (T_p) definido en €/KW año
- **Término de energía activa** o término variable (T_e) definido en €/KWh
- **Término de energía reactiva**: sólo se aplica en caso de que el factor de potencia sea inferior a 0,95.

Como ya hemos comentado, las tarifas de acceso se diferencian por niveles de tensión, en tarifas de baja tensión (<1 KV), y tarifas de alta tensión (>1 KV). Dentro de cada nivel se realiza una estructuración según la potencia que contrate el consumidor y según se aplique discriminación horaria o no. De esta forma el consumidor contratará la potencia que más se ajuste a sus condiciones y será la empresa distribuidora quién fije el

COMPONENTES DEL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD

escalón tarifario correspondiente. En la siguiente tabla se puede observar las distintas tarifas de baja tensión vigentes (Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre) desde 1 de Abril de 2014 [18].

Tabla 1: Tarifas peajes baja tensión

Fuente: "Peajes de acceso, cargos y déficit tarifario", Manual de la energía, Eys

Tarifas BT							
Colectivo de aplicación		Tp [€/KWh año]	Te [€/KWh]				
			Sin DH	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	
2.0 A	Pc ≤ 10kW	38,043426	0,044027	-	-	-	
2.0 DHA	Pc ≤ 10kW	38,043426	-	0,062012	0,002215	-	
2.0 DHS	Pc ≤ 10kW	38,043426	-	0,062012	0,002879	0,000886	
2.1 A	10kW < P ≤ 15kW	44,44471	0,05736	-	-	-	
2.1 DHA	10kW < P ≤ 15kW	44,44471	-	0,074568	0,013192	-	
2.1 DHS	10kW < P ≤ 15kW	44,44471	-	0,074568	0,017809	0,006596	
Colectivo de aplicación		Tp [€/KWh año]			Te [€/KWh]		
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
3.0 A	Pc > 15kW	40,728885	24,43733	16,291555	0,018762	0,012575	0,00467

Como podemos observar dentro de las tarifas de baja tensión hay tres niveles:

- $P \leq 10\text{kW} \rightarrow$ Tarifa 2.0
- $10\text{kW} < P \leq 15\text{kW} \rightarrow$ Tarifa 2.1. Grupo de estudio de este proyecto.
- $P > 15\text{kW} \rightarrow$ Tarifa 3.0

Las tarifas 2.0A y 2.1A son las únicas sin discriminación horaria (DH). La discriminación horaria se caracteriza por reducir el precio del término de consumo en las horas de menor demanda o franja valle (noche) y aumentar este importe en las horas de mayor demanda o franja punta (día). La primera tarifa con discriminación horaria aparece en España en 1983 bajo el nombre de tarifa nocturna, que aplicaba un precio a las horas de noche y otro a las del día. Sin embargo, en 2008 se cambia por la tarifa con Discriminación Horaria (DH) que amplía el horario nocturno (de menor precio) incluyendo algunas horas de la mañana, 2.0DHA y 2.1DHA. En 2011 entraron en vigor los nuevos tipos de tarifa supervalle que dividía el día en 3 tramos horarios: tramo supervalle (el más económico y especificado para la madrugada), el tramo valle (más caro que el supervalle y para horas nocturnas) y tramo punta (de mayor precio), 2.0DHS, 2.1DHS y 3.0A. También, en la discriminación horaria se tiene en cuenta que las horas punta y las horas valle no son las mismas en verano que en invierno.

CAPÍTULO 3: COMPONENTES del suministro de electricidad

En la siguiente tabla podemos ver los periodos de consumo supervalle, llano y punta para las tarifas de baja tensión.

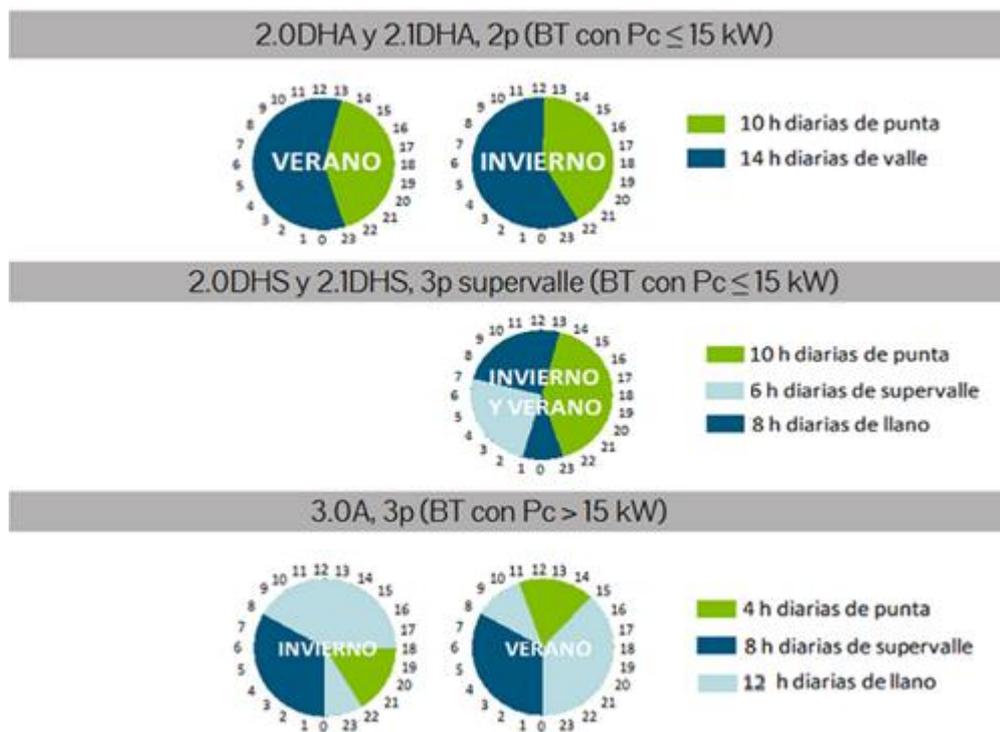


Figura 7: Periodos de consumo en baja tensión

Fuente: "Peajes de acceso, cargos y déficit tarifario", Manual de la energía, EyS

Este proyecto analizará el caso de consumidores entre $10\text{kW} < P < 15\text{kW}$, por lo que la tarifa aplicable sería la 2.1, sin discriminación horaria 2.1A, con discriminación horaria en dos periodos 2.1DHA o en tres periodos 2.1DHS.

A continuación se muestran las tarifas de alta tensión vigentes (Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre) desde 1 de Abril de 2014 [18].

COMPONENTES DEL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD

Tabla 2: Tarifas peajes alta tensión

Fuente: "Peajes de acceso, cargos y déficit tarifario", Manual de la energía, Eys

Tarifas AT							
Colectivo de aplicación	Tp [€/kW año]			Te [€/kWh]			
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	
3.1A	1kV < T ≤ 36kV	59,173468	36,490689	8,367731	0,014335	0,012754	0,007805
Colectivo de aplicación	Tp [€/kW año]						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
6.1	1kV < T ≤ 36 kV	39,139427	19,586654	14,334178	14,334178	6,540177	
6.2	36 kV < T ≤ 72,5 kV	22,158348	11,088763	8,115134	8,115134	3,702649	
6.3	72,5 kV < T ≤ 145 kV	18,916198	9,466286	6,92775	6,92775	3,160887	
6.4	T > 145 kV	13,706285	6,859077	5,019707	5,019707	2,290315	
6.5	Conexiones internacionales	13,706285	6,859077	5,019707	5,019707	2,290315	
Colectivo de aplicación	Te [€/kWh]						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
6.1	1kV < T ≤ 36 kV	0,026674	0,019921	0,010615	0,005283	0,003411	0,002137
6.2	36 kV < T ≤ 72,5 kV	0,015587	0,011641	0,006204	0,003087	0,001993	0,001247
6.3	72,5 kV < T ≤ 145 kV	0,015048	0,011237	0,005987	0,002979	0,001924	0,001206
6.4	T > 145 kV	0,008465	0,007022	0,004025	0,002285	0,001475	0,001018
6.5	Conexiones internacionales	0,008465	0,007022	0,004025	0,002285	0,001475	0,001018

Para el caso de alta tensión sólo existe una tarifa con discriminación horaria, la tarifa 3.1 que aplica discriminación horaria de tres periodos. En la siguiente figura se muestran las horas valle (supervalle), llano y punta de dicha tarifa.



Figura 8: Periodos de consumo en alta tensión

Fuente: "Peajes de acceso, cargos y déficit tarifario", Manual de la energía, Eys

CAPÍTULO 3: COMPONENTES del suministro de electricidad

Por otro lado, con el Real Decreto 1544/2011 [19], se aprobó la aplicación de un peaje de acceso a las redes de transporte y distribución para todas las instalaciones de generación, tanto del régimen ordinario como del especial, que tiene un valor de 0,5 €/MWh, correspondiente al valor máximo aplicable según la normativa europea.

3.1.2 Desglose de los costes de acceso

3.1.2.1 Costes de redes

3.1.2.1.1 Transporte

La red de transporte es la encargada de conducir la energía a larga distancia y alta tensión (en España entre 220 y 400 KV) desde las centrales generadoras hasta las redes de distribución, o bien hasta grandes consumidores industriales que estén conectados directamente a la red de transporte. Como ya se ha comentado el transporte de energía eléctrica es una actividad regulada y, con la Ley del Sector Eléctrico 54/1997 [1], se ratifica a Red Eléctrica como el transportista único y operador del sistema eléctrico español. Como gestor de la red de transporte, Red Eléctrica es responsable del desarrollo y ampliación de la red, de realizar su mantenimiento, de gestionar el tránsito de electricidad entre sistemas exteriores y la península y de garantizar el acceso de terceros a la red de transporte en condiciones de igualdad.

Los peajes de acceso a la red de transporte son los destinados a cubrir los costes de todas estas actividades de forma que se pueda mantener una buena prestación del servicio y se incentive la disponibilidad y eficiencia de las instalaciones. Estos costes constan de:

- Retribución de la inversión: tanto la retribución financiera como la amortización.
- Retribución de actividades de operación y mantenimiento.
- Incentivo de disponibilidad.

En la Figura 9 se muestra la evolución de los costes de transporte desde la entrada en vigor de la ley del sector eléctrico hasta la actualidad. Podemos observar un crecimiento lento pero constante de los precios entre 1998 y 2003, que corresponde con la primera etapa de la liberalización del sector eléctrico. Para la segunda etapa de la liberalización (2003-2009) el crecimiento sigue siendo más o menos constante aunque más pronunciado. Posteriormente los costes siguen aumentando, aunque de manera más heterogénea, hasta llegar a suponer en 2015 más del triple que en el inicio del proceso de liberalización del mercado en 1998.

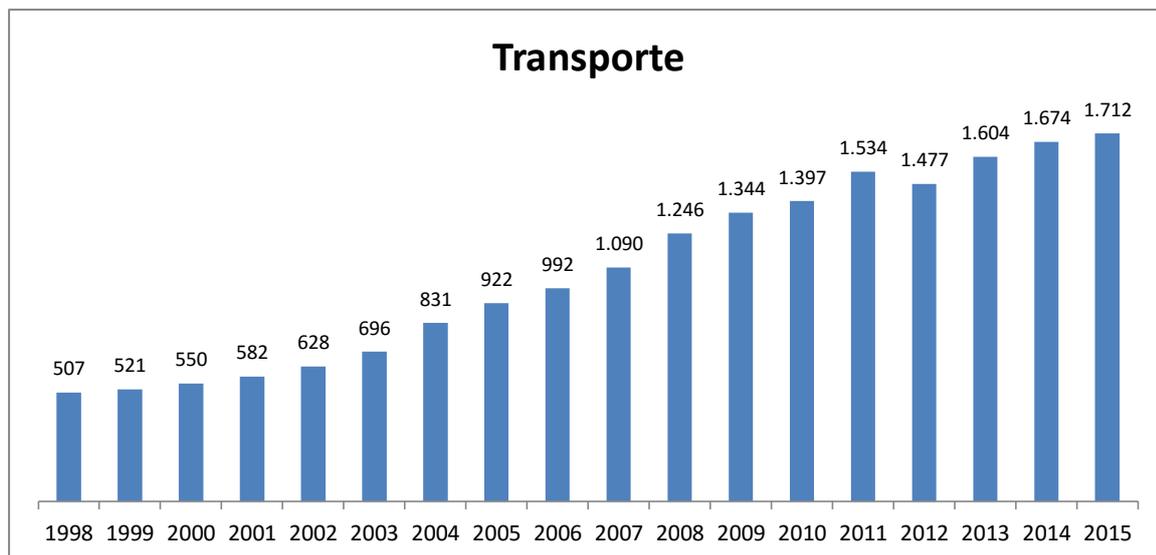


Figura 9: Evolución de los costes de transporte (Millones de €)

Fuente: Elaboración propia, datos CNE

3.1.2.1.2 Distribución

La red de distribución tiene por objeto conducir la energía eléctrica desde la red de transporte hasta los consumidores. Utiliza cables de media tensión (132kv-12.5kv) y de baja tensión (400v-230v). La distribución de energía eléctrica también es una actividad regulada pero a diferencia de la red de transporte, cuya planificación es labor del Estado, el desarrollo de las redes de distribución es responsabilidad de cada compañía distribuidora y por tanto consta de una remuneración independiente para cada una, sometida a los criterios de eficiencia, calidad del suministro y minimización de las pérdidas eléctricas. Dentro de los costes de distribución se pueden distinguir:

- Costes de inversión
- Costes de operación y mantenimiento
- Costes de energía circulada
- Incentivo de calidad de suministro y reducción de pérdidas
- Costes de gestión comercial: contratación, atención al cliente, lectura de contadores y equipos de medida, planificación de las redes...

En la Figura 10 se muestra la evolución de los costes de distribución. Podemos observar que los costes de distribución han aumentado a un ritmo más lento que los costes de transporte, aumentando en sólo un 7.59% durante los primeros años (1998-2003). Posteriormente los costes aumentan a un ritmo más elevado llegando en 2010 a su valor más alto, año tras el cual comienza una tendencia decreciente de los costes llegando a suponer un coste de 5077 millones € en 2015 (menos del doble que en 1998).

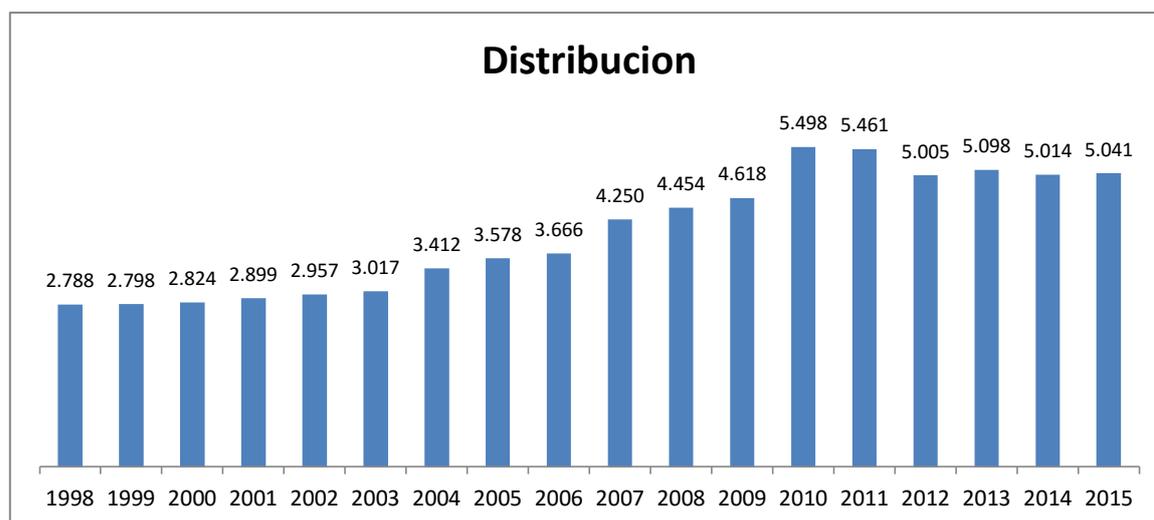


Figura 10: Evolución de los costes de distribución (Millones de €)

Fuente: Elaboración propia, datos CNE

3.1.2.2 COSTES DE DIVERSIFICACIÓN Y SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO

3.1.2.2.1 Costes asociados a la industria nuclear

Moratoria nuclear

Tras la crisis energética española del año 1973, se elabora el Plan Energético Nacional de 1975 [20] (con una duración prevista hasta 1985), con el principal objetivo de reducir la dependencia española del petróleo. Por este motivo, se produce un fuerte desarrollo de la energía nuclear durante esos años. Sin embargo, en 1984 debido, entre otras razones, al exceso de energía instalada, a la falta de competitividad de las centrales nucleares o al movimiento ecologista antinuclear debido a varios accidentes (Three Mile Island 1979, Chernóbil 1986 y Vandellos 1989) se elabora un nuevo Plan de 1978-1987 [21] en el que se decide paralizar las obras, o cancelar la entrada en funcionamiento, de 5 centrales nucleares españolas que se encontraban en fase de construcción.

Estos 5 proyectos permanecieron en moratoria hasta que en 1997 con la ley del sector eléctrico [1] se estableció que los titulares de los mismos recibieran una compensación por las inversiones realizadas mediante un porcentaje de la factura eléctrica. Se estableció una compensación individual para cada proyecto, a pagar en un plazo máximo de veinticinco años contados a partir del 20 de enero de 1995. Todavía no hemos acabado de pagar la compensación por la moratoria nuclear, aunque su influencia sobre la tarifa es muy pequeña a partir de 2006. Actualmente corresponde a un 0.447% sobre el peaje de acceso (Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015 [16])

Stock básico del uranio

La primera parte del ciclo nuclear comprende todas aquellas actividades realizadas antes de la utilización del combustible. Una de las principales actividades es mantener un

COMPONENTES DEL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD

stock de combustible, es decir, mantener una cantidad de uranio almacenada para poder ser utilizada en el caso de existir algún problema de suministro, ya que España importa el 100% del uranio que consume.

Con el Real Decreto 2967/1979, de 7 de diciembre sobre Ordenación de Actividades en el Ciclo del Combustible Nuclear [22] queda regulado que la empresa pública ENUSA es la responsable tanto de la creación como del mantenimiento de este stock. Inicialmente, los costes de la actividad de ENUSA se pagaban mediante un porcentaje de la tarifa eléctrica, pero desde el año 2001 son costeados por las empresas propietarias de las centrales nucleares.

Segunda parte del ciclo del combustible nuclear

La segunda parte del ciclo del combustible nuclear comprende todas aquellas actividades realizadas tras la utilización del combustible: tratamiento de los residuos nucleares y desmantelamiento de las centrales nucleares una vez llegan al final de su vida útil.

La Empresa Nacional de Residuos Radiactivos (ENRESA), autorizada mediante los Reales Decretos 1522/1984 de 4 de julio [23], y 1899/1984 de 1 de agosto [24], gestiona y realiza las actividades propias de esta parte del ciclo, siguiendo el Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR) aprobado por el Gobierno [25].

Los costes de la gestión de los residuos radiactivos, se financian a través del denominado Fondo para la financiación de las actividades del Plan General de Residuos Radiactivos; que se nutre de cargos a la tarifa eléctrica, ingresos derivados de la fabricación de combustibles y por la facturación a los explotadores de las instalaciones radiactivas generadoras de residuos radiactivos mediante tarifas aprobadas por el Ministerio de Economía. Los cargos a la tarifa eléctrica se basan en la aplicación de porcentajes sobre la recaudación por venta de energía eléctrica a tarifas y peajes.

Actualmente este porcentaje es del 0.001% sobre el peaje de acceso (Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015 [16]).

3.1.2.2.2 Costes asociados a la industria del carbón

Prima al consumo de carbón nacional

La prima al consumo del carbón nacional es una ayuda que reciben las empresas generadoras por el uso de carbón nacional. La importancia de esta materia prima se debe a que constituye el único recurso energético de origen fósil en España, colocando a la minería como sector estratégico en determinadas provincias españolas, así como generando puestos de trabajo. Además, al ser de origen nacional, se tiene disponibilidad permanente a este tipo de materia prima y garantía de suministro. Sin embargo, estas reservas nacionales son escasas y de baja calidad. Además, los procesos extractivos del carbón nacional son costosos, no siendo así en otros países, y tanto su extracción como su combustión ocasionan graves problemas de contaminación ambiental. Debido a estas características, el carbón nacional siempre ha tenido dificultades para competir en el mercado, por lo que ha requerido del apoyo estatal por distintas vías. Por otro lado, las

CAPÍTULO 3: COMPONENTES del suministro de electricidad

ayudas estatales al consumo de carbón son fuertemente criticadas ya que suponen subvencionar la fuente de generación eléctrica con mayor emisión de CO₂ por kWh generado, así han sido suprimidas para el año 2015.

Plan de Viabilidad Elcogás

La planta Elcogás (situada en Puertollano) era una planta termoeléctrica de tipo gasificación integrada en ciclo combinado (GICC) que transforma el carbón y el coque en gas, de forma que se eliminan las emisiones de dióxido de azufre, partículas y mercurio. La actividad de dicha planta suponía la producción de energía limpia, cuyo desarrollo marcaba uno de los objetivos dictados por la UE. Por esta razón el estado estaba interesado en que dicha planta mantuviera su actividad. Ahora bien, dada su naturaleza experimental, dicha planta tenía problemas para garantizar su sostenibilidad económica. Por tanto, el gobierno aprobó el 16 de Marzo de 2007 El Plan de Viabilidad Elcogás por el que la planta recibe una prima de 4 cent€/KWh generado, con un periodo de validez de diez años y devengadas a partir del 1 de julio de 2006 [26].

3.1.2.2.3 Régimen especial

El régimen especial se aplica a todos aquellos generadores con potencia inferior a 50 MW que utilicen como energía primaria: energías renovables (solar, eólica, hidráulica y biomasa), residuos o cogeneración. Este tipo de tecnologías tienen la principal ventaja de emitir menos contaminantes y suponer un menor impacto sobre el entorno. Sin embargo, algunas de estas tecnologías dependen de factores climatológicos, lo que conlleva una gran aleatoriedad e impredecibilidad en su producción. Por otro lado, muchas de ellas están en fase de desarrollo, por lo que tienen unos costes asociados muy superiores a otras tecnologías más contaminantes pero más maduras. Con la ley del sector eléctrico 54/1997 [1], se establecen ayudas económicas con el objetivo de incorporar a los generadores en régimen especial al sistema eléctrico y fomentar el uso de energías limpias. Los productores en régimen especial tienen dos opciones (Real Decreto 436/2004 [27]):

- verter su producción a la red y percibir por ello una tarifa fija para cada kilovatio-hora que produzcan
- vender su electricidad en el mercado mayorista de electricidad

En el caso de participar en el mercado mayorista, el productor de régimen especial recibirá el precio establecido en el mercado más una prima por participación. Las primas de Régimen Especial representan la diferencia entre la cantidad que debe percibir cada una de las instalaciones dependiendo de su tecnología (establecida administrativamente) y la cantidad que cada una de ellas ha recibido por la venta de la electricidad generada en el mercado mayorista.

Los objetivos que marcaba el Plan de Fomento de las Energías Renovables de 1999 [28] y posteriormente el Plan de Energías Renovables 2005-2010 [29], se cumplieron sobradamente, es más, debido a las medidas para fomentar la generación en régimen especial y a que el Gobierno fijó de antemano una prima, pero no estableció un límite a la capacidad instalada, se produjo una instalación desmesurada de centrales pertenecientes a dicho régimen. Esto conllevó al aumento de las primas (como puede verse en la Figura 11), provocando que estas tecnologías supusiesen un elevado coste para el sistema. Cabe destacar el caso de la energía solar fotovoltaica que pasó de tener 690 MW instalados en

COMPONENTES DEL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD

2007 a 3.398 MW en 2008, cuando el objetivo era de 1.731 MW para 2010 [3]. Por lo tanto, comienza una nueva etapa orientada a reducir dicho coste y así, en enero de 2012, se aprueba el Real Decreto-ley 1/2012 [30] por el cual se suspenden los incentivos económicos para los proyectos encaminados a la instalación de nuevas plantas de producción de energía eléctrica por medio de fuentes renovables, cogeneración y residuos. Posteriormente, el 13 de julio de 2013 se aprueba el Real Decreto-ley 9/2013 [31], en el que se abandona el modelo de incentivo basado en la producción eléctrica establecido desde la Ley 54/1997 [1]. Desaparece el régimen especial, pasando todas las instalaciones a regirse por la misma normativa y asumir las obligaciones del mercado. En la Figura 11 se puede observar como disminuyen los costes del régimen especial tras el nuevo sistema retributivo desarrollado en 2013.

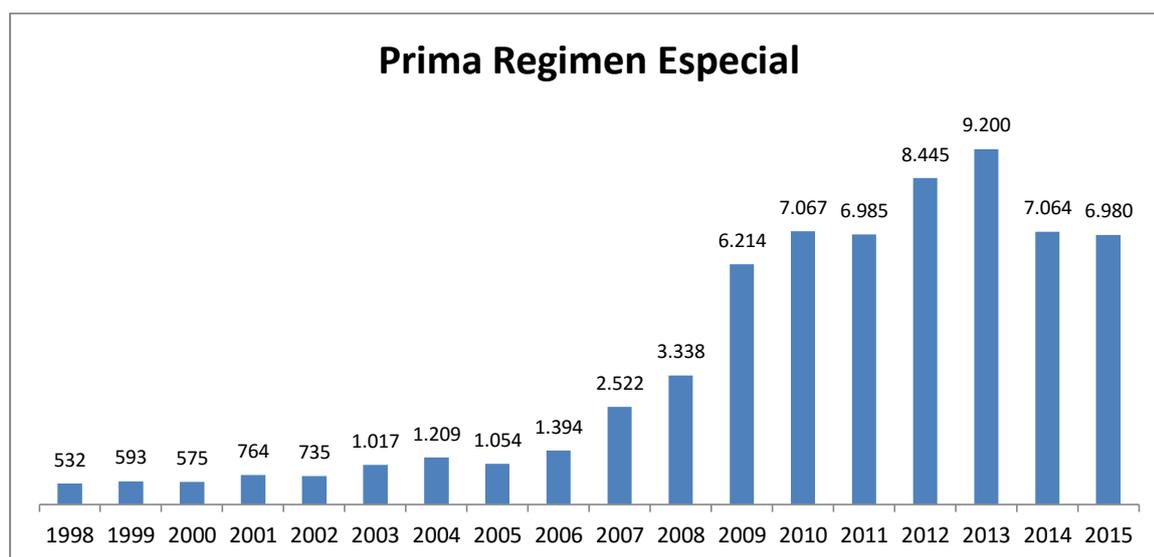


Figura 11: Evolución de la prima de régimen especial (Millones de €)

Fuente: Elaboración propia, datos CNE

3.1.2.2.4 Servicio de interrumpibilidad

El Coste por Interrumpibilidad es un concepto que el Estado paga a ciertos grandes consumidores para que se comprometan a dejar de consumir en aquellos momentos en los que el Sistema Eléctrico Nacional necesite más energía de la disponible. Así, cuando se producen picos de demanda, la reducción del consumo por parte de estos consumidores garantiza la estabilidad del Sistema.

El servicio de interrumpibilidad entró en vigor en el año 2008 mediante la Orden ITC 2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción, partiendo de la necesidad de garantizar el suministro de electricidad a los consumidores [32]. Actualmente, pueden ser proveedores de este servicio de operación, los consumidores conectados en alta tensión que reúnan los requisitos definidos en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre [33] y en la Orden IET/1752/2014, de 26 de septiembre [34], por el que reciben una compensación económica a cambio de la posibilidad de reducir la potencia demandada. En la Figura 12 se muestra la evolución de estos costes de interrumpibilidad desde el año de su aplicación (2008). Podemos observar que el coste de este servicio es muy pequeño respecto otros costes mencionados

anteriormente, representando en el último año el 0.045% de los costes regulados totales (liq. Prov. 2015)

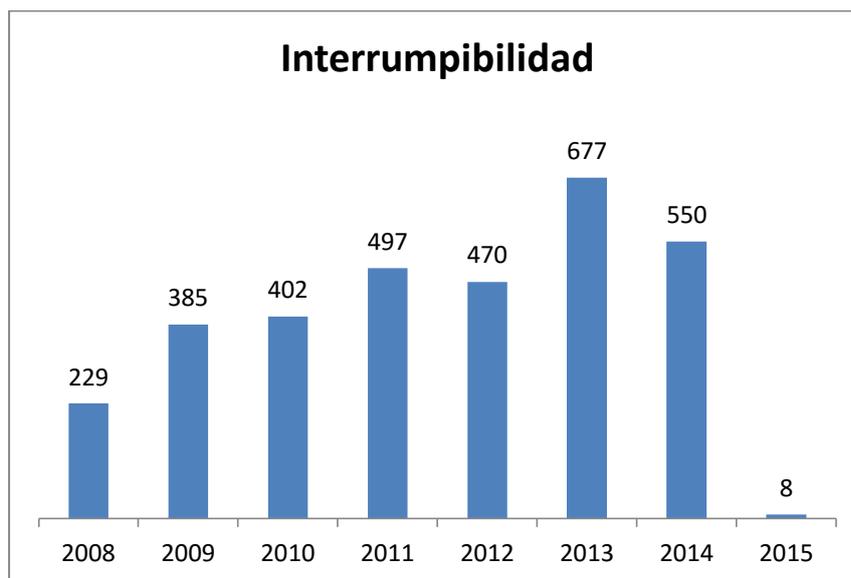


Figura 12: Evolución de los costes de interrumpibilidad (Millones de €)

Fuente: Elaboración propia, datos CNE

3.1.2.3 COSTES PERMANENTE

3.1.2.3.1 Generación extrapeninsular

Además del sistema eléctrico peninsular existen en España otros sistemas eléctricos aislados: los sistemas eléctricos insulares (Baleares y Canarias) y los extrapeninsulares (Ceuta y Melilla). Al estar aislados, es decir, no conectados a un sistema eléctrico de mayor tamaño, son mucho más inestables debido al escaso margen de actuación en el caso de alguna emergencia. Para subsanar posibles incidencias, se requiere disponer de las reservas necesarias. Todo esto provoca que el coste de generación de estos subsistemas sea mucho mayor que el coste en el sistema peninsular.

En la ley del sector eléctrico 54/1997 [1] se establece una compensación por los extracostes que conlleva la generación de electricidad en los sistemas insulares y extrapeninsulares, con el objetivo de garantizar el acceso de todos los ciudadanos a una electricidad asequible y de asegurar la continuidad de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica que se desarrollen en estos territorios. Dicha compensación se financiaba por un lado a cargo de los Presupuestos Generales del Estado y, por otro, mediante un término regulado en los peajes de acceso, aunque se ha ido aumentando la cobertura de dichos costes por parte de los Presupuestos Generales del Estado. En la Figura 13 se presenta la evolución de los costes de compensación Insular y Extrapeninsular. Podemos observar como en los primeros años los costes no sufrieron grandes cambios y que, fue a partir de 20006 cuando empezaron a aumentar considerablemente. En los últimos años 2014 y 2015, éste coste se reduce notablemente debido a la mayor subvención por parte de los presupuestos generales del estado.



Figura 13: Evolución de los costes de compensación extrapeninsular (Millones de €)

Fuente: Elaboración propia, datos CNE

3.1.2.3.2 Operador del sistema: REE

Red Eléctrica de España (REE) actúa como transportista único y realiza la función de Operador del Sistema (OS). La operación del sistema comprende las actividades necesarias para garantizar la seguridad y continuidad del sistema, así como la correcta coordinación entre el sistema de producción y la red de transporte, asegurando que la energía producida por los generadores sea transportada hasta las redes de distribución con las condiciones de calidad exigibles y de obligatoria aplicación según normativa vigente.

La Ley 24/2013 de 26 de diciembre [15] establece que la retribución será asumida a partes iguales por el conjunto de los productores de energía eléctrica situados en el territorio nacional; y por el conjunto de los comercializadores, consumidores directos en mercado y gestores de cargas del sistema que actúen en el ámbito geográfico nacional.

Actualmente según la Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, [18] por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015:

- los productores de energía eléctrica con una potencia instalada superior a 1 MW una cantidad mensual fija de 38,43 euros/MW de potencia disponible.
- los comercializadores, consumidores directos en mercado y gestores de cargas del sistema, que actúen en el ámbito geográfico nacional pagarán al operador del sistema 0,10865 euros por cada MWh que figure en el último programa horario operativo de cada hora.

3.1.2.3.3 Operador de mercado: OMEL

OMEL es el Operador del Mercado Ibérico de Energía, responsable de la gestión de oferta de compra y venta de electricidad en los mercados diarios e intradiarios, de las subastas y de la realización de las liquidaciones, pagos y cobros correspondientes.

De la misma forma que Operador del sistema, se financia de los importes que cobra a los agentes del mercado de producción. Actualmente según la Orden IET/2444/2014, de

CAPÍTULO 3: COMPONENTES del suministro de electricidad

19 de diciembre, [18] por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015:

- los productores de energía eléctrica pagarán por cada una de las instalaciones de potencia neta o instalada superior a 1 MW, una cantidad mensual fija de 8,73 euros/MW de potencia disponible.
- los comercializadores, consumidores directos en mercado y gestores de cargas del sistema, pagarán 0,02476 euros por cada MWh que figure en el último programa horario final de cada hora

3.1.2.3.4 Comisión Nacional de Energía

La Comisión Nacional de Energía es el ente regulador de los sistemas energéticos, creado por la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos [35]. Las actividades y funciones de la Comisión Nacional de Energía se encuentran integradas en la nueva Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), que ha entrado en funcionamiento el 7 de octubre de 2013, agrupando las funciones destinadas a garantizar y promover el correcto funcionamiento, la transparencia y la existencia de una competencia efectiva en todos los mercados y sectores productivos.

La Ley 24/2001, de 27 de diciembre, [36] de Medidas Fiscales, Administrativas y de Orden Social establece que la financiación de la Comisión Nacional de Energía (ahora integrada en la Comisión Nacional de los mercados y la Competencia) se integrará a partir del 1 de enero del 2002, entre otros conceptos, por las tasas aplicables a la prestación de servicios y realización de actividades por la CNE en relación con los siguientes sectores:

- sector de hidrocarburos líquidos
- sector eléctrico
- sector de hidrocarburos gaseosos

En la Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, [18] por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015, se establece la cuantía de la tasa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia del Sector Eléctrico en un porcentaje del 0.15% sobre el peaje de acceso.

3.1.2.3.5 Costes de transición a la competencia

Durante el tiempo que estuvo vigente el Marco Legal Estable (1988-1997) se reconocieron, mediante el R.D. 1538/1987 [37], unos gastos de inversión para cada una de las diferentes tecnologías de producción existentes en el momento que debían recuperarse a largo plazo a través de la tarifa regulada. Al entrar en vigor la ley del sector eléctrico 54/1997 [1] estos gastos no habían sido pagados en su totalidad, por lo que se crean los costes de Transición a la Competencia (CTCs) para garantizar a las empresas generadoras la recuperación de sus inversiones.

Los CTCs se establecieron como una retribución fija de coste permanente del sistema aplicable durante un período transitorio máximo de diez años y se definían como la diferencia entre el precio de mercado y un precio de referencia (3.606 cent/kWh). Si el precio de mercado era inferior al de referencia las empresas generadoras recibían una

COMPONENTES DEL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD

compensación, pero si por el contrario, el precio de mercado era mayor que el de referencia las empresas debían abonar la diferencia.

Sin embargo, los CTCs son suprimidos en 2006 (cuatro años antes de lo previsto) por el REAL DECRETO-LEY 7/2006, de 23 de junio, [38] alegando a su ineficiencia; que según el RD se debe a:

- generar distorsiones en los precios de mercado
- quedar obsoletas las hipótesis sobre las que se basaron los cálculos de los CTCs
- un alto grado de amortización de las instalaciones afectadas.

En la Figura 14 se muestra la evolución de los CTCs, que fueron eliminados completamente en 2010. Tiene sentido descubrir cómo los CTCs fueron más elevados durante los primeros años de la liberalización (transición a la competencia) y posteriormente fueron descendiendo hasta quedar completamente suprimidos a finales del año 2010.

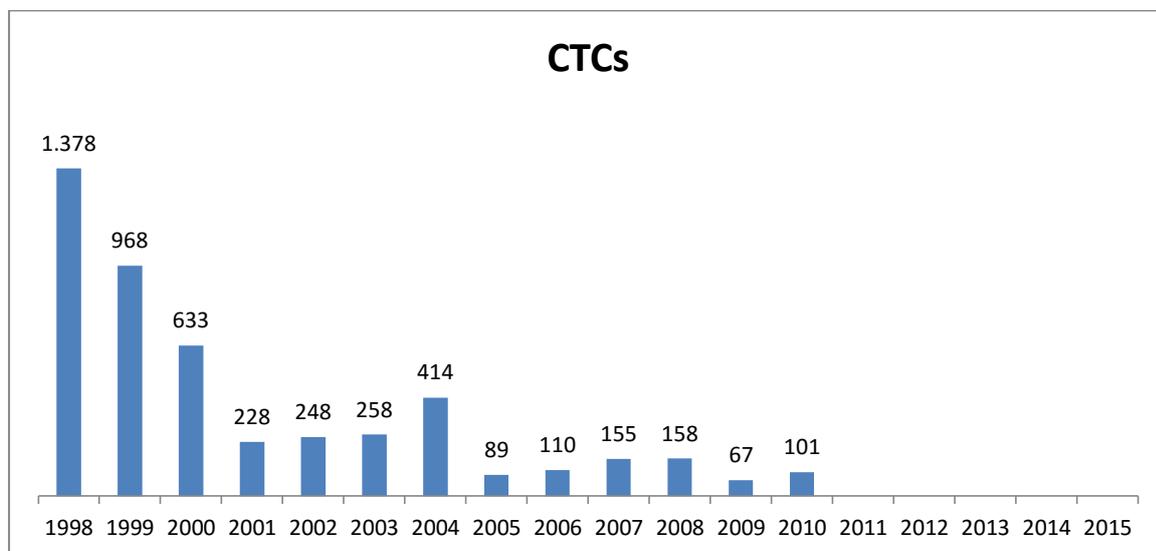


Figura 14: Evolución de los costes de transición a la competencia (Millones de €)

Fuente: Elaboración propia, datos CNE

3.1.2.4 DESAJUSTE DE INGRESOS SE LAS ACTIVIDADES REGULADAS.

3.1.2.4.1 Déficit de tarifa.

El déficit de tarifa se produce cuando los ingresos del sistema por medio de los peajes de acceso y cargos definidos por la administración pública no son suficientes para compensar los gastos reales del sistema.

Uno de los factores que generan dicho déficit es una mala predicción de los costes del sistema. Como ya se ha explicado, los peajes de acceso y cargos son los destinados a pagar los costes del sistema y se fijan a principios de año. Muchos de estos cargos dependen de factores variables como el consumo de energía, el precio de mercado o la

CAPÍTULO 3: COMPONENTES del suministro de electricidad

producción, para los que se necesita hacer una predicción. El problema aparece cuando dicha predicción no se ajusta al valor real y finalmente los costes del sistema superan los costes previstos, produciéndose el déficit. Ahora bien, también puede darse el caso contrario, en el que los costes reales del sistema resulten menores que los costes estimados, por lo que se generaría superávit. En teoría si se hacen predicciones con iguales márgenes de error positivo y negativo los tramos de déficit se compensarían con los de superávit, pero a lo largo de los años estas predicciones no han sido objetivas, como consecuencia de una serie de medidas políticas que han resultado insuficientes.

El déficit de tarifa aparece por primera vez en el año 2000 debido a una subida del precio de la electricidad, provocado por un aumento de los precios de las materias primas, que no se tradujo a la factura eléctrica (250M€). Para hacer frente a un aumento desbordado de los precios manteniendo los costes regulados reconocidos se impuso a determinadas empresas, las cinco empresas asociadas en UNESA, la obligación legal de financiar dicho déficit, con el derecho a recuperarlo de la tarifa en el futuro. En la ley 53/2002 [39] se reconoce dicho derecho y se procede la inclusión como coste regulado en la tarifa del déficit acumulado entre 2000 y 2002. En adelante se tomaron decisiones para reducir el déficit que se iba acumulando año tras año como limitar el incremento de la factura al 2% (Real Decreto 1432/2002 [40]), con el fin de mantener bajos los precios de la electricidad y evitar efectos negativos en la inflación, la competitividad, así como el desgaste político; y además se tomaron medidas legales para evitar déficits futuros. En el 2006, a través del RD 1634/2006 [41], se reconoce un déficit ex-ante al inicio del periodo (750M€), esto es, reconocer la existencia del déficit antes de que se produzca. En la resolución del 10 de Abril de 2008 se establece un sistema de subastas en el que las empresas obligadas a financiar el déficit pueden vender sus derechos de cobro (regulados en la ITC/694/2008 [42]) a terceros, y así poder recuperar las cantidades aportadas.

Tras el drástico aumento del déficit en 2008 (ver Figura 11), debido al precio en alza del petróleo y al aumento de las primas de energías renovables, se deciden tomar medidas más relevantes. Por lo que en 2009 el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, [8] estableció unos límites anuales decrecientes al déficit de la tarifa eléctrica con el objetivo de que se suprimiera de forma definitiva en 2013, y se creó un mecanismo de financiación del déficit acumulado, mediante la cesión de los derechos de cobro al denominado Fondo de Titulación del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE) y su colocación a terceros a través de un mecanismo competitivo. No obstante, dicha resolución se ha ido incumpliendo reiteradamente, habiéndose aprobado sucesivas normas que la modificaban aumentando los límites establecidos hasta su abandono final; a la vez que se intentaban compensar los desequilibrios con nuevas reducciones de la retribución de las distintas actividades del suministro.

Para el año 2013 se reconoce un déficit por importe máximo de 3600M€ financiado por la empresas de UNESA, a los que se reconoce unos derechos de cobro por un periodo de 15 años (como sucedía en la normativa anterior), sin embargo, no podrán ser titulizables a través del programa establecido a este efecto (FADE).

Finalmente en la ley del sector eléctrico de 2013 [15], se establece el procedimiento de pago y compensación de dicho déficit así como el procedimiento a seguir a partir del 1 de Enero de 2014. A partir del 1 de Enero de 2014, si como resultado de las liquidaciones de cierre del sistema eléctrico en un ejercicio resultara un déficit superior al 2% de los ingresos estimados del sistema para dicho ejercicio o, adicionalmente, la deuda

COMPONENTES DEL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD

acumulada por desajustes de ejercicios anteriores superará el 5% de los ingresos estimados del sistema para dicho ejercicio, tendrán que revisarse los peajes, en su caso, o cargos que correspondan al menos en un total equivalente a la cuantía en que se sobrepasen los citados límites. La parte del desajuste que, sin sobrepasar los citados límites, no se compense por subida de peajes y cargos será financiada por los sujetos del sistema de liquidación de forma proporcional a la retribución que les corresponda por la actividad que realicen, con derechos de cobro por un periodo de 5 años.

En la Figura 15 se muestra la evolución del déficit de tarifa que como ya hemos comentado aparece por primera vez en el año 2000.

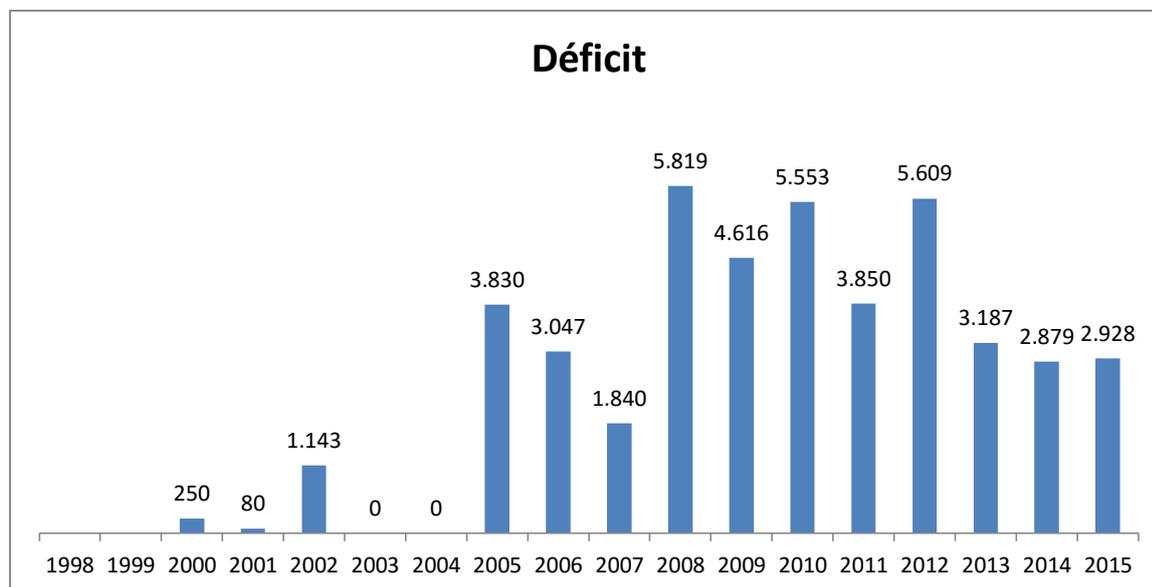


Figura 15: Evolución de los costes de transición a la competencia (Millones de €)

Fuente: Elaboración propia, datos CNE

Hemos analizado los costes regulados del sistema que se incluyen en las tarifas de acceso, en la Figura 16 se muestra la evolución de las principales aportaciones al total de dichas tarifas de acceso. Podemos observar como desde el año 1998 al 2004 la principal aportación correspondía a los costes por distribución. Sin embargo, a partir de ese momento el déficit empieza a ser un aporte muy significativo, al mismo tiempo que la prima al régimen especial que empieza a ir en aumento. Así, para el año 2009 las aportaciones a la tarifa de acceso por costes de distribución, debido al déficit de tarifa y por primas al régimen especial resultaban muy parejas. En los años siguientes se ha mantenido más o menos la misma situación, manteniéndose los costes de distribución más constantes, aumentando los costes por primas al régimen especial y disminuyendo los costes debidos al déficit tarifario. Con todo esto, en 2015 la mayor aportación fue debida a los costes de las primas en régimen especial, seguido de los costes de distribución y posteriormente los costes debidos al déficit de tarifa. La siguiente aportación más significativa en 2015 corresponde a los costes de transporte, seguida de los costes de generación extrapeninsular.

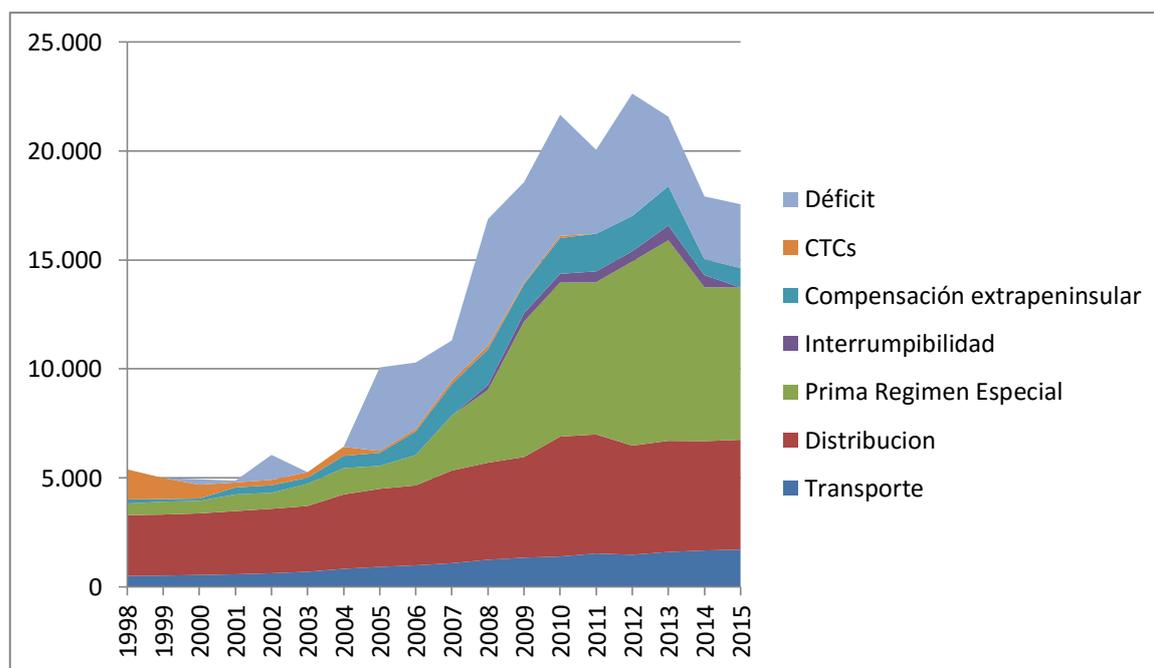


Figura 16: Evolución de los costes de acceso (Millones de €)

Fuente: Elaboración propia, datos CNE

3.2 Precio de la Energía

3.2.1 Precio de la energía consumida

Con el objetivo de hacer llegar a los consumidores los beneficios de la liberalización del sector eléctrico, en términos de un mejor precio y servicio comienzan a crearse mercados organizados en todas las regiones de Europa, y como consecuencia un Mercado Interior de la Electricidad en la UE. Con esta misma filosofía en 1998, tras la liberalización del mercado eléctrico español, se inicia en España un proceso de cooperación con Portugal para la creación de un Mercado Ibérico de la Electricidad. En este proceso se va dando forma al acuerdo, al igual que se van determinando los agentes participantes y sus características. Finalmente, en 2007 se define el Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL) en su totalidad, bajo los principios de transparencia, objetividad y liquidez, e iguales derechos y obligaciones para los participantes de ambos países.

El MIBEL cuenta con un operador de mercado OMI (Operador de Mercado Ibérico) a través de la integración, a partes iguales, de:

- OMIE: Operador del Mercado Eléctrico de energía (polo Español)

Es la entidad gestora del mercado diario y del intradiario. Entre sus funciones se encuentran la de desarrollo y gestión económica de los precios de los mercados de la electricidad y la gestión y liquidación de las transacciones en dichos mercados.

COMPONENTES DEL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD

- OMIP: Operador del Mercado Eléctrico de energía (polo Portugués)

Se constituyó en 2003 y se encarga de la gestión de los mercados a plazo. Los principales objetivos de esta entidad son: contribuir al desarrollo del mercado ibérico de la electricidad, promover los precios de referencia ibéricos o proporcionar herramientas eficaces para la gestión de riesgos.

Como ya se ha adelantado el precio de la energía es fijada en el mercado mayorista, en el que prima la libre competencia entre sus agentes. Este mercado, el Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL), se organiza en una secuencia de mercados en los que generación y demanda intercambian energía y reservas para distintos plazos. En la Figura 18 podemos observar dicha secuencia de los distintos mercados y sus distintos plazos, que pueden variar desde unas pocas horas hasta incluso años.



Figura 17: Secuencia de mercados de electricidad

Fuente: "El mercado mayorista", Manual de la energía, EYS

3.2.1.1 Mercados a plazo

Los mercados a plazo de electricidad son un conjunto de mercados en los que se intercambian contratos de compraventa de electricidad con plazos de entrega superiores a 24 horas (semanas, meses, trimestres, años). En estos mercados, al producirse con anterioridad al mercado diario, los agentes desconocen el precio real de mercado y valoran sus contratos según el precio esperado (coste de oportunidad). Como ya se ha mencionado, el hecho de que la energía eléctrica no se pueda almacenar en grandes cantidades hace que su precio en el mercado diario sea volátil y genere cierta incertidumbre. Con los mercados a plazo, lo que se pretende es estabilizar o aislar los ingresos de la variabilidad del precio de mercado. En España existen varios tipos de mercados a plazo dependiendo de su organización:

3.2.1.1.1 Mercados no-organizados

El mercado OTC (Over The Counter) es un mercado no-organizado, es decir, que no depende de ningún organismo regulador. En él se incluye el mercado de contratos bilaterales físicos y el mercado financiero OTC.

3.2.1.1.1.1 Mercado de contratos bilaterales físicos (CBF)

Tanto las condiciones del contrato como el precio de la energía son definidos bilateralmente por los dos agentes involucrados, comprador y vendedor, en función de sus necesidades. El agente productor acuerda con el consumidor la venta de la energía a un precio fijo dentro de un periodo de tiempo determinado, es decir, se acuerda el precio de venta de la energía en un plazo temporal y de forma anticipada. Cuando hablamos de mercados físicos nos referimos a aquellos en los que se produce intercambio físico de energía, por lo que, aunque sea un mercado no-organizado se debe dar parte a los Operadores de la existencia de la transacción de energía física.

3.2.1.1.1.2 Mercado financiero OTC

Mercado no organizado en el que los agentes intercambian, a través de intermediarios o brokers, contratos con liquidación financiera por diferencias (sin entrega física de la energía); diseñados en función de sus preferencias y sin someterse a reglas de participación o negociación distintas que las que ellos mismos impongan.

Un contrato financiero por diferencias se establece normalmente entre un generador y un agente financiero. Entre ellos acuerdan un precio fijo que el agente financiero está obligado a pagar por la energía que el generador venda en el mercado diario, obteniendo pérdidas si éste es mayor que el precio de mercado y ganancias en caso contrario. De esta manera es el agente financiero quien asume la incertidumbre y no el generador.

3.2.1.1.2 Mercados organizados

En los mercados organizados, la liquidez es facilitada y garantizada por un conjunto de instituciones que tienden a reducir los costes de transacción. En estos mercados existen procedimientos de participación explícitos y conocidos por todos los participantes, que deben firmar contratos de adhesión a las Reglas de Mercado aprobadas por la entidad que gestiona el mercado.

3.2.1.1.2.1 Mercado OMIP

El mercado de futuros OMIP es un mercado organizado gestionado por una entidad privada independiente (OMIP), de forma similar a como lo hace OMEL en el caso del mercado diario de electricidad, en el que los contratos están estandarizados y los participantes se adhieren a unas reglas determinadas de participación y negociación. Este mercado se ha creado en virtud de los acuerdos entre los Gobiernos español y portugués para el desarrollo progresivo de un mercado único de electricidad en España y Portugal.

3.2.1.1.2.2 Subastas CESUR

Como ya se ha explicado, estas subastas eran celebradas cada tres meses y en ellas se pujaba por la energía a suministrar a los clientes con tarifa de último recurso. Se seguía la misma filosofía que con el contrato por diferencias, siendo las entidades financieras quienes asumían el riesgo y no las empresas comercializadoras o los consumidores.

COMPONENTES DEL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD

Como se ha citado anteriormente, la última subasta se celebró el 19 de diciembre de 2013 [16].

3.2.1.2 Mercado Diario

El mercado diario es un mercado organizado, gestionado por OMIE, que tiene lugar el día anterior a la entrega (D-1) y en el que compradores y vendedores intercambian energía para cada una de las 24 horas del día siguiente (D). En el mercado diario se realizan la mayoría de las transacciones.

El mercado diario de la electricidad es un mercado marginalista en el que se aplica el mismo precio de mercado o precio marginal de casación (definido por el corte de las curvas agregadas de la oferta y la demanda) a todos los compradores y vendedores que hayan entrado en la casación. En la casación entran las ofertas de compra mayores al precio de casación y las ofertas de venta menores del mismo. Para que el operador de mercado OMIE realice la casación debe construir primero las curvas agregadas de la oferta y la demanda para cada hora, a partir de las ofertas de compra y venta realizadas por compradores y vendedores respectivamente. En la Figura 19 se muestra un esquema del funcionamiento del mercado diario.

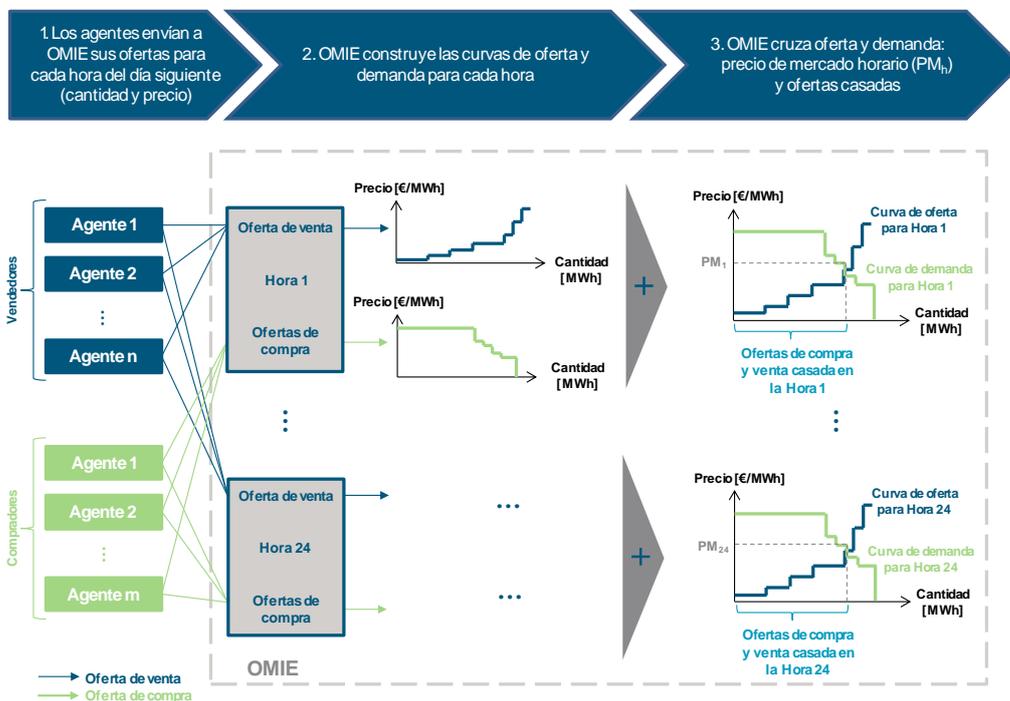


Figura 18: Esquema del funcionamiento del mercado diario

Fuente: "El mercado mayorista", Manual de la energía, Eys

Curva agregada de la oferta

Presentan ofertas de venta aquellas empresas generadoras que estén adheridas a las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica [55] por medio de la suscripción del correspondiente Contrato de Adhesión [56]. Las ofertas de venta se realizan por unidades de producción, que normalmente hacen referencia a una

CAPÍTULO 3: COMPONENTES del suministro de electricidad

unidad física tal como una turbina de gas. Todas las unidades de producción disponibles que no estén suscritas a un contrato bilateral físico tienen la obligación de presentar ofertas en el mercado diario. También podrán presentar ofertas de venta de energía los agentes comercializadores no residentes autorizados a ello. Antes de las 10h del día anterior a la entrega todos los vendedores deben presentar 24 ofertas de venta (23 o 25 en los días de cambio de hora), una para cada hora del día.

Una vez recogidas todas las ofertas de venta el operador define la curva agregada de oferta para cada hora del día, que incluye todas las ofertas realizadas por cada unidad de producción. En la Figura 20 se muestra la curva agregada de oferta para el día 23 de Septiembre de 2015 a las 12h.

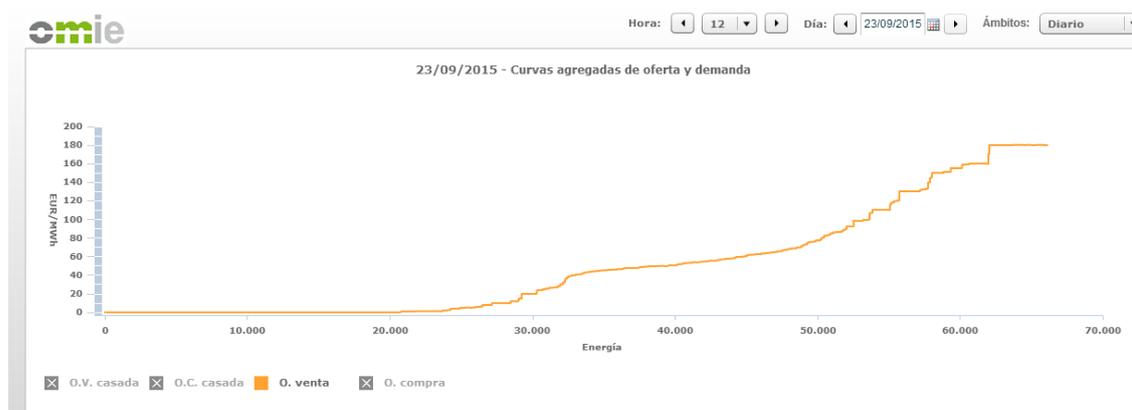


Figura 19: Curva agregada de la oferta 23/9/2015, 12:00

Fuente: OMIE

El precio al que los productores ofertan su energía no solo representa el coste variable que supone producir dicha cantidad de energía (combustible, puesta en marcha, operación y mantenimiento) sino que también hay que sumarle el coste de oportunidad o los ingresos a los que renuncia la central por el hecho de producir.

Las centrales hidráulicas de embalse presentan un alto coste de oportunidad, ya que tienen la posibilidad de almacenar el agua y consumirla en otro instante en el que el precio de mercado sea mayor. Estas centrales suelen hacer ofertas de venta elevadas comparadas con el resto (parte derecha de la curva agregada de oferta; Figura 20), ya que pueden vender la energía cuando más les convenga. Sin embargo, en casos de lluvias fuertes en los que el embalse se encuentre al límite de su capacidad y se deba evacuar agua, el coste de oportunidad para la cantidad de energía que puede generar el agua evacuada es cero, por lo que estas centrales realizaran ofertas a un precio muy bajo o incluso a precio cero para asegurarse entrar en la casación.

Las centrales térmicas de carbón y ciclo combinado presentan un coste de oportunidad que corresponde al precio de venta actual del combustible, y sus ofertas de venta se suelen situar en la mitad de la curva agregada de oferta, como se puede observar en la Figura 20.

Por otro lado, tanto las centrales de energías renovables como las nucleares ofertan a precio cero para poder asegurarse entrar en la casación. En el caso de las energías renovables, como la eólica, debido a la volatilidad de los recursos naturales, y en el caso

COMPONENTES DEL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD

de las centrales nucleares debido a la poca capacidad de variar su producción y la necesidad de mantener una producción constante.

Curva agregada de la demanda

Presentan ofertas de compra las empresas comercializadoras, consumidores directos y comercializadores de referencia, que estén adheridas a las Reglas de Funcionamiento del Mercado. Se entiende por unidad de adquisición el conjunto de nudos de conexión a la red por el que el comprador presenta ofertas de adquisición de energía eléctrica. Antes de las 10h del día anterior a la entrega (D-1) todos los compradores deben presentar 24 ofertas de compra, una para cada hora del día. El operador de mercado se encarga de recoger estas ofertas y construir la curva agregada de demanda para cada hora del día.

En la Figura 21 se muestra la curva de demanda del día 23 de Septiembre de 2015, a las 12 h.



Figura 20: Curva agregada de la demanda 23/9/2015, 12:00

Fuente: OMIE

Las ofertas de compra se realizan principalmente por las comercializadoras. Éstas tienen una demanda de electricidad que abastecer, por lo que tendrán que presentar ofertas a un precio alto para asegurar que entraran en la casación y que cubrirán la demanda. Normalmente ofertarán al precio máximo permitido por el regulador (180€/KWh) como podemos observar en la Figura 21. Por otro lado, el resto de ofertas a menor precio son producidas por las industrias programables o centrales de bombeo, ya que pueden permitirse no comprar (no entrar en la casación) si el precio de compra no les satisface.

Casación

Una vez construidas las curvas de oferta y de demanda el OMIE procede a la casación. Del cruce de dichas curvas se obtiene el precio marginal para cada hora del día D, que corresponde a la última oferta de venta de la última unidad de producción necesaria para satisfacer la demanda. Por tanto, como se ha comentado anteriormente, se denominan ofertas casadas a todas aquellas ofertas de venta por debajo de ese precio y todas las ofertas de compra por encima del mismo. En la siguiente figura se muestra el precio marginal de casación para el 23 de Septiembre de 2015, a las 12h.

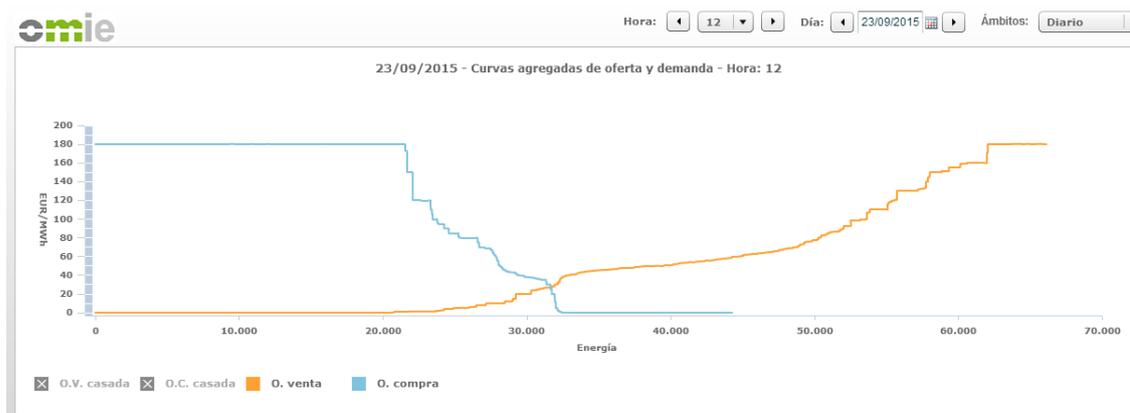


Figura 21: Curva agregadas de oferta y demanda 23/9/2015, 12:00

Fuente: OMIE

Como hemos visto, del cruce de las curvas de oferta y demanda se obtiene el precio de casación inicial. Sin embargo, estas curvas iniciales deben ser corregidas según distintos escenarios y condiciones:

- Market splitting → desplaza la curva de demanda a la derecha

Al estar este mercado integrado en el MIBEL, en el mismo mercado participan las unidades de producción y de consumo tanto portuguesas como españolas, resultando un único precio para todo el sistema ibérico y un flujo de energía entre ambos países. En el caso de congestión en la interconexión entre los sistemas eléctricos español y portugués se ejecuta una separación de mercados (marketsplitting), que consiste en hacer dos casaciones separadas, resultando en un precio distinto para cada uno de los dos países.

- Ofertas complejas → desplazan la curva a la izquierda

Las ofertas complejas cuentan con condiciones que los generadores imponen cuando hacen sus ofertas de venta sobre varias horas a la vez. Existen varios tipos de ofertas complejas:

- Condición de indivisibilidad

Condición por la que los generadores exigen casar toda la energía ofertada en cierto tramo (solo se permite para el tramo horario de menor precio de oferta), aunque solo resulte casada una fracción de la misma. Esto permite a los generadores fijar un valor mínimo de funcionamiento en el primer tramo de cada hora.

- Gradiente de carga.

Condición por la cual se impone una diferencia máxima de variación de capacidad de producción entre dos horas consecutivas (anterior y posterior). Esta condición se expresará en MW/minuto y el resultado de su aplicación estará, en todo caso, limitado por la capacidad máxima de producción de dicha unidad de producción.

COMPONENTES DEL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD

- Ingresos mínimos.

Los ingresos que se producen por la venta de la energía casada para una unidad de producción, debe superar cierto valor fijado previamente. De no ser así se eliminarán todas las ofertas de dicha unidad de producción de la casación.

- Parada programada.

La condición de parada programada permite que si la unidad de producción ha sido retirada de la casación por no cumplir la condición de ingresos mínimos solicitada realice una parada programada en un tiempo máximo de tres horas, pudiendo considerar como ofertas simples aquellas correspondientes al primer tramo de las tres primeras horas de su oferta, con la única condición de que la energía ofertada sea decreciente en cada hora.

Una vez aplicadas estas correcciones se obtienen las curvas de oferta y demanda casadas, en la Figura 23 se representan las curvas tanto de oferta y demanda agregadas como las casadas para el 23 de Septiembre de 2015, a las 12 horas. Podemos observar como la curva agregada de oferta ha sido desplazada a la izquierda debido a las condiciones de las ofertas complejas, desplazando el punto de corte y definiendo un nuevo precio de casación.

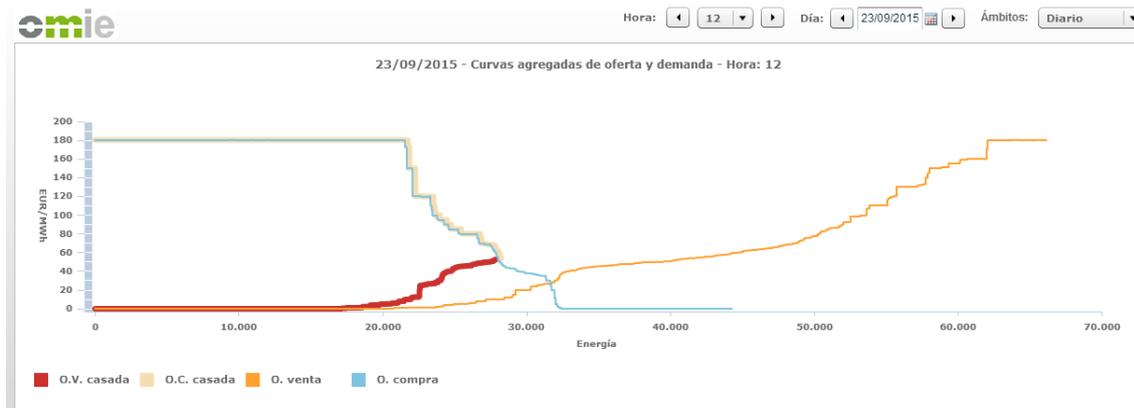


Figura 22: Casación oferta y demanda 23/09/2015, 12:00

Fuente: OMIE

3.2.1.3 Mercados de corto plazo y de ajustes

Una vez celebrado el mercado diario se suceden una serie de mercados de ajustes necesarios para construir un mercado sólido capaz de reaccionar ante situaciones excepcionales, así como para asegurar un nivel de seguridad adecuado para el funcionamiento de la red. (Ver Figura 18)

3.2.1.3.1 Restricciones Técnicas

Como restricción técnica se entienden las circunstancias o incidencias derivadas de una situación del sistema eléctrico que afecte a las condiciones de seguridad, calidad y

CAPÍTULO 3: COMPONENTES del suministro de electricidad

fiabilidad del suministro y que requiera, a criterio de REE, de la modificación de los programas de energía comprometidos en el mercado diario. Las restricciones pueden ser debidas a [57]:

- Incumplimiento de las condiciones de seguridad en régimen permanente y/o tras una contingencia.
- Insuficiente reserva de regulación secundaria y/o terciaria necesaria para igualar la generación y la demanda en tiempo real.
- Insuficiente reserva de potencia adicional para garantizar la cobertura de la demanda prevista.
- Insuficiente reserva de capacidad para el control de la tensión en la red de transporte.
- Insuficiente reserva de capacidad para la reposición del servicio ante una grave incidencia o apagón.

Tras haberse realizado la casación en el mercado diario y una vez recibidas las ejecuciones de los contratos bilaterales (que como se comentó anteriormente, al conllevar intercambio de energía física deben dar parte al operador del sistema), REE crea el Programa Diario Base de Funcionamiento o PDBF que incluye los programas de cada unidad de producción. Una vez publicado el PDBF, el operador del sistema considerará abierto el periodo de recepción de ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas para garantizar que el suministro se realice en condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad.

- 1a fase: Modificación del programa por motivos de seguridad

En primer lugar, se procede a la resolución de restricciones por garantía de suministro, lo que conlleva la alteración del resultado del mercado diario para retirar la producción casada correspondiente a determinadas unidades térmicas y sustituirla por la producción de otras centrales no casadas en el mercado que utilizan carbón nacional como combustible. Esta medida fue aprobada en el Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, [58] para darle salida al excedente de carbón que se produjo ese año y se mantuvo como medida de fomento.

Por otro lado, se evalúa la viabilidad técnica del PDBF mediante una simulación. En dicha simulación se analiza la respuesta del Sistema Eléctrico ante determinados fallos predefinidos en ciertos elementos de la red, como son disparos de grupos generadores, de líneas y/o de transformadores, identificando así las restricciones técnicas a resolver y sus posibles soluciones. De entre las posibles soluciones se seleccionan aquéllas que, resolviendo la restricción con un margen de seguridad adecuado, impliquen un menor coste para el sistema. El OS procederá para ello a realizar las modificaciones de programa que sean precisas para la resolución de las restricciones detectadas, y establecerá además las limitaciones de programa por seguridad que sean necesarias para evitar la aparición de nuevas restricciones técnicas en los procesos y mercados posteriores.

- 2ª Fase: Reequilibrio de producción y demanda

Tras la resolución de las restricciones por garantía de suministro y las restricciones técnicas identificadas, el Operador del Sistema procederá a realizar bajadas o subidas del programa de producción para volver a equilibrarlo económicamente, ya que quedo

COMPONENTES DEL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD

desequilibrado tras las variaciones producidas en la fase anterior. EL Operador del Sistema es el encargado de mantener el equilibrio entre generación y demanda en todo momento.

Una vez terminado el proceso de resolución de restricciones se genera el Programa Diario Viable Provisional o PDVP [57]. En la Figura 24 se muestra un esquema del proceso de resolución de restricciones técnicas. Las dos fases anteriormente descritas se incluyen en Resolución de restricciones aplicando criterios técnicos y económicos.

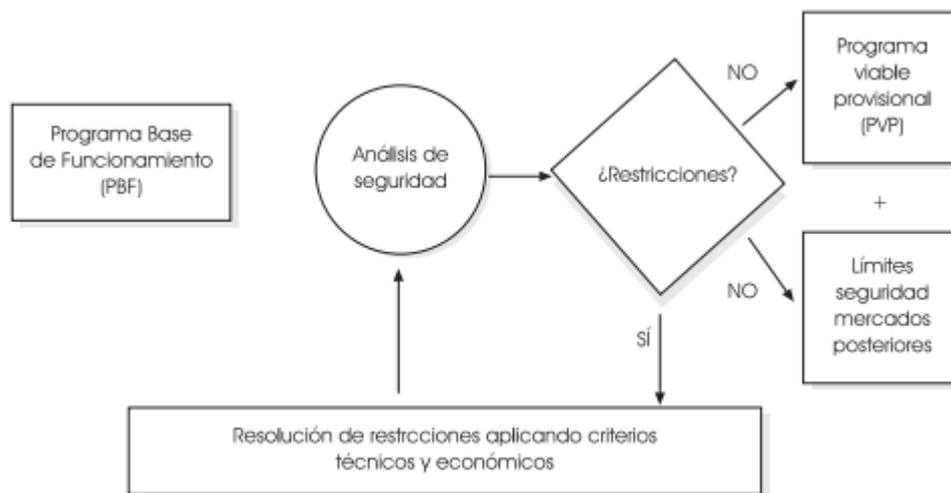


Figura 23: Esquema del proceso de resolución de restricciones técnicas

Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo [57]

3.2.1.3.2 Servicios complementarios

El PVDP se basa en predicciones de demanda y no en la demanda real, por lo que posteriormente y una vez conocida la demanda real pueden producirse nuevas restricciones a resolver. Los servicios complementarios, también gestionados por el operador del sistema REE, se encargan de mantener las condiciones de seguridad y fiabilidad de suministro en todo momento. Para ello deben resolver desequilibrios entre generación y demanda en tiempo real. Existen tres servicios complementarios básicos:

- **Regulación Primaria**

Tiene por objeto la corrección automática de los desequilibrios instantáneos que se producen entre la generación y el consumo. La regulación primaria es aportada por los reguladores de velocidad con los que están equipados los generadores. Se obtiene respuesta completa en un máximo de 30 segundos, respuesta que deberá mantenerse durante un tiempo de 15 minutos hasta poder ser reemplazada por la regulación secundaria [57]. Es un servicio complementario de carácter obligatorio y no retribuido de forma explícita.

- **Regulación Secundaria**

Permite disponer de una reserva de capacidad disponible muy flexible (deben responder en 30 segundos) para resolver de forma automática desequilibrios

CAPÍTULO 3: COMPONENTES del suministro de electricidad

significativos entre generación y demanda [58]. Cada día, REE estima la reserva de banda de regulación secundaria necesaria para asegurar el suministro en condiciones de fiabilidad en caso de desequilibrios producción/consumo en tiempo real, y convoca el mercado correspondiente después de la celebración del mercado diario y del de restricciones. Las empresas generadoras, con carácter voluntario, presentan sus ofertas de capacidad disponible, asignándose la banda requerida por el OS entre éstas utilizando un criterio de mínimo coste. El coste marginal de la banda de potencia para cada hora marca el precio con el que se remunera toda la capacidad asignada en este mercado.

- Regulación Terciaria

Tiene por objeto la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada. La reserva terciaria se define como la variación máxima de potencia que puede efectuar una unidad de producción o de consumo de bombeo en un tiempo no superior a 15 minutos, y que puede ser mantenida durante, al menos, 2 horas [57]. La regulación terciaria es un servicio complementario de oferta obligatoria y retribuida a través del correspondiente mercado de operación. El mercado de energía terciaria se celebra a última hora del día anterior a la entrega. En él, los generadores envían ofertas por la variación máxima de su potencia a subir y a bajar.

3.2.1.3.3 Mercados intradiarios

El mercado intradiario, como parte integrante del mercado de producción de energía eléctrica, tiene por objeto atender, mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica al operador de mercado, los ajustes que sean necesarios sobre el programa diario viable. Al igual que en el mercado diario compradores y vendedores entregan sus ofertas al operador de mercado, y posteriormente se procede a la casación. Se realizan 6 sesiones distribuidas entre las últimas horas del día D-1 y las primeras del día D, de la siguiente manera:

Tabla 3: Horarios sesiones mercados intradiarios

Fuente: OMIE

	SESION 1ª	SESION 2ª	SESION 3ª	SESION 4ª	SESION 5ª	SESION 6ª
Apertura de Sesión	17:00	21:00	01:00	04:00	08:00	12:00
Cierre de Sesión	18:45	21:45	01:45	04:45	08:45	12:45
Casación	19:30	22:30	02:30	05:30	09:30	13:30
Recepción de desagregaciones de programa	19:50	22:50	02:50	05:50	09:50	13:50
Publicación PHF	20:45	23:45	03:45	06:45	10:45	14:45
Horizonte de Programación (Periodos horarios)	27 horas (22-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	13 horas (12-24)	9 horas (16-24)

Pueden presentar ofertas de compra o venta de energía eléctrica todos los agentes que hayan participado del mercado diario en cuestión, así como los que hayan prescrito un contrato bilateral. Una vez recibidas todas las ofertas el operador de mercado realiza las curvas agregadas de oferta y demanda, y del cruce de ambas se obtiene el precio marginal de casación.

COMPONENTES DEL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD

Estas ofertas también pueden ser ofertas simples o complejas, incluyendo condiciones, o al menos alguna, como las de energía máxima o de ingresos mínimos explicadas anteriormente. El resto de condiciones aplicables a las ofertas en el mercado intradiario son:

- Condición de variación de capacidad de producción o de energía previamente adquirida, o condición de gradiente de carga
- Condición de aceptación completa en la casación del tramo primero de la oferta de venta
- Condición de aceptación completa en cada hora en la casación del tramo primero de la oferta de venta
- Condición de mínimo número de horas consecutivas de aceptación completa del tramo primero de la oferta

Por tanto, en el caso de haber ofertas complejas se aplicarían modificaciones que desplazarían la curva de oferta a la derecha.

Al igual que en el mercado diario, en caso de congestión entre los mercados eléctricos portugués y español, se procederá a una separación de mercados (marketsplitting) dando lugar a dos precios de casación diferentes y desplazando la curva de demanda hacia la izquierda.

3.2.1.3.4 Gestión de desvíos

Tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo que pudieran aparecer con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario. La gestión de desvíos cumple una función de nexo entre la regulación terciaria, y los mercados intradiarios, dotando al operador del sistema de un mecanismo de mayor flexibilidad para poder solventar los desequilibrios entre generación y demanda.

Los productores comunican, antes de cada hora la previsión de desvíos generación-consumo, y en caso de identificarse desvíos durante el periodo entre dos mercados intradiarios de magnitud superior a 300 MWh, mantenidos varias horas, se convoca el correspondiente mercado de gestión de desvíos.

Este mercado de gestión de desvíos consiste en pedir ofertas a los generadores para aumentar o reducir su producción con el objeto de igualar el sistema. Es decir, si se considera que el sistema está corto con el programa de generación existente, se piden ofertas de mayor producción a los agentes productores para generar más energía. Y en el caso de que en el sistema exista un programa largo de producción respecto a la demanda, es decir, se considera que sobra energía, se piden ofertas a los generadores para reducir su programa de producción.

3.2.2 Pagos por capacidad

Los pagos por capacidad corresponden a una retribución adicional al mercado que reciben las empresas generadoras por vender su energía en el mercado de producción. El sistema eléctrico debe de ser capaz de satisfacer la demanda en todo momento, incluso en horas punta o periodos de escasez, a precios razonables. El problema reside en que el mercado por sí solo no permite a estas empresas generadoras financiar los costes de mantenimiento de centrales de funcionamiento muy bajo pero esenciales para garantizar la seguridad de abastecimiento del sistema eléctrico, lo que puede provocar su cierre y, desde luego, no fomenta la entrada de nueva capacidad en el mercado. Además se suma el hecho de una reducida interconexión con Europa, y una alta participación de energías renovables que saca a esas centrales de respaldo fuera del mercado.

La ley 54/1997 del sector eléctrico [1] establece el sistema retributivo regulado de pagos por capacidad, precisamente con el objetivo de evitar el cierre de las centrales anteriormente mencionadas e incentivar la aparición de otras nuevas. Más adelante, en la Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, [43] se aprueba la regulación de los pagos por capacidad definidos en la citada ley y se determinan las condiciones de prestación del servicio, así como, el régimen retributivo. Bajo el concepto de pagos por capacidad, se incluyen dos tipos de servicio:

- Incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo

El incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo consistirá en promover la construcción y puesta en servicio efectiva de nuevas instalaciones de generación a través de pagos que facilitarán a sus promotores la recuperación de los costes de inversión. El incentivo a la inversión se aplica a las instalaciones de generación en régimen ordinario del sistema peninsular con potencia instalada superior o igual a 50 MW, y cuya apertura se haya producido en una fecha posterior al 1 de enero de 1998, durante los 10 primeros años de funcionamiento.

La cuantía anual correspondiente a la retribución para cada instalación de generación por el incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo será función del índice de cobertura aplicable a la misma.

- Servicio de disponibilidad a medio plazo.

El servicio de disponibilidad tiene por objeto promover la capacidad a medio plazo, periodo igual o inferior a un año, de aquellas instalaciones que a falta de pagos por este concepto pudieran no estar disponibles para cubrir las necesidades del sistema y garantizar el suministro de energía eléctrica en el corto y medio plazo. Este servicio será gestionado por el Operador del Sistema bajo los principios de transparencia y eficiencia, y será el encargado de la facturación del mismo.

El servicio de disponibilidad no que da desarrollado del todo en la citada orden ITC/2794/2007 [43], por lo que se procede a su completo desarrollo

COMPONENTES DEL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD

en la Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, [44] en la que también se modifica el incentivo a la inversión definido en 2007.

Los pagos por disponibilidad se configuran en función de la potencia neta instalada de la central, así como de un índice de disponibilidad. Los costes correspondientes a la retribución del servicio serán financiados por todos los comercializadores y consumidores directos en mercado.

3.2.3 Margen de comercialización

Como ya se ha expuesto anteriormente, el precio de la electricidad tiene que ser suficiente para cubrir todos los gastos del sistema. Por tanto, para sufragar los costes de comercialización que realizan las empresas comercializadoras y asegurar su supervivencia, éstas deben de tener un margen de beneficios adecuado. Esto es lo que se conoce como margen de comercialización.

En el mercado libre, este margen lo determinan las empresas comercializadoras según su estrategia empresarial, con el que tienen que justificar sus costes y obtener una rentabilidad adecuada que le permita operar.

En el mercado regulado, al ser el precio de la electricidad establecido por el estado, las comercializadoras no pueden influir en el precio añadiendo este margen de beneficios. Recordemos que el mecanismo de las subastas CESUR protegía a las CUR de las fluctuaciones de precio del mercado mayorista pero no aseguraba ningún beneficio a las mismas. Por este motivo en 2009 se establece mediante la Orden ITC/1659/2009 [45], un margen de comercialización para las CUR de 4 Euros/kW y año, pudiendo ser revisado cuando se revise el coste de producción de energía. Este margen no puede ser muy pequeño ya que las empresas comercializadoras que participan en el mercado libre no podrían competir con los precios del mercado regulado. Durante todos estos años se ha mantenido la cuantía definida en la citada orden, considerada una cuantía razonable y que no afecta al mercado liberado.

Por otro lado, con la entrada de la PVPC se suspenden las subastas CESUR y el precio CESUR es sustituido por el precio de la energía en el mercado liberado que corresponda al periodo de facturación. Como hemos comentado, en el mercado libre son las comercializadoras las que se encargan de establecer su propio margen de beneficios, a diferencia de la PVPC que sigue siendo establecido por la administración. Por tanto, el método para establecer el margen de beneficios y su cuantía se convierte en la principal diferencia entre la tarifa de libre mercado y la tarifa regulada, ya que la componente regulada es igual para ambas. El PVPC se establece como tarifa máxima, permitiendo a las CUR ofrecerla a menor precio, lo que se traduce en una reducción de su margen de beneficios.

3.2.4 Pérdidas de red

El paso de la electricidad por las redes de transporte y distribución, así como las sucesivas subidas y bajadas de tensión producidas en los transformadores, necesarias para adaptarse a las necesidades de cada punto de suministro y para el correcto funcionamiento de la red, producen pérdidas. Los elementos de control, protección y medida, naturalmente, también necesitan energía para su funcionamiento, que tomarán de estas redes. Las pérdidas más importantes de las redes son las que se producen en los núcleos de los transformadores, prácticamente constantes al depender de la tensión, y las pérdidas en conductores de transformadores y líneas, proporcionales, aproximadamente, al cuadrado de la energía que circula por ellos y, por lo tanto, aumentarán cuando lo haga la demanda. Según datos de la CNMC en 2013 las pérdidas de red supusieron un 9.7% de la energía generada [51].

Estas pérdidas son cargadas a los consumidores, que deberán pagar por la energía consumida (medida en el contador) y la energía perdida en las redes. Para tener en cuenta estas pérdidas se aplican unos coeficientes de pérdidas sobre la energía suministrada que depende del peaje que se le aplique al consumidor, independientemente de la longitud de red utilizada en el suministro. Estos coeficientes se recogen en el Anexo III de la Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014 [52]. Estos coeficientes no son más que predicciones, por lo que pueden no ajustarse a la realidad. Por esta razón se incluye un cargo/ingreso en las liquidaciones de las actividades reguladas que corresponde a la diferencia entre las pérdidas calculadas a partir de los coeficientes y las pérdidas reales medidas. En la Tabla 17 se muestra la evolución de dicha liquidación (en millones de €) desde su aplicación en 2009 por Real Decreto 485/2009, de 3 de abril [53].

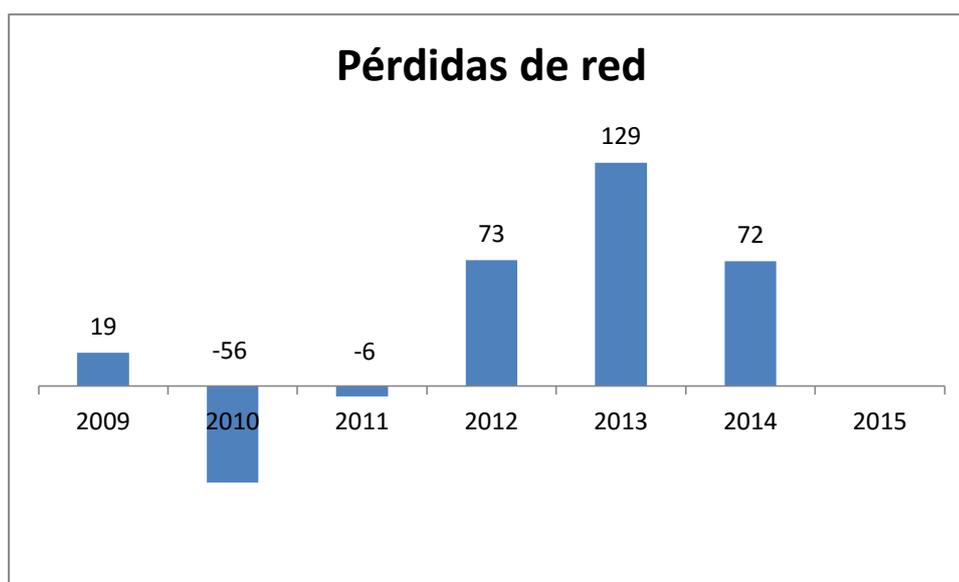


Figura 24: Evolución coste por pérdidas de red (millones de €)

Fuente: Elaboración propia, datos CNE

Más adelante el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, [54] establece que los coeficientes de liquidación pasan a ser coeficientes de liquidación horarios reales,

COMPONENTES DEL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD

calculados por el operador del sistema en función del nivel de tensión y peaje de acceso y, en su caso, perfil de consumo.

3.3 Otros pagos

3.3.1 Impuesto eléctrico

Este impuesto fue incorporado a los impuestos especiales de fabricación por la Ley 66/1997 [46], con el objetivo de compensar la eliminación del recargo para ayudas a la minería del carbón vigente hasta ese momento y que representaba el 4,864% de la facturación. Pero con la Ley 28/2014, de 27 de Noviembre, [47] que modifica la Ley 38/1992, de 28 de diciembre [48] de Impuestos Especiales, el impuesto especial sobre la electricidad deja de configurarse como un impuesto sobre la fabricación, para pasar a ser un impuesto que grava el suministro de energía eléctrica para consumo. La citada ley establece un tipo impositivo del 5,11269632% a aplicar a la base imponible determinada a efectos del Impuesto sobre el Valor Añadido, que como se ha comentado, ahora incluye todos los conceptos relacionados con el suministro de electricidad, al caso, coste de la energía peajes de acceso y margen de comercialización. También se define el concepto de base liquidable como el resultado de practicar a la base imponible del Impuesto una reducción del 85%, aplicable a aquellas actividades que cumplan los requisitos determinados por la administración. Entre estas actividades podemos encontrar actividades industriales cuya electricidad consumida represente más del 50% del coste de un producto o cuyas compras de electricidad representen al menos el 5% del valor de la producción.

3.3.2 Alquiler de equipos de medida

Para conocer la energía consumida que habrá que cobrarle a los consumidores es necesario de un equipo de medida. En todos los puntos de suministro hay colocado un contador, que será de uno u otro tipo dependiendo de la tensión y potencia contratada definidos en el RD 3860/2007 [49]: Tipos 1,2 y 3 para alta tensión, y tipos 4 y 5 para baja tensión. Los más comunes son los contadores de tipo 5 que corresponden el 95%. Con la entrada en vigor de la PVPC se aplica el precio de mercado al consumo realizado por cada hora del día, por lo que se necesita un contador capaz de recoger el consumo realizado en cada hora. En la Orden ITC3860/2007 [49] se establece un plan de sustitución de equipos de medida que pretende sustituir los contadores de baja tensión (tipos 4 y 5) por contadores con Discriminación horaria (DH) y posibilidad de telegestión antes del 2018.

Es imprescindible tener un contador instalado en cada punto de suministro, ahora bien, el consumidor tiene dos opciones: o comprarlo el mismo o alquilarlo a terceros. Generalmente la opción escogida es el alquiler del contador a las distribuidoras. El consumidor paga el alquiler a través de un concepto en la factura eléctrica que emite la comercializadora, y ésta a su vez efectúa el pago por dicho concepto a la distribuidora.

CAPÍTULO 3: COMPONENTES del suministro de electricidad

Actualmente y hasta que se apruebe el precio definitivo de los contadores electrónicos con base en el informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, o en su caso, la Comisión Nacional de Energía, los precios de alquiler de los contadores electrónicos con discriminación horaria y con posibilidad de telegestión para consumidores domésticos, considerando no solo el precio del propio equipo sino, también, los costes asociados a su instalación y operación y mantenimiento de los mismos que dispone la Orden IET/1491/2013 [50], son los siguientes:

- Contadores electrónicos monofásicos con DH y telegestión para consumidores domésticos: 0,81 euros/mes.
- Contadores electrónicos trifásicos con DH y telegestión para consumidores domésticos: 1,36 euros/mes.

3.3.3 IVA

A diferencia del impuesto especial de la electricidad la base imponible del impuesto sobre el valor añadido incluye todos los conceptos incluidos en la factura, tanto los relacionados con el suministro de la electricidad como el alquiler de contadores, acometidas, verificaciones..., al que se le aplica un tipo impositivo del 21%.

Capítulo 4

Opciones de contratación para el segmento

Los costes de suministro de la electricidad anteriormente analizados son sufragados por los consumidores a través de la factura eléctrica. Esta factura es emitida por las empresas comercializadoras a los consumidores finales. A continuación procederemos a analizar las opciones de contratación que dichas comercializadoras ofrecen a sus clientes, en particular el caso de los consumidores pertenecientes al segmento con una potencia contratada entre $10\text{kW} < P < 15\text{kW}$ (baja tensión).

Uno de los principales conceptos a tener en cuenta a la hora de firmar un contrato es la potencia de contratación, que no se debe confundir con la potencia absorbida o con la potencia instalada, ya que son conceptos diferentes.

- Potencia instalada: es la suma de la potencia nominal de todos los receptores pertenecientes a la instalación eléctrica.
- Potencia absorbida: es la potencia útil que se obtiene partiendo de la potencia instalada y aplicándole factores de corrección como el rendimiento o el factor de potencia de cada carga.
- Potencia de contratación: se le aplica a la potencia absorbida un factor de utilización. Este factor de utilización se refiere al hecho de que no siempre están conectadas todas las cargas de la instalación al mismo tiempo y que algunas se conectan más que otras. Esta es la potencia que debemos tener en cuenta a la hora de firmar el contrato de suministro. Hay una serie de potencias de contratación normalizadas definidas en el BOE, dependiendo de

CAPÍTULO 4: OPCIONES de contratación para el segmento

la intensidad y la tensión de la instalación, y si es una instalación monofásica o trifásica [59]. Para el segmento a estudio las principales potencias de contratación normalizadas son las siguientes:

Tabla 4: Potencias de contratación normalizadas

Intensidad (A)	Potencias normalizadas (kW)			
	Monofásico		Trifásico	
	U=220v	U=230v	3x220/380 V	3x230/400 V
15	-	-	-	10.392
20	-	-	13.162	13.856
45	-	10.35	-	-
50	11	11.5	-	-
63	13.86	14.49	-	-

Como hemos comentado la potencia contratada depende de los aparatos eléctricos que tengas instalados (potencia instalada) y del factor de utilización de los mismos. Entre los consumidores que presentan una potencia contratada entre 10kW y 15kW podemos encontrar:

- Hogares de gran tamaño (>140 m²) con calefacción eléctrica y/o aire acondicionado.
- Hogares de tamaño medio/alto (>90m²) con un factor de utilización muy elevado (~0.8). Normalmente el factor de utilización es del 0.3-0.5.
- Locales comerciales y oficinas pequeñas. Suelen disponer de aparatos de potencias medias (aire acondicionado, cocinas, ordenadores...) con un alto nivel de utilización, pero siempre a pequeña escala. Para empresas, locales y oficinas de un tamaño mayor la potencia que debemos contratar superaría los 15kW.

A continuación en la Tabla 5 se muestra un listado de los principales aparatos eléctricos que se pueden encontrar en un bar, uno de los comercios que pueden encajar con el segmento analizado.

OPCIONES DE CONTRATACIÓN PARA EL SEGMENTO

Tabla 5: Potencia de los distintos aparatos eléctricos presentes en un bar

Fuente: elaboración propia

Aparato eléctrico	Potencia (W)
Cafetera	3000
Cámara frigorífica (botellero)	500
Horno	20
Máquina de hielo	600
Lavavajillas	1500
Microondas	1000
Expositores de tapas	200
Pequeño electrodoméstico (tostador, molinillo etc.)	500
Máquinas de tabaco, tragaperras, equipo audiovisual	500W
Ordenador	80W
Alumbrado	3000W
Aire acondicionado (inversor frío-calor)	7000W
Calentador	1500W

A la hora de comprar un aparato eléctrico también se debe tener en cuenta la eficiencia energética del mismo, ya que el que sea más eficiente derivará en mayor ahorro energético y esto también se reflejará en la factura. Se puede identificar de forma rápida y sencilla el nivel de eficiencia del electrodoméstico gracias a la etiqueta energética europea. Esta etiqueta sigue un código combinado de colores y letras que van desde la clase A (de color verde) para los más eficientes, hasta la clase G (de color rojo) para los menos eficientes. Existe la posibilidad de incorporar a la escala hasta tres clases adicionales: A+, A++ y A+++. En la Figura 25 se muestra una plantilla para un lavavajillas.

CAPÍTULO 4: OPCIONES de contratación para el segmento



Figura 25: Etiqueta energética europea

Fuente: UE

Sumando las potencias del total de aparatos instalados y aplicándoles el factor de utilización, o también llamado factor de simultaneidad, obtendríamos la potencia que debemos contratar.

Una vez calculada la potencia contratada, debemos analizar las diferentes ofertas que nos ofrece el mercado eléctrico. Actualmente las empresas comercializadoras, gracias a la liberalización del mercado, disponen de cierto margen a la hora de ofrecer contratos a los consumidores, pudiendo adaptar las condiciones de contratación a las características de cada consumidor. En el ámbito doméstico (potencia menor a 10kW) las opciones de contratación son muy variadas: tarifas planas, tarifas a medida diseñadas parcialmente por el consumidor, tarifas de fin de semana o de invierno/verano orientadas a segundas viviendas etc... En un mundo en el que las empresas y los mercados cada vez están más orientados hacia el consumidor, el mercado eléctrico no iba a ser menos; de ahí que se empiecen a distinguir opciones de contratación diferentes de las que tenemos en España desde hace 10 años. En el caso del segmento a estudio ($10\text{kW} < p < 15\text{kW}$) son muy pocas empresas las que ofrecen contratos diferentes a los tradicionales y la mayoría de ellas son de reciente creación, por lo que es posible aventurar que el mercado para este segmento está en fase de cambio y que es posible que nazcan nuevas ofertas e incluso nuevas empresas como ha sucedido en el segmento de clientes con potencia $< 10\text{kW}$.

Por otro lado, cabe destacar que sigue existiendo una tarifa regulada llamada Precio Voluntario al Pequeño Consumidor o PVPC. Como hemos comentado anteriormente, en principio tienen derecho a acogerse a esta tarifa únicamente los clientes de baja tensión ($< 1\text{kV}$) con una potencia contratada menor de 10kW, aunque bajo determinadas circunstancias también se permite para clientes pertenecientes al segmento a estudio. Los clientes que no se acojan a la PVPC, o bien porque lo prefieran o bien porque no cumplan

OPCIONES DE CONTRATACIÓN PARA EL SEGMENTO

las condiciones necesarias, deberán firmar un contrato con una comercializadora en el mercado libre.

A continuación se analizarán las distintas opciones de contratación para el segmento a estudio (potencia contratada entre 10 y 15 KW), tanto aquellas pertenecientes al mercado regulado como las de libre mercado.

4.1 Mercado regulado: PVPC-Transitorio

Los consumidores de este segmento no cumplen las características necesarias para acogerse al PVPC, ya que superan el máximo de potencia contratada (10kW). Pero en el artículo 17 del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo [54] se establece que los consumidores sin derecho a acogerse al precio voluntario para el pequeño consumidor, y que transitoriamente carecen de un contrato de suministro en vigor con un comercializador y continúen consumiendo electricidad, deberán pagar al comercializador de referencia un precio por la energía consumida que sale de aplicar los precios del peaje que le corresponda y en el resto de conceptos los precios del PVPC sin DH, todo con un recargo del 20%. La facturación del precio voluntario para el pequeño consumidor, al que se debe aplicar el recargo del 20%, se compone de varios términos:

- **Término de facturación potencia**

$$FPU = TPU \text{ [€/KW día]} * \text{Potencia contratada [KW]} * \text{Periodo de facturación [días]}$$

El término de potencia o TPU de la PVPC es la suma del término de potencia del peaje correspondiente (en el caso del segmento a estudio se aplicarían los peajes 2.1A, 2.1ADH o 2.1DHS) más un margen de comercialización de 4 €/kW año = 0,010959€/KW día (Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo [54]).

La potencia contratada corresponde a alguna de las potencias normalizadas de la tabla 4 correspondientes al segmento 10kW < P < 15kW.

- **Término de facturación de energía activa**

$$FEU = \text{facturación por peaje de acceso} + \text{facturación por coste de la energía}$$

La facturación por peaje de acceso corresponde al producto de la energía consumida en el periodo de facturación y el término de energía del peaje correspondiente (en el caso del segmento a estudio se aplicarían los peajes 2.1A, 2.1ADH o 2.1DHS).

La facturación por coste de la energía es un término más complejo ya que requiere del cálculo de un término de coste horario de energía para cada hora. Como ya se ha comentado, a la hora de calcular este término para el caso de clientes sin derecho a PVPC, se calcula considerándoles clientes PVPC sin discriminación horaria (2.0A).

CAPÍTULO 4: OPCIONES de contratación para el segmento

Las empresas comercializadoras de referencia designadas por el artículo 3.1 del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo [54] son las siguientes:

- 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.

4.2 Mercado libre

Antes de analizar las opciones de contratación en el mercado libre, cabe recordar las distintas componentes de la factura eléctrica, que debemos tener presente a la hora de comparar las ofertas. Como hemos comentado anteriormente la factura eléctrica en el mercado libre se compone de:

- Componente regulada: Destinada a cubrir los peajes de acceso y cargos.
- Componente de mercado: Coste de adquisición de la energía más un margen de comercialización.

Las comercializadoras a la hora de presentar sus ofertas hablan de un término de energía y un término de potencia, que luego aplicaran para el cálculo de la factura que debe cubrir todos los costes más el margen de comercialización que la comercializadora considere oportuno.

- **Término de potencia**

$$T_p = P_p + MC_p$$

T_p : Término de potencia [€/kWh año]

P_p : Peaje de potencia [€/kWh año] (ver Tabla 1)

MC_p : Margen de comercialización en el caso de aplicarse sobre la potencia [€/kWh año]

- **Término de energía**

$$T_e = P_e + [(C_e + RT + PC + RET) * (1 + p) + MC] * (1 + tm)$$

T_e : Término de energía [€/kWh]

P_e : Peaje de energía [€/kWh]

C_e : Coste de la energía [€/kWh]

RT : Restricciones Técnicas y Servicios de operación [€/kWh]

OPCIONES DE CONTRATACIÓN PARA EL SEGMENTO

PC : Pagos por capacidad [€/kWh]

RET : Retribuciones de los Operadores [€/kWh]

p : Coeficiente de pérdidas [%]

MC : Margen de comercialización [€/kWh]

tm : Tasa municipal [%]

En el precio final que pagamos en la factura se aplican los términos de potencia y de energía para el cálculo de los términos de facturación de potencia y de facturación de energía. No debemos confundir unos términos con otros. Lo que vemos en la factura:

- **Término de facturación de potencia**

$$TFP = T_p * P_c * p_f$$

TFP : Término de facturación de potencia [€]

P_c : Potencia contratada [kWh]

p_f : Periodo de facturación [años]

- **Término de facturación de energía activa**

$$TFE = T_e * E_c$$

TFE : Término de facturación de energía [€]

T_e : Término de energía [€/kWh]

E_c : Energía consumida en el periodo de facturación [kWh]

Para medir la energía consumida se utiliza un dispositivo denominado contador eléctrico. Hay varios tipos de contadores:

- Analógico: son los contadores antiguos. S
- Digital
- Inteligente o con teledatada

Una vez definidos los anteriores conceptos, procederemos a exponer las distintas opciones de contratación en el Mercado Libre para clientes con una potencia contratada mayor de 10kW y menor que 15 kW.

4.2.1 Tarifa Plana

Este tipo de tarifas permiten al consumidor pagar una cantidad fija todos los meses, manteniendo un precio de la energía fijo independientemente del consumo realizado. En las tarifas planas eléctricas existentes se fija un consumo máximo anual, es decir, una cantidad de energía a consumir durante el año. Esto permite consumir dicha energía cualquier hora del día y cualquier mes del año, donde el precio de la energía va variando, y pagar siempre el mismo importe; siempre y cuando no se supere el consumo máximo anual previamente fijado. Con la Tarifa Plana de consumo eléctrico, un Hogar, un Negocio o una Pequeña Empresa puede, por ejemplo, hacer uso del aire acondicionado en verano, o de radiadores eléctricos en invierno dentro de los límites de consumo de kW establecidos en el contrato de su Tarifa Plana Eléctrica sin tener miedo a la llegada de la factura de su consumo eléctrico.

Es cierto que, acostumbrados a la oferta de tarifas planas en telefonía o servicios de internet en las que dispones de un consumo ilimitado por un precio fijo, quizá haya provocado la falta de popularidad de las tarifas planas eléctricas, ya que ha podido dar lugar a malentendidos. Las tarifas planas eléctricas que se plantean, como hemos comentado, presentan un consumo máximo anual, por lo que no son ilimitadas. La Organización de Consumidores y Usuarios (OCU) ha criticado este tipo de tarifas declarando que estimulan el derroche, confunden al consumidor, benefician a pocos y perjudican a muchos [60]. También es cierto que reconocían las ofertas de tarifa plana para el segmento a estudio en este proyecto ($10W < p < 15kW$) como las tarifas planas más rentables.

Actualmente, no podemos encontrar muchas comercializadoras que ofrezcan este producto. Hay empresas como Gas Natural que ofrece tarifas planas eléctricas con distintas cuotas mensuales y límites de consumo, pero sólo se ofrecen para clientes con una potencia contratada menor de 10kW. En cuanto a potencias mayores podemos encontrar a Audax Energía (también Immox Energía) que opera como comercializadora desde 2010, con una oferta de Tarifa Plana Eléctrica con las siguientes características:

- El límite de consumo de energía anual, así como el importe mensual, se determina de manera personalizada, atendiendo a las necesidades reales de cada cliente.
- El contrato tiene una duración de 12 meses, en caso de querer rescindir el contrato antes de su finalización se abonará la diferencia entre la energía consumida y la estimada para ese periodo.
- El exceso de energía consumida se factura al finalizar el contrato a un precio previamente acordado. Es posible que antes de llegar a sobrepasar el límite acordado se pueda renegociar el precio o las condiciones.

4.2.2 Tarifa Fija

La Tarifa Fija consiste en establecer un precio fijo de la electricidad a aplicar todos los meses. En una Tarifa plana se establece una cantidad fija mensual que incluye todos los pagos a la comercializadora independientemente del consumo, siempre y cuando no se supere el límite de consumo anual. Sin embargo en las tarifas fijas lo único que se

OPCIONES DE CONTRATACIÓN PARA EL SEGMENTO

mantiene fijo es el precio de la energía, es decir, el término de energía, y no existe límite de consumo anual. Por tanto, con una tarifa plana verás todos los meses el mismo importe en tu factura, sin embargo, con una tarifa fija variara según tu consumo.

Una Tarifa Fija evita que el consumidor asuma las fluctuaciones del mercado, ya que establece un precio fijo de la energía. Por otro lado, con esta tarifa, en algunas ocasiones el precio de mercado será menor que el precio fijado por nuestra comercializadora y en otras será mayor. Como ya sabemos, el precio en el mercado mayorista es muy cambiante ya que depende de la oferta y la demanda, y se pueden observar notables diferencias entre el día y la noche o entre el invierno y el verano. Las empresas comercializadoras, conscientes de este hecho y cada vez más orientadas al consumidor, ofrecen tarifas fijas con discriminación horaria con la intención de acercar el precio de la energía que paga el consumidor al precio de la misma en el mercado mayorista, y así, ofrecer tarifas más beneficiosas.

Para facilitar al consumidor la elección del contrato eléctrico la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha desarrollado un [comparador](#) de ofertas de energía que presenta tarifas fijas para consumidores de baja tensión con o sin discriminación horaria.

A continuación analizaremos las opciones de contratación a precio fijo para el segmento a estudio, así como algunas de las mejores ofertas presentadas por las empresas comercializadoras. Matizar que este estudio ha sido realizado durante enero de 2016, por lo que es posible que las ofertas o se correspondan con temporadas anteriores o posteriores, pero nos ayudarán a situarnos en el mercado.

4.2.2.1 Sin discriminación horaria (Tarifa 2.1A)

Se aplica el mismo término de energía para cada hora durante todo el año. Esta Tarifa es adecuada para aquellos clientes que presentan un consumo continuo y uniforme a lo largo del día, o que no tienen la posibilidad de ajustar su consumo a unas determinadas horas del día (Ej.: establecimiento 24 horas). Es la tarifa más tradicional y, por tanto, donde más oferta podemos encontrar (más de 25 empresas y más de 35 ofertas).

Si tenemos un consumo menor de 3000 kWh/año la oferta más económica es la tarifa #OtraLuzEsPosible Hogar Grande (2.1) de Hola Luz, válida para cualquier consumidor. Esta tarifa mantiene el término de potencia igual al término de potencia del peaje ($T_p=44.44710€/kW$ año), por lo que no se aplica ni margen de beneficios ni descuento sobre el mismo. Esta es una característica común entre la mayoría de las tarifas, por lo que una vez determinada la potencia contratada (dentro del margen a estudio 10-15kW), el término de potencia no es muy determinante en la elección de comercializadora. En cuanto al término de energía es de $T_e=0,135€/kWh$, un poco más del doble que el peaje de energía para clientes sin discriminación horaria ($0,05736€/kW$ año). La facturación es únicamente electrónica y no permite la aplicación de una cuota fija. Por otro lado la energía es 100% verde y no hay condiciones de permanencia.

Sin embargo, si nuestro consumo es más elevado y se encuentra entre los 3000 y los 100000 kWh/año la tarifa más económica es la Oferta 2.1A de la comercializadora Verstel Energía. El término de potencia se mantiene y el término de energía es de $T_e=$

CAPÍTULO 4: OPCIONES de contratación para el segmento

0,133449€/kWh para hogares y de $T_e=0,132949€/kWh$ para comercios y negocios. Puede elegir entre facturación electrónica o postal.

Para consumos mayores de 100000kWh/año y hasta un máximo de 999999kWh/año la más barata es la tarifa Aura energía 2.1A, válida tanto para hogar como para empresa. También encontramos la Tarifa Vóltico 2.1A y la Tarifa Ahorro de Gesternova, dos ofertas prácticamente idénticas en cuanto a precio, con facturación electrónica y válidas para todo tipo de clientes.

De las comercializadoras tradicionales las que ofrecen tarifas más económicas son Endesa, con su Tarifa One Luz Maxi 100% digital que aplica un descuento del 12% sobre su tarifa base por el uso preferente de los canales online y que resulta en un término de potencia $T_p=45,778€/kW$ año y un término de energía $T_e=0,143533€/kWh$; y Gas Natural, que también ofrece un descuento del 5% en el término de potencia y del 30% en el de energía por contratar online dando lugar a un término de potencia $T_p=44,1225€/kW$ año y un término de energía $T_e=0,14009€/kWh$. Sin embargo Iberdrola resulta la más costosa, cuya oferta más económica Plan Compromiso Pymes presenta un término de potencia $T_p=46,86521€/kW$ año y un término de energía $T_e=0,198622€/kWh$ aplicando un descuento del 5% sobre el término de energía durante el primer año.

Cabe mencionar que la diferencia de precio entre la tarifa más cara y la más barata supone, para consumos menores de 50000kWh/año, un aumento de más del 40%, pero que el 94% de las 36 tarifas analizadas experimentan un aumento de menos del 20% respecto de la tarifa más barata y el 83% un aumento de menos del 10%. Para un consumo de 20000kWh/año y una potencia contratada de 12kW, la diferencia entre la tarifa más cara y la más barata resulta de unos 130€/mes, y el precio que resulta del 86% de las tarifas difiere en menos de 30€/mes y el del 94% en menos de 50€/mes. Con esto se puede observar que los precios del mercado son bastante homogéneos, por lo que además de los precios debemos fijarnos en las condiciones y servicios adicionales que ofrezcan las diferentes comercializadoras y que se adapten mejor a nuestras necesidades.

4.2.2.2 Discriminación 2 periodos: valle y punta. (Tarifa 2.1DHA)

Las tarifas de discriminación de dos periodos distinguen entre tarifa valle, o la de menor precio, y la tarifa punta, la de mayor precio. Normalmente los horarios de las tarifas coinciden con las de los peajes de acceso, anteriormente ilustrados en la Figura 7, que distingue entre horario de verano, donde las horas valle se comprenden entre las 23:00h y las 13:00h, y de invierno, con horario valle de las 22:00h a las 12:00h. En la mayoría de las tarifas, al igual que las tarifas de acceso, el término de potencia se mantiene para ambos periodos y es el término de energía el que cambia, dependiendo si es hora valle o punta. Como ya hemos comentado anteriormente, la primera tarifa con discriminación horaria o también llamada tarifa nocturna, fue establecida en 1983. Por aquella época no se disponía de contadores digitales por lo que para poder llevar dos cuentas diferentes se disponía, por decirlo de alguna manera, un contador analógico doble o, lo que es lo mismo, un contador para cada periodo. Actualmente, los contadores digitales te permiten llevar la cuenta por horas por lo que es mucho más sencillo.

Los consumidores que le pueden sacar más partido a la tarifa de discriminación horaria de 2 periodos son aquellos que produzcan su mayor consumo durante las horas valle. Algunos expertos comentan que para que la tarifa con discriminación horaria salga

OPCIONES DE CONTRATACIÓN PARA EL SEGMENTO

rentable se tiene que consumir al menos el 33% de la energía en el horario valle [61]. Por lo tanto, si un consumidor quiere contratar este tipo de tarifa debe asegurarse de poder planificar su consumo de manera que se cumplan los requisitos antes comentados.

Este tipo de tarifa es, junto con la tarifa sin discriminación, una de las más tradicionales por lo que también podemos encontrar gran cantidad de oferta. En este caso, comparar unas ofertas y otras se vuelve un poco más complicado ya que añadimos una variable más, un segundo término de energía. Por lo tanto, se debe hacer un estudio del comportamiento del consumo, que será diferente para cada consumidor. Es decir, una tarifa puede resultar más o menos beneficiosa dependiendo de la energía que consumas en uno u otro periodo.

Nuevamente el término de potencia no es determinante porque la mayoría de ofertas analizadas mantiene el término de potencia del peaje, por lo que hay que tener en cuenta el consumo y el porcentaje consumido en horas valle. Para un cliente que consuma el 33% de la energía en horas valle una de las tarifas más económicas es la que ofrece Aura Energía, manteniendo el término de potencia igual al regulado y aplicando un término de energía en horas punta $Te1=0,157797€/kWh$ y en horas valle $Te2=0,079708€/kWh$. A medida que aumenta el porcentaje de consumo en horas valle podemos encontrar ofertas más económicas, como por ejemplo, la ofertada por Vóltico para un consumo en horas valle del 66%, que también mantiene el término de potencia igual al regulado pero aumentando un poco más la diferencia entre el término de energía en horas punta $Te1=0,165126€/kWh$ y en horas valle $Te2=0,075518€/kWh$. La particularidad de estas tarifas es que se gestionan únicamente de forma online, en el caso de Aura también se puede por teléfono. Para clientes concienciados con el medio ambiente la tarifa más económica es la Tarifa Ahorro de Gesternova, que ofrece energía verde y factura digital, aplicando un término de potencia igual al regulado y términos de potencia en horas valle $Tp1=0,161131€/kWh$ y en horas valle $Tp2=0,081935€/kWh$.

4.2.2.3 Discriminación 3 periodos: valle, supervalle y punta. (Tarifa 2.1DHS)

Las tarifas con discriminación horaria en tres periodos siguen la misma filosofía que las de dos periodos pero añadiendo un tercer periodo denominado supervalle, que es aún más barato. Los horarios de las tarifas con discriminación en tres periodos o también llamadas tarifas supervalle coinciden en la mayoría de las ofertas con la distribución horaria de los peajes de acceso (Tarifa 2.1DS) que se muestra en la Figura 7. Para la medición de la energía consumida, en este caso, es necesario disponer de un contador digital.

Este tipo de tarifas han sido diseñadas para consumidores que hagan uso intensivo o mayoritario de la electricidad por la noche. Otro ejemplo de consumidor tipo es aquel que disponga de un vehículo eléctrico, ya que presumiblemente lo cargará por la noche coincidiendo con las horas supervalle o de menor precio. La mayoría de los consumidores, tanto doméstico como pequeños comercios, hacen vida por el día y descansan (por lo que no consumen energía) durante la noche. Por lo tanto, las tarifas supervalle no son rentables para la mayoría de los consumidores. Probablemente, esta sea una de las razones por las que sólo podemos encontrar 4 empresas comercializadoras que

CAPÍTULO 4: OPCIONES de contratación para el segmento

oferten tarifas supervalle para consumidores con potencia contratada entre 10 y 15kW, con una diferencia aproximada de 130€ entre la más cara y la más barata.

- Som Energía
- ecovattios
- Fenie Energía
- Endesa

4.2.3 Tarifa Indexada

Como ya hemos comentado anteriormente, las empresas comercializadoras compran la energía en el mercado mayorista de la electricidad, donde el operador de mercado OMIE fija un precio de la energía para cada hora. Los consumidores, o al menos los que pertenecen al segmento analizado en este proyecto, no tienen acceso a dicho mercado; sin embargo pueden contratar una Tarifa Indexada con su comercializadora. Con la Tarifa Indexada los consumidores pueden disfrutar de una facturación horaria, que atiende a los precios fijados en el mercado mayorista. La empresa comercializadora hace las veces de intermediaria entre el consumidor y el mercado mayorista, por lo que aplicará un recargo por la gestión. La gran ventaja de este modelo de contratación es que los precios horarios de la energía son conocidos con anterioridad por lo que el consumidor sabe cuáles son las horas más baratas y puede adecuar su consumo en consecuencia. Por otro lado, la ya mencionada volatilidad del mercado eléctrico puede provocar grandes fluctuaciones en los precios de la energía, lo que puede provocar que aquellos consumidores con menor capacidad de respuesta no logren ajustar su consumo adecuadamente. Con las Tarifas Fijas el precio es fijado previamente y no depende del mercado, pero se suele aplicar un margen de seguridad que encarece el precio de la energía; aunque esto le permite consumir la energía a cualquier hora sin riesgo. Con las Tarifas Indexadas el consumidor paga la energía a precio de mercado y se evita así pagar, durante todo el periodo del contrato, la prima de riesgo asociada a toda Tarifa Fija.

Las Tarifas Indexadas pueden suponer un gran ahorro en la factura, sobre todo para los grandes consumidores, pero para ello se debe disponer de las herramientas adecuadas para conocer y controlar el consumo, así como la capacidad de adaptación necesaria. Para poder facturar por horas es necesario conocer el consumo horario, por lo que es imprescindible disponer de un contador digital, que como se ha mencionado anteriormente, según la Orden ITC3860/2007 [50] disponer de contador digital con discriminación horaria y telegestión, será obligatorio a partir de 2018. El cálculo del término de potencia es el mismo que para las tarifas fijas (ver 4.2.2.) y el término de energía lo podríamos redefinir de la siguiente manera:

- **Término de energía**

$$T_e = P_e + A + C_e$$

T_e : Término de energía [€/kWh]

P_e : Peaje de energía [€/kWh]

OPCIONES DE CONTRATACIÓN PARA EL SEGMENTO

A : Costes de REE, Pagos por Capacidad, Desvíos, Restricciones, Reservas de potencia, Banda Secundaria, Gastos financieros y Remuneración de la comercializadora [€/kWh]

C_e : Coste de la energía o precio de mercado [€/kWh]

Por lo tanto disponemos de un término fijo que aúna el peaje de energía y los distintos costes y un término variable, que corresponde al coste de la energía o precio de mercado.

Respecto a la facturación, el término de facturación de potencia se calcula igual que para el término fijo (ver 4.2.2.). Sin embargo, respecto al término de facturación de energía activa analizando las empresas comercializadoras que ofrecen este producto, existen dos formas de aplicar el precio de mercado:

- **Término de facturación de energía activa**

- **Precio unitario:** al consumo realizado en cada hora se le aplica el precio de mercado correspondiente, obteniendo un término de energía distinto para cada hora. Por lo tanto para calcular el término de facturación de energía activa se deben sumar las contribuciones horarias dentro del periodo de facturación.

$$TFE = \sum_{h=0}^T T_{e_h} * E_{c_h}$$

TFE : Término de facturación de energía [€]

T_{e_h} : Término de energía de la hora h [€/kWh]

E_{c_h} : Energía consumida en la hora h [kWh]

T : período de facturación [h]

- **Precio medio:** el precio de mercado se obtiene de hacer la media de los precios de mercado de cada hora en el periodo de facturación. De esta manera obtendríamos un único término de energía y el término de facturación de energía se podría calcular de la misma forma que para las tarifas fijas.

$$TFE = T_{e_m} * E_c$$

TFE : Término de facturación de energía [€]

T_e : Término de energía medio [€/kWh]

E_c : Energía consumida en el periodo de facturación [kWh]

Este método, realmente no corresponde exactamente con una Tarifa Indexada, ya que al consumo horario no se le aplica su correspondiente precio, pero se comparte la idea de facturar a precio de mercado. Por otro lado, no sería necesario disponer de un contador digital ya que no necesitamos saber el consumo horario sino el consumo realizado en el período de facturación. Este modo de facturación tiene la ventaja de minimizar el riesgo en caso de una subida del precio de mercado, una mala distribución del consumo o consumos

CAPÍTULO 4: OPCIONES de contratación para el segmento

imprevistos; pero por otro lado perjudica a aquellos consumidores que distribuyen su consumo de la manera más óptima; que es el objetivo principal de la tarifa indexada.

No hay mucha oferta de tarifas indexadas en el mercado para el segmento a estudio, ya que era un modelo de contratación reservado a las grandes empresas. Aun así cada vez podemos encontrar nuevas comercializadoras que abren su oferta a este tipo de tarifa, entre ellas, Audax Energía, Immox Energía, Energía VM, Hola Luz y Alcanzia. De las comercializadoras mencionadas, sólo las dos últimas presentan en su página web los precios detallados y su aplicación. En el caso de Hola Luz, aplican el precio indexado unitario. Mantienen el término de potencia igual al término correspondiente en el peaje, y para la parte fija del término de energía, distinguen entre tarifas sin discriminación horaria $T_e = 0,098072 \text{ €/kWh}$ y con discriminación $T_{e1} = 0,118156 \text{ €/kWh}$ y $T_{e2} = 0,043456 \text{ €/kWh}$. Esta distinción es debida a la hecha para el cálculo de los peajes de acceso. Por otro lado, la comercializadora Alcanzia aplica el precio indexado medio. También mantiene el término de energía igual al del peaje y respecto a la parte fija del término de energía, aplica un peaje sin discriminación $0,05736 \text{ €/kWh}$ más un término de costes de $0,030670 \text{ €/kWh}$.

4.2.4 Cuota fija

Como ya hemos comentado repetidas veces el mercado eléctrico es muy volátil y los consumidores pueden encontrarse con grandes subidas en la factura de la luz. Para evitar que los consumidores asuman este riesgo muchas empresas comercializadoras ofrecen una modalidad de pago, aplicable a cualquier tarifa y modelo de contratación. La cuota fija es una forma de pago, no una tarifa; y consiste en determinar un pago mensual único que se adapte a tu consumo, por lo que sabes de antemano lo que vas a pagar en los próximos 12 meses. Al finalizar el año se revisan las cuotas y el consumo realizado, si las cuotas han sido superiores al consumo se devuelve la diferencia y en caso contrario, el consumidor deberá abonar la diferencia.

Capítulo 5

Optimización de la contratación

5

Tras haber analizado tanto el funcionamiento del mercado eléctrico, como las distintas modalidades de contratación y las ofertas del mercado; procederemos a centrar el problema en un caso concreto. Ya hemos comentado que para elegir uno u otro modelo de contratación se necesita analizar profundamente las características del consumidor. Para ello analizaremos el comportamiento de los consumidores tipo, haremos un análisis de la potencia instalada y la consecuente potencia de contratación y, finalmente, estudiaremos las tarifas que más se adecuen a lo previamente analizado.

5.1 Descripción de los consumidores tipo

Para analizar el comportamiento de los consumidores tipo se deben tener en cuenta tanto factores externos como internos, e intentar vislumbrar patrones que afectan directamente al consumo y que nos pueden ayudar a predecirlo. Estos factores pueden depender de la situación geográfica, del clima, del sector al que pertenezca el cliente, factores personales etc... Para ello uno debe centrarse en las características de cada cliente, yendo de las características más generales, a las más específicas. Siguiendo esta idea en este proyecto se van a analizar datos de varias peluquerías, centrándonos posteriormente en un caso particular. Analizando datos de varias peluquerías podremos vislumbrar las características comunes de este sector. Además las peluquerías a analizar están situadas en la misma área geográfica, con características climatológicas,

CAPÍTULO 5: OPTIMIZACIÓN de la contratación

económicas y sociales similares. A continuación, se exponen las características más relevantes que pueden afectar al comportamiento de este tipo de consumidor, en este caso una peluquería.

- Comportamiento de la demanda

En el caso de una peluquería la afluencia de clientes es un factor directamente relacionado con el consumo. Dependiendo del número de clientes que atiendas y del tipo de clientes, consumirás más o menos, ya que deberás utilizar unos y otros aparatos eléctricos en mayor o menor medida. Analizar la demanda nos podrá dar una idea de en qué momentos tendremos un consumo más elevado y en cuales más bajo. En el caso de las peluquerías podemos observar cierta estacionalidad de la demanda, coincidiendo los periodos de mayor demanda con las temporadas de verano, bodas y comuniones, y Navidades.

Este factor puede ser determinante a la hora de analizar el consumo o no, ya que es posible que tengas clientes muy fieles durante todo el año, o que la capacidad de tu negocio sea mucho menor que la demanda y que, por tanto, no notes este tipo de fluctuaciones al estar siempre al máximo de tu capacidad. También hay que tener en cuenta que el establecimiento tiene un consumo energético que no depende del uso de aparatos eléctricos específicos necesarios para atender a los clientes (como puede ser la climatización) que pueden suponer un gran porcentaje del consumo y, por tanto, marcar la diferencia entre unos meses y otros; así como consumos fijos (como el alumbrado) que en determinadas circunstancias pueden resultar mucho mayores que los producidos directamente por el aumento o descenso de la demanda.

Por otro lado también hay que tener en cuenta el tipo de cliente al que esta dirigida la peluquería. Dentro del sector de la peluquería podemos encontrar la típica peluquería de barrio que lo que pretende es fidelizar, normalmente tienen una demanda más homogénea, o grandes franquicias que pretenden llegar a todo el mundo, y que consecuentemente son más sensibles a las fluctuaciones de la demanda. La tipología del cliente también afecta a aspectos como el uso de una maquinaria u otra o los horarios. Según el tipo de cliente que presente la peluquería, acudirá a la misma en unos horarios u otros. Las personas mayores, jubilados o desempleados tenderán a ir durante la mañana, mientras que los jóvenes, trabajadores o niños lo harán por la tarde.

- Horarios

En el caso de un establecimiento como una peluquería en el que tienen un horario de apertura fijo, esto determinará notablemente su consumo. Las peluquerías suelen tener horario ininterrumpido desde la mañana a la tarde-noche. Por tanto sólo se produce consumo durante esas 12 horas, presentando un consumo nulo o casi nulo (salvando casos excepcionales) durante las 12 horas restantes. Esta franja de consumo es inamovible, por lo que no se dispone de margen para adaptar el consumo a aquellas franjas en las que la energía es más barata. Por otro lado, las peluquerías suelen estar abiertas todos los días del año, ya que, como hemos comentado anteriormente, su pico demanda suele coincidir con los periodos vacacionales.

OPTIMIZACIÓN DE LA CONTRATACIÓN

- Climatología

Otro de los factores más determinantes reside en el clima. Si se tiene un clima más suave que no precise de calefacción en invierno ni aire acondicionado en verano, o un clima más extremo que precise de ambos. En cuanto a las temperaturas, si son muy extremas se necesitará más potencia para alcanzar el equilibrio. Este factor es determinante ya que suele aumentar considerablemente tanto el término de potencia como el término de energía. Es cierto, que los sistemas de climatización no siempre son eléctricos, por lo que, no siempre hay que tenerlo en cuenta para el análisis del consumo eléctrico.

A continuación, presentaremos las curvas de carga de 6 peluquerías. Todas están situadas en la misma zona, por lo que podemos prever un comportamiento similar de la demanda. La climatología es común en todos los casos, pero las dimensiones no son las mismas, por lo que los aparatos de climatización también son distintos. Teniendo en cuenta las particularidades de cada peluquería las analizaremos en su conjunto para poder entender mejor el comportamiento de la peluquería que finalmente procederemos a analizar en profundidad.

En la Figura 26 encontramos la curva de carga en base anual de la primera de las peluquerías. Se puede observar un pico de consumo en los meses de enero y febrero. Esto puede ser debido al uso de calefacción eléctrica durante estos meses. También se aprecia un aumento en los meses de junio y agosto coincidiendo con el uso del aire acondicionado en los meses de verano. Este razonamiento también aplicaría al mes de Julio pero como podemos observar se produce un descenso notable. Es posible que sea debido a una reducción de jornada o incluso un periodo de cierre por vacaciones durante este mes. Los meses de Enero, Junio y Agosto también coinciden con picos de demanda, lo que contribuye a aumentar el consumo. Los meses de menor consumo son Marzo y Octubre debido a la poca demanda y a que es posible que no se necesite el uso ni de calefacción en Marzo ni de aire acondicionado en Octubre.

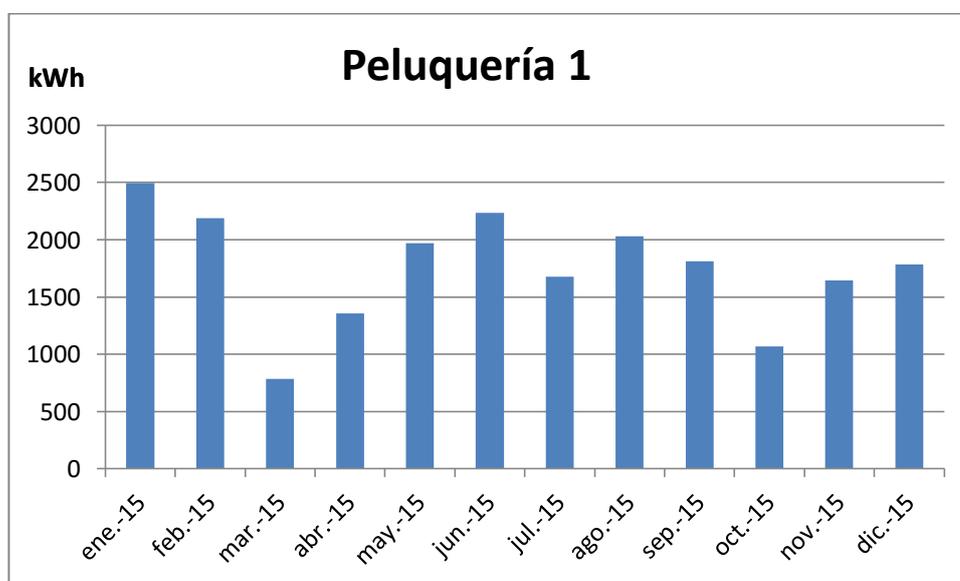


Figura 26: Curva de carga en base anual Peluquería 1

CAPÍTULO 5: OPTIMIZACIÓN de la contratación

Respecto a la Peluquería 2, podemos observar en la Figura 27 que también presenta sus picos de consumo en invierno (Diciembre, Enero y Febrero) y en verano (Julio y Agosto). De Marzo a Mayo va descendiendo el consumo quizá debido al menor uso paulatino de calefacción. En Junio se produce un aumento debido a la creciente demanda empezando la época de verano, bodas y comuniones. Tras el verano el consumo disminuye hasta Octubre volviendo a aumentar en Noviembre, siguiendo el curso del cese del uso de aire acondicionado y el comienzo del uso de la calefacción.

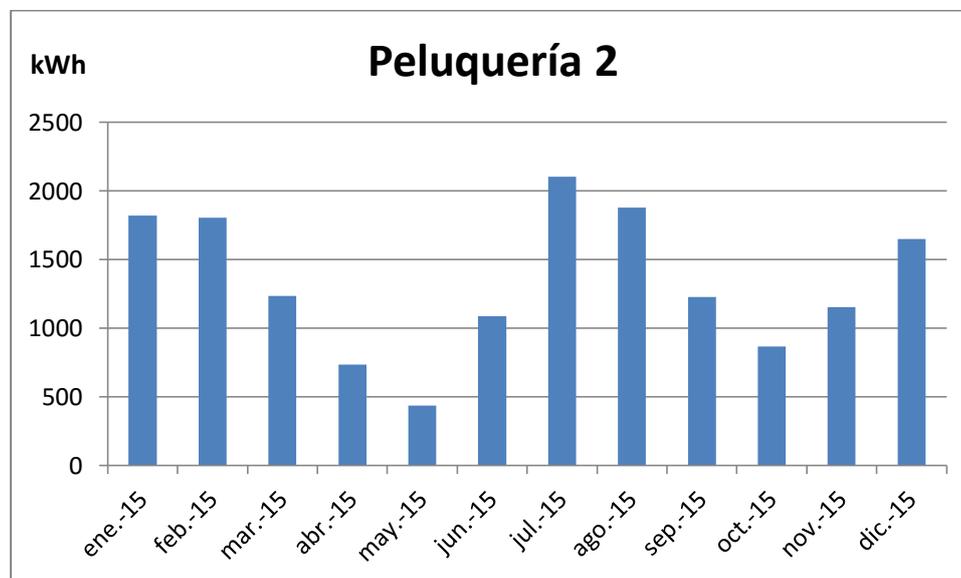


Figura 27: Curva de carga en base anual Peluquería 2

A continuación en la Figura 28 se muestra la curva de carga en base anual de la Peluquería 3. Se puede observar que en este caso el comportamiento es diferente. Presenta un consumo más o menos continuo exceptuando los meses de invierno, que como ya hemos comentado coinciden con el uso de la calefacción. Podemos suponer que esta peluquería no dispone de aparatos de aire acondicionado y que las fluctuaciones entre los meses de Abril y Octubre son debidas a las propias de la demanda, dando lugar a un mayor consumo en los meses de verano (Junio, Julio y Agosto).

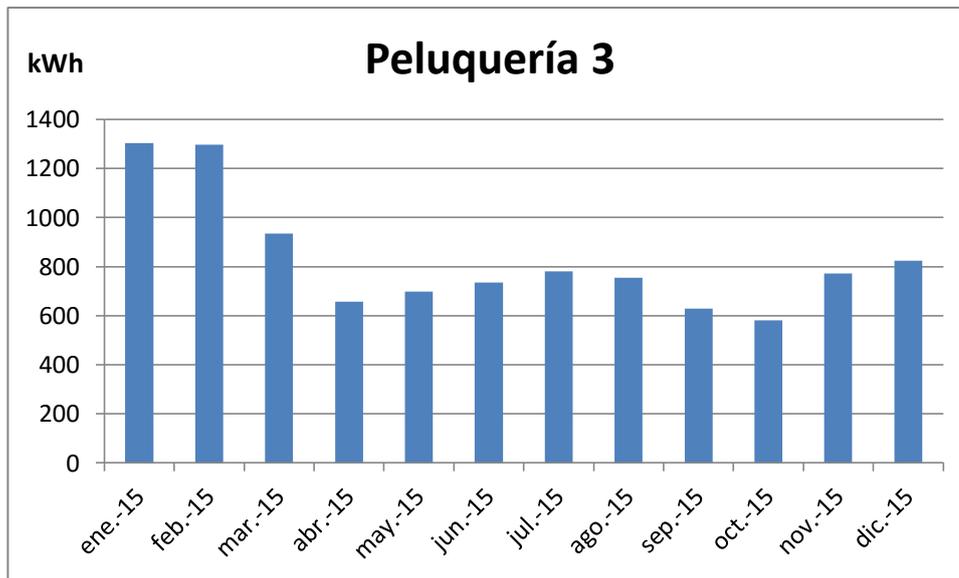


Figura 28: Curva de carga en base anual Peluquería 3

En la Figura 29 se puede observar un consumo bastante continuo, a excepción del mes de Mayo. Es posible que la peluquería 4 cerrase sus puertas durante algunas semanas en Mayo y de ahí el descenso brusco de consumo, o que presentase un gran descenso de la demanda. Los mayores consumos se producen en verano, debido a mayor demanda y uso de refrigeración. Según el comportamiento de la curva de carga se puede intuir que esta peluquería no dispone de calefacción eléctrica, ya que el consumo en los meses más fríos (que también coinciden con picos de demanda) no dista mucho del resto.

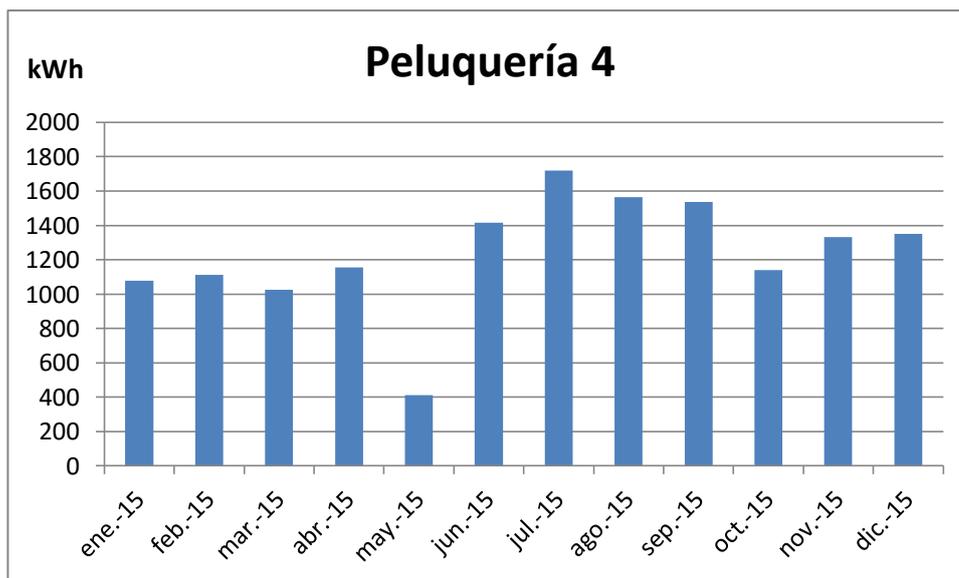


Figura 29: Curva de carga en base anual Peluquería 4

En el siguiente gráfico, correspondiente a la curva de carga en base anual de la Peluquería 5, Figura 30, podemos observar cómo el mayor pico corresponde al mes de Julio, mes con gran demanda y consumo de aire acondicionado. El resto de meses de verano no presentan tanta demanda. Respecto al periodo comprendido entre octubre y febrero se puede decir que mantiene una demanda más o menos constante. Sin embargo,

CAPÍTULO 5: OPTIMIZACIÓN de la contratación

entre Marzo y Mayo se produce un descenso del consumo, previsiblemente provocado por el descenso de la demanda y del uso de aparatos de climatización.

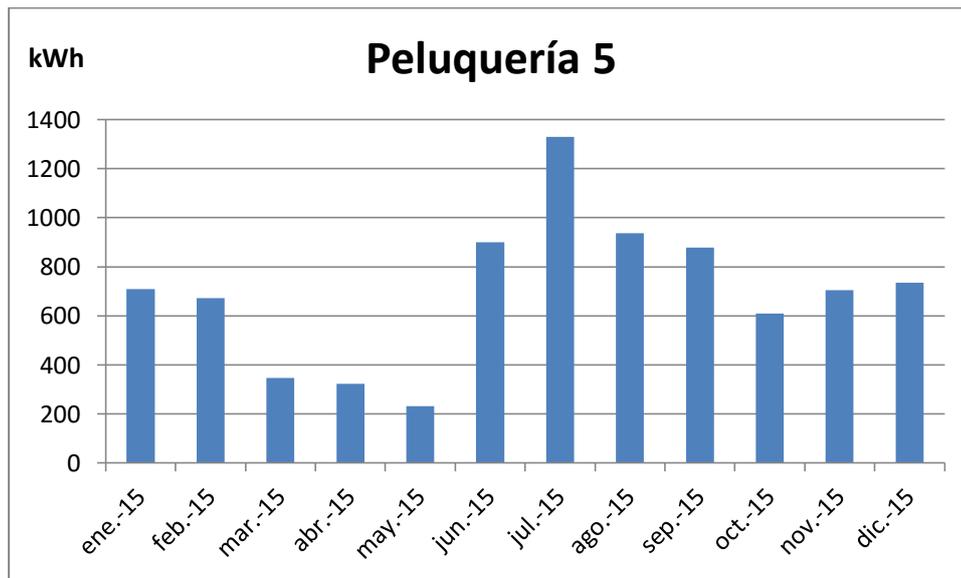


Figura 30: Curva de carga en base anual Peluquería 5

Tras analizar el sector gracias a los 5 ejemplos anteriormente ilustrados, podemos afirmar que, como ya adelantábamos, el consumo eléctrico depende tanto de la demanda como del uso de aparatos de climatización. Por tanto, se producen picos de consumo tanto en los meses de invierno como en los meses de verano, donde se requiere del uso de aparatos de climatización y que coinciden con los periodos de mayor demanda, Navidades, Bodas, Comuniones y vacaciones de verano. Los meses de menor consumo son Mayo y Octubre, provocado por la poca demanda y a que el clima en esos meses puede no requerir el uso de aparatos de climatización.

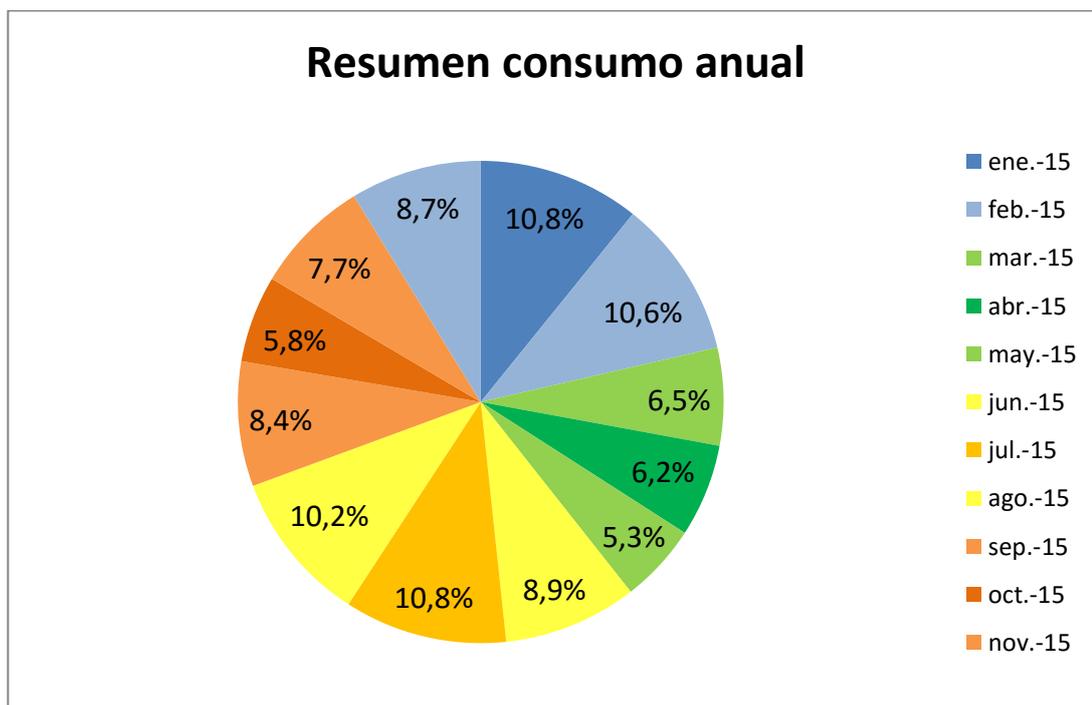


Figura 31: Resumen consumo anual (%) peluquerías a estudio

OPTIMIZACIÓN DE LA CONTRATACIÓN

Fuente: elaboración propia

Finalmente procederemos a analizar la curva de carga en base anual de la peluquería a estudio. Para ello primero describiremos algunas de sus características principales:

- Abre todo el año exceptuando Domingos y Festivos
 - Lunes a Viernes: 10:00-19:00
 - Sábados:10:00-14:00

Obviamente hay que tener en cuenta los días que la peluquería esta abierta y los que no. Los días que cierra no se producirá prácticamente ningún consumo, en este caso los Domingos y Festivos, lo que puede producir un menor consumo en los meses con más días festivos. A continuación en la Tabla 6 se presenta un resumen de los días laborables y sábados de cada mes de 2015.

Tabla 6: Días Laborables y Sábados 2015

	Laborables		Sábados		Total peluquería abierta (h)	
	Laborables L-V 2015 (días)	Total horas: horario 10-19	Sábados 2015	Total horas: horario 10-14		
ene.-15	20	180	5	20	200	
feb.-15	20	180	4	16	196	
mar.-15	21	189	4	16	205	
abr.-15	20	180	4	16	196	
may.-15	19	171	4	16	187	
jun.-15	21	189	4	16	205	
jul.-15	23	207	4	16	223	
ago.-15	21	189	4	16	205	
sep.-15	22	198	4	16	214	
oct.-15	21	189	5	20	209	
nov.-15	20	180	4	16	196	
dic.-15	21	189	4	16	205	
	249	2241	50200	2441		

El mes en el que la peluquería permanece más horas abierta es Julio y Mayo el que menos, con una diferencia respecto de la media de 19h y 16h respectivamente.

- Dispone de aparatos eléctricos de calefacción y de refrigeración

La calefacción se utiliza en los meses de Septiembre a Marzo, mientras que el aire acondicionado en los meses de Junio, Julio y Agosto. Esto no quiere decir que se utilicen aparatos de climatización todos los días de los meses citados, algunos meses se utilizaran más que otros.

CAPÍTULO 5: OPTIMIZACIÓN de la contratación

- Cuenta con clientela fija aunque se acentúa sobre todo en verano y en enero

Los clientes fijos son señoras jubiladas o amas de casa, que suelen ir periódicamente, una vez al mes o cada 15 días. Otro tipo de clientes fijos son mujeres de entre 30 y 50 años que acuden cada tres meses aproximadamente como mantenimiento. En verano acuden clientes no tan habituales debido al periodo vacacional, depilación y mayor cuidado del cabello debido al sol, el mar y las piscinas. Los meses de enero y febrero, sobretodo enero, también presentan un pico de demanda. Esto puede ser debido al comienzo del nuevo año con los consecuentes propósitos de año nuevo o de un cambio, o como contrapartida del pico de verano (clientes que acuden cada 6 meses a la peluquería).

En la Figura 31 tenemos la curva de carga en base anual de la peluquería a estudio. Podemos observar que presenta picos de consumo en los meses de enero, febrero, julio y agosto. Estos meses son aquellos en los que hemos comentado que presentan mayor demanda y también corresponden a meses con uso de aparatos de climatización. Además Julio particularmente corresponde con el mes con más horas de apertura de la peluquería. El hecho de que tanto enero como febrero presenten consumos más elevados que julio y agosto puede ser debido a un mayor uso de la calefacción en los meses de invierno que de aire acondicionado en los de verano, ya que la demanda es similar. Respecto al resto del año podemos ver como a partir de febrero se produce un paulatino descenso del consumo, apoyado por el descenso tanto de la demanda como de la reducción del uso de calefacción, hasta llegar al punto de consumo más bajo correspondiente al mes de Mayo. Este mes también coincide con el mes de menos horas de apertura de la peluquería. Posteriormente en junio se empieza a apreciar el aumento de la demanda y el uso moderado de aparatos de aire acondicionado, aumentando de nuevo el consumo dando paso a los picos de los meses de julio. Tras el verano vuelve a producirse un descenso del consumo, otra vez provocado por el descenso de la demanda y del cese del uso de aparatos de aire acondicionado, aunque se comience a usar calefacción es de forma moderada. Sigue el descenso en el mes de Octubre, que es uno de los meses con menos demanda. A partir de Noviembre el uso de la calefacción es inminente y de uso prolongado durante todo el invierno.

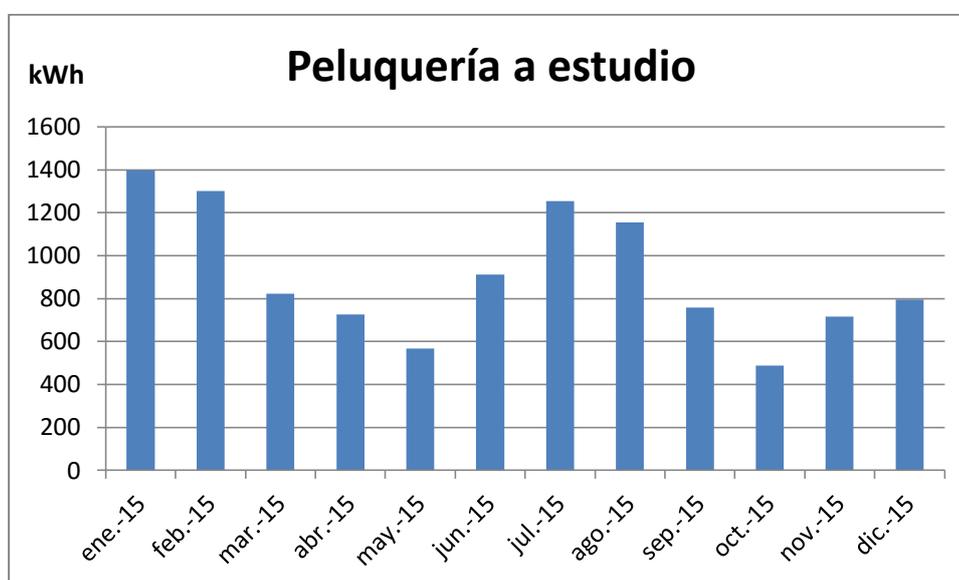


Figura 32: Curva de carga en base anual Peluquería a estudio

5.2 Optimización del término de potencia

En este punto procederemos a calcular la potencia de contratación óptima. Este es el término fijo que paga el cliente por la potencia contratada, la cual se debe ajustar correctamente, suficiente como para que no superemos nunca ese nivel pero lo suficientemente ajustada para no estar pagando de más. Para ello calcularemos la potencia instalada y un factor de utilización de cada aparato eléctrico. Con ello podremos determinar la potencia de contratación.

Actualmente la peluquería a estudio tiene una Tarifa 2.1 con una potencia contratada de 11,5 kW. Es posible que ésta potencia ya sea la óptima pero procederemos igualmente a los cálculos previamente mencionados. En la siguiente tabla se encuentra el listado de los aparatos eléctricos conectados a la red eléctrica, con sus correspondencias potencias.

Tabla 7: Potencia total instalada

APARATO ELÉCTRICO	POTENCIA (W)	UNIDADES	POTENCIA TOTAL (W)
Secador de casco	1000	3	3000
Secador de mano	2000	3	6000
Plancha del pelo	53	3	159
Tenacillas	28	3	84
Ordenador	319	1	319
TPV	40	1	40
Calentador de cera	350	1	350
Aparato cera fría	22	1	22
Lavadora	1037	1	1037
Nevera	1000	1	1000
Microondas	700	1	700
Calefactor	2000	2	4000
Calentador eléctrico	162	1	162
Aparato aire acondicionado	3800	1	3800
Bombilla incandescente	60	6	360
Bombilla emppotrada	50	12	600
Tubo halógeno	30	4	120
Bombilla fluorescente	20	12	240
POTENCIA INSTALADA			21993

Según este resultado, y sin tener en cuenta ningún otro factor deberíamos contratar una potencia superior a 21,993 kW, potencia que queda fuera del rango de estudio de este proyecto. Como ya hemos comentado anteriormente, la potencia instalada hace referencia a la suma de las potencias de todos los aparatos eléctricos conectados a la red, pero no tiene en cuenta que esos aparatos consuman potencia realmente, ni durante cuanto tiempo. La potencia contratada es la potencia máxima instantánea alcanzable, eso quiere decir que es la potencia que en ningún momento se debe superar. Podríamos establecer la

CAPÍTULO 5: OPTIMIZACIÓN de la contratación

potencia máxima como aquella potencia que resulte de la suma de las potencia en caso de que todos los aparatos eléctricos estén consumiendo (potencia instalada) y desde luego, te estarías asegurando el que jamás sobrepases ese límite, pero esa no sería la solución óptima. Tanto en pequeñas y medianas empresas como en particulares no todos los aparatos se usan de igual medida, incluso habrá algunos que jamás estén conectados a la vez. Por ejemplo, las luces de la sala principal de la peluquería estarán siempre encendidas mientras que las del baño sólo se encienden cuando alguien lo usa permaneciendo apagado el resto del tiempo. Aparatos como el ordenador o el TPV estarán encendidos prácticamente todo el tiempo que la peluquería permanezca abierta, mientras que la nevera estará funcionando las 24 horas.

Para aplicar estos factores podemos calcular el factor de utilización, que corresponde a las horas reales de utilización de todas aquellas disponibles. Para el caso de los secadores, las planchas y las tenacillas sólo hemos tenido en cuenta dos de los aparatos eléctricos ya que, el propietario comentó que el tercer aparato nunca lo usaba, que lo tenía ahí por si alguno fallaba. Además, se ha asumido que siempre se usa primero el mismo aparato y sólo en caso de necesitar un segundo es cuando se utilizaría ese otro. Todos los cálculos se han hecho en base a las horas en las que la peluquería permanece abierta, exceptuando la nevera, que está conectada y consumiendo las 24 horas del día.

Respecto a la climatización, la peluquería dispone de dos aparatos calefactores. Uno situado en la sala principal, y otro en sala de depilación. A pesar de que esta última sala se use menos es imprescindible que la sala tenga una buena temperatura ya que los clientes tienen que permanecer destapados durante un tiempo prolongado.

Para el cálculo del factor de utilización de la iluminación se ha dividido el consumo en las diferentes salas, ya que no todas ellas tienen el mismo uso. Se ha dividido en baño, sala de depilación, sala principal y la sala de la limpieza. Además en la sala principal hay dos tipos de bombillas, que aunque de misma utilización, tienen potencias diferentes.

Aplicando todos estos criterios, se ha calculado el valor del factor de utilización de cada aparato eléctrico y se ha aplicado este factor a la potencia correspondiente. Una vez obtenida la potencia máxima de cada aparato electrónico podremos conocer la potencia máxima global. Todos estos cálculos se encuentran resumidos en la Tabla 8.

Tabla 8: Potencia máxima de utilización

APARATO ELÉCTRICO	POTENCIA INSTALADA (W)	FACTOR DE UTILIZACIÓN	POTENCIA MÁXIMA (W)
Secador de casco 1	1100	0,77	847
Secador de casco 2	1000	0,35	350
Secador de mano 1	2000	0,79	1580
Secador de mano 2	2000	0,45	900
Plancha del pelo 1	53	0,3	15,9
Plancha del pelo 2	53	0,06	3,18
Tenacillas 1	28	0,04	1,12
Tenacillas 2	28	0,002	0,056
Ordenador	319	1	319
TPV	40	1	40
Calentador de cera	350	0,45	157,5
Aparato cera fría	22	0,15	3,3
Lavadora	1037	0,12	124,44
Nevera	1000	1	1000
Microondas	700	0,06	42
Calentador eléctrico	162	0,28	45,36
Climatización	8000		
Calefactor 1	2000	0,5	1000
Calefactor 2	2000	0,54	1080
Aparato aire acondicionado	4000	0,4	1600
Iluminación	1320		
2 incandescentes baño	120	0,01	1,2
4 incandescentes salita cera	240	0,21	50,4
12 empotradas sala ppal	600	1	600
4 tubo halógeno sala limpieza	120	0,22	26,4
12 fluorescentes sala ppal	240	1	240
Otros (timbre, cargadores, telefono fijo...)	200	0,6	120
		POTENCIA MÁXIMA	10147

Es cierto que se podrían hacer cálculos y estudios mucho más precisos, incluyendo la simultaneidad y analizando el consumo hora por hora. En el caso de potencias mayores a 15kW, se dispone de un maxímetro incorporado al contador que mide potencia máxima instantánea o la potencia máxima demandada. En el caso de potencias inferiores se dispone de un IPC, también incorporado al contador pero que, en vez de registrar la potencia máxima demandada, desconecta automáticamente la instalación eléctrica cuando se supera la potencia contratada. Hay casos de potencias menores a 15kW que cuentan con un maxímetro, en los que no se puede interrumpir el suministro, como por ejemplo: parques de bomberos, hospitales, edificios con ascensores o sistemas anti-incendios... En este caso no se dispone de maxímetro que mida la potencia máxima demandada, por lo que procederemos con la estimación reflejada en la Tabla 8.

CAPÍTULO 5: OPTIMIZACIÓN de la contratación

Tras haber aplicado el procedimiento antes mencionado se ha obtenido una estimación de la potencia máxima de 10,147 kW. Si volvemos a la Tabla 4 sobre las potencias normalizadas, podemos observar que para una instalación monofásica a 230v, el valor de la potencia normalizada siguiente al valor obtenido de la potencia máxima es 10,35 kW, con una diferencia de únicamente 0,203 kW. La siguiente potencia sería 11,5 kW (que es la potencia contratada actual). Si las estimaciones son correctas, se debería poder bajar la potencia contratada de 11,5kW a 10,35kW, ya que produciría un ahorro en la factura. Las estimaciones han incluido un margen de maniobra razonable por lo que no se debería superar el valor de potencia máxima antes calculado. Pero hay que tener en cuenta que, como se ha explicado, en el caso de que se supere la peluquería cuenta con un IPC que salta y desconecta el suministro. Al ser un local comercial, de cara al público hay que asegurarse bien de que esto no pase nunca, ya que da mala imagen y podemos dejar a clientes a mitad de servicio. Cambiar de potencia contratada supondría un ahorro del 10% en el término de facturación de potencia, ya que:

$$TFP = T_p * P_c * p_f$$

$$T_p * p_f = TFP * P_c$$

TFP : Término de facturación de potencia [€]

P_c : Potencia contratada [kWh]

p_f : Periodo de facturación [años]

Como el término de potencia (peaje más comercialización) y el periodo de facturación es igual en los dos casos, podemos afirmar:

$$TFP_{10.35kW} = \frac{10,35kW}{11,5kW} * TFP_{11.5kW} = 0.9 * TFP_{11.5kW}$$

El término de potencia de la tarifa que la peluquería a estudio tiene contratada es de $T_p=46.8447€/kW*año$. Por tanto, la disminución de la potencia contratada supondría un ahorro anual de:

$$TFP_{11.5kW} = T_p * P_c * p_f = \frac{46,8447€}{kW * año} * 11,5kW * 1año = 538,714€$$

$$Ahorro\ anual = 0.1 * 538,714€ = 53,87€$$

No es un ahorro muy significativo y teniendo en cuenta que según la previsión de la potencia máxima si contratamos una potencia de 10.35kW tenemos muy poco margen de maniobra para imprevistos que no hayamos incluido en dicha previsión (ya que no contamos con datos de lecturas del maxímetro), la potencia de contratación escogida sería:

$$P_c = 11,5\ kW$$

Por otro lado, se puede reducir el término de facturación de potencia contratando una Tarifa con un término de potencia menor. Como las comercializadoras presentan el término de potencia de sus ofertas junto con el término de energía, iremos analizando ambos en el punto de optimización del término de facturación de energía.

5.3 Optimización del término de energía

Para la optimización del término de energía debemos analizar el comportamiento del consumidor y analizar el tipo de tarifa que se adapte mejor a sus necesidades. Debemos analizar todas las posibilidades intentando encontrar aquella más económica, pero también debemos de ser conscientes de las restricciones que presenta el tipo de consumidor y sus preferencias. Es posible que un cliente prefiera una Tarifa no tan económica pero que sea más cómoda para él.

Respecto a los aparatos de medida no cuenta con contador inteligente efectivamente integrado en el sistema de telegestión, que como ya hemos comentado será obligatorio en 2018. Cuenta con contador analógico que mide el consumo acumulado pero no distingue entre las horas en las que se consume y en las que no. En el caso de cambiar a tarifas con discriminación horaria o indexada tendrá que cambiar el contador o adaptarlo para poder medir los consumos en distintos períodos o incluso el consumo por hora (contador digital), en el caso de tarifas indexadas. En cualquier caso debe disponer de contador inteligente en 2018, por lo que para el estudio de las tarifas vamos a suponer que ya se ha producido el cambio y que podemos registrar los consumos realizados en los distintos periodos.

La peluquería a estudio actualmente tiene contratada una Tarifa Fija sin discriminación horaria, con un término de energía de $T_e=0,20133\text{€/kW}$. En la Tabla 9 podemos ver resumido tanto el consumo realizado durante el 2015, como el término de facturación de energía. El consumo anual asciende a 10894 kWh, que aplicando el término de energía contratado en la tarifa actual (0,2133€/kWh) obtenemos una facturación de energía en 2015 de 2193,289€.

Tabla 9: Facturación Término de Energía 2015

	Término de energía (€/kWh)	Consumo (kWh)	TFE (€)
ene-15	0,20133	1398	281,4593
feb-15	0,20133	1300	261,729
mar-15	0,20133	823	165,6946
abr-15	0,20133	727	146,3669
may-15	0,20133	567	114,1541
jun-15	0,20133	913	183,8143
jul-15	0,20133	1254	252,4678
ago-15	0,20133	1154	232,3348
sep-15	0,20133	757	152,4068
oct-15	0,20133	489	98,45037
nov-15	0,20133	716	144,1523
dic-15	0,20133	796	160,2587
TOTAL		10894	2193,289

Una vez conocidos el término de facturación de potencia (calculado en el apartado de optimización del término de facturación de potencia para una potencia de contratación de 11,5kW) y el término de facturación de energía podemos calcular el importe anual de 2015 por el suministro de electricidad.

Tabla 10: Desglose facturación anual 2015

Termino de facturación de potencia	538,71 €
Termino de facturación de energía	2.193,29 €
Subtotal	2.732,00 €
Impuesto electricidad (5,1127%)	139,68 €
Alquiler de equipos de medida (0,81€/mes)	9,72 €
Subtotal	2.881,40 €
IVA (21%)	605,09 €
TOTAL	3.486,49 €

Utilizaremos estos datos para analizar todos los casos expuestos en la sección opciones de contratación para el segmento y comparar tarifas.

Mercado Regulado

- PVPC-Transitorio

Como ya se ha comentado esta tarifa se aplica a consumidores con potencia contratada mayor de 10kW que todavía no tienen un contrato con una comercializadora. En este caso, la peluquería a estudio ya cuenta con un contrato por lo que el cliente no cumple las características para acogerse a la PVPC.

Mercado Libre

- Tarifa Plana

OPTIMIZACIÓN DE LA CONTRATACIÓN

Esta opción de contratación, que consiste en facturar todos los meses una cantidad fija es una opción para aquellos que quieren despreocuparse totalmente de las subidas y bajadas de consumos y precios. La limitación que tiene es que cuentas con un límite de consumo anual que no debes sobrepasar. En el caso de la peluquería a estudio hemos observado que el consumo no es homogéneo a lo largo del año, por lo que ésta sería una forma de homogeneizar la facturación mensual. El problema es que si no se ajusta correctamente la tarifa es posible que a final de año la facturación sea mayor que aplicando otro tipo de tarifas. Actualmente, como comentábamos en el apartado opciones de contratación, sólo hemos encontrado una compañía, (Audax Energía) que oferta esta Tarifa. La oferta para una potencia contratada de 11,45kW y un consumo anual de 11000kWh (~10894kWh) es la siguiente:

- Cuota mensual de 240,90€
- 11125 kWh a consumir durante 1 año
- Incluye: impuesto de electricidad (5,11269632%), IVA (21%) y alquiler de equipos de medida (0,81€/mes).
- El término de potencia también está incluido en la cuota mensual.
- El precio por kW consumido y excedido fuera de esta tarifa es de 0,1695244€.

Con una cuota mensual fija de 240,90€ obtenemos una facturación anual de 2890,80€. Si comparamos la tarifa plana ofrecida por Audax con la Tarifa actualmente contratada por la peluquería a estudio, que asciende en 2015 a una facturación de 3486,49€, la tarifa plana saldría más económica con un ahorro de:

$$\text{Ahorro anual} = 3486,49\text{€} - 2890,80\text{€} = 595,69\text{€}$$

El cambio supondría un ahorro significativo, e incluso sobrepasando el límite de consumo establecido el término de energía, seguiría suponiendo un ahorro ya que el término de energía en caso de sobrepasar el límite de consumo (0,1695244€/kWh) es menor que el de la tarifa actualmente contratada (0,20133€/kWh). Puede ser debido a que la Tarifa Plana es una mejor opción de contratación para la peluquería a estudio que la Tarifa Fija sin discriminación horaria, o porque la Tarifa contratada actualmente tiene un término de potencia y/o de energía muy elevado. Seguiremos analizando las tarifas de las distintas opciones de contratación para averiguarlo.

- Tarifa Fija

- Sin discriminación horaria

Como se ha expuesto anteriormente, ésta es la Tarifa contratada actualmente por la peluquería a estudio. Esta Tarifa aplica el mismo precio de la energía las 24 horas del día. A diferencia de la tarifa plana en este caso no se factura todos los meses la misma cantidad, si no que depende de tu consumo, aunque siempre se aplique el mismo precio por kW consumido. Anteriormente, hemos comentado que la Tarifa Plana ofrecida

CAPÍTULO 5: OPTIMIZACIÓN de la contratación

por Audax Energía saldría más económica que la Tarifa Fija contratada actualmente por la peluquería a estudio, pero que quizá es debido a que los términos de energía y de potencia de ésta tarifa son muy elevados y no porque realmente la Tarifa Plana sea la opción de contratación óptima. Efectivamente, si consultamos el comparador de tarifas del CNMC descubriremos que hay más de 40 ofertas de Tarifas Fijas sin discriminación horaria que resultan en una facturación menor tanto a la actualmente contratada como a la calculada para la Tarifa Plana. Con esto podemos concluir que, en los términos ofertados actualmente, la Tarifa Fija sin discriminación horaria es más económica que la tarifa Plana. Podemos encontrar unas 10 ofertas con una facturación anual entre 2462€ y 2560€, entre las que se encuentran las ofrecidas por Aura Energía, Hola Luz, Verstel Energía, Gesternova, esfera Luz o Vóltico; que supondría un ahorro anual respecto a la Tarifa actual de:

$$\text{Ahorro anual} = 3486,49\text{€} - (2560\text{€} - 2462\text{€}) = 900\text{€} - 1024,49\text{€}$$

La Tarifa más económica es la ofertada por Gana Energía con una facturación anual de 2462€, que tiene la particularidad de funcionar únicamente de forma online (sólo factura electrónica). El cambio a esta Tarifa supondría un ahorro anual respecto a la tarifa actualmente contratada de:

$$\text{Ahorro anual} = 3486,49\text{€} - 2462\text{€} = 1024,49\text{€}$$

Es un ahorro muy significativo, derivado de la disminución tanto del término de potencia a $T_p=44,32341\text{€/kW}\cdot\text{año}$, que es menor incluso que el del peaje $T_{peaje}=44,4471\text{€/kW}\cdot\text{año}$; como del término de energía $T_e=0,1309\text{€/kWh}$. Manteniendo la opción de contratación a Tarifa Fija sin discriminación horaria, aunque cambiando a otra tarifa más económica, no se dispone de la tranquilidad de saber que se va a pagar lo mismo cada mes y la cantidad a pagar, pero sí que tienes la posibilidad de preocuparte de la horas en las que consumes más o menos y de intentar adaptar tu consumo a las horas en las que el término de energía sea menor. Es una opción muy cómoda para aquellos clientes que no tienen conocimiento de cómo funciona el sistema de facturación eléctrica o que simplemente quieren desentenderse, como es el caso de la peluquería a estudio.

- Discriminación 2 periodos

La Tarifa Fija con discriminación horaria en 2 periodos distingue entre periodo valle (entre las 12:00-22:00 en invierno y entre las 13:00-23:00 en verano) donde el término de energía es menor y periodo punta donde es mayor. En el caso de la peluquería a estudio, donde el consumo se produce prácticamente en su totalidad durante el horario de apertura (10:00-19:00), sólo coincide con 2 horas en invierno (24% de las horas de apertura) y 3 horas (37% de las horas de apertura) en verano del periodo valle. Para el cálculo de la facturación en esta opción de contratación supondremos un consumo uniforme durante el periodo en el que la

peluquería permanece abierta. En la siguiente Tabla se muestra el consumo correspondiente a horas valle y punta.

Tabla 11: Consumo horas valle y horas punta 2015

	Distribución horario de apertura		Consumo			
	Invierno	Verano	Invierno	Verano	TOTAL	
Valle	24%	37%	1207,92	2168,57	3376,49	31%
Punta	76%	63%	3825,08	3692,43	7517,51	69%
TOTAL	2h/día apertura	3h/día apertura	5033	5861	10894	100%

*Invierno: Nov.-Marzo; verano: Abril-Oct.

Aproximadamente el 31% del consumo se produce en horas valle. Como se ha comentado anteriormente, algunas fuentes afirman que para que la tarifa con discriminación horaria de dos periodos sea rentable se debe realizar al menos un 30% del consumo en periodo valle. En el caso de la peluquería se cumple dicha premisa aunque de forma muy ajustada. Si introducimos estos datos en el comparador de ofertas de la CNMC observamos que obtenemos más de 40 ofertas con precios más baratos de los contratados actualmente y unas 10 ofertas por debajo de los 2560€, un análisis muy similar al obtenido para la opción de contratación a Tarifa fija sin discriminación horaria. La Tarifa más económica es la ofertada por Aura Energía, con un término de potencia igual al del peaje $T_p=44,4471\text{€/kW}\cdot\text{año}$ y términos de energía $T_{e1}=0,154212\text{€/kWh}$ y $T_{e2}=0,077288\text{€/kWh}$; resultando en una liquidación anual de 2455,47€. Esto supone una diferencia de 6,53€ respecto a la Tarifa fija sin discriminación horaria más económica (2462€/año). Como podemos observar las diferencias económicas entre las ofertas sin discriminación horaria y las de discriminación en 2 periodos son casi despreciables. Si pudiésemos adaptar el consumo de manera que se pudiera concentrar en las horas valle si que obtendríamos más diferencia, pero en el caso de la peluquería a estudio es imposible adaptar el consumo ya que tiene un horario de apertura fijo adaptado a la demanda, que es inamovible y en el que se produce prácticamente la totalidad del consumo. Por otro lado hemos supuesto consumo uniforme a lo largo del día pero posiblemente los picos de consumo se produzcan durante las horas punta coincidentes con el horario de apertura (13:00-19:00), lo que aumentaría la liquidación anual final. La elección de una tarifa fija sin discriminación horaria o con discriminación en 2 periodos dependerá, en este caso, de aspectos no puramente económicos.

- Discriminación 3 periodos

La Tarifa Fija con discriminación en 3 periodos distingue entre periodo supervalle (1h-7h) donde el término de energía es más barato, periodo valle (7h-12h y 23h-1h) con término de energía mayor al del periodo supervalle pero mayor al periodo punta (13h-23h). Como hemos comentado en el análisis de la opción de contratación a Tarifa fija con discriminación en 2 periodos, en el caso de la peluquería a estudio no se puede adaptar el consumo a los periodos con términos de energía menores

CAPÍTULO 5: OPTIMIZACIÓN de la contratación

debido a que cuenta con un horario fijo (L-V: 10:00-19:00 y S:10:00-14:00). En el caso de la opción de contratación a Tarifa con discriminación horaria a 3 periodos el horario de apertura no coincidiría en ningún momento con el periodo supervalle por lo que en la práctica sería como tener una tarifa fija con discriminación en dos periodos, aunque más cara ya que se reduce el término de energía en el periodo supervalle a costa de aumentar el periodo punta e incluso el valle. Si consultamos el comparador de la CNMC obtenemos sólo 5 tarifas ofertadas por 4 comercializadoras (Ecovatios, Som Energía, Endesa y Fenie Energía), con importes anuales comprendidos entre los 2877,6€ y los 2641,54€. Tanto para Tarifa fija sin discriminación como para discriminación horaria podemos encontrar unas 10 ofertas con importe anual menor de 2560€, por lo que ambas serían opciones de contratación más económicas. Como ya hemos comentado, en el caso de la peluquería a estudio no podría sacar partido de la ventaja del periodo supervalle de las tarifas con 3 periodos debido a su horario por lo que no tendría sentido escoger esta opción de contratación.

- Tarifa Indexada

La Tarifa indexada consiste en aplicar el precio de la energía que resulta del mercado mayorista para cada hora del día. En el apartado 4.2.3 sobre la tarifa indexada comentamos que para aplicar el precio de mercado para cada hora se necesita conocer el consumo eléctrico realizado en cada hora, y por tanto, disponer de un contador digital (obligatorio a partir de 2018 y que hemos supuesto instalado para éste análisis). El problema es que no conocemos los datos de consumo horario, sino mensuales; cómo podemos observar en la curva de carga en base anual de la peluquería a estudio en 2015 (Figura XX). En estos casos, las comercializadoras aplican para el cálculo del término de facturación de energía, el precio medio. Es decir, el precio de la energía se calcula como la media de los precios de mercado del periodo de facturación. Para el cálculo del importe que hubiese supuesto para la peluquería a estudio en 2015 de haber elegido la opción de contratación a Tarifa Indexada aplicaremos la oferta realizada por Alcanzia, ya que conocemos los precios y ésta comercializadora aplica el precio medio de mercado. El término de potencia corresponde al término de potencia del peaje $T_p=44.4471\text{€/kW}\cdot\text{año}$, por lo que el término de facturación de potencia, que se calculara de igual manera que para las Tarifas Fijas, resultaría:

$$TFP = T_p * P_c * p_f = \frac{44,4471\text{€}}{\text{kW} * \text{año}} * 11,5\text{kW} * 1\text{año} = 511,14165\text{€}$$

Para el cálculo del término de energía, se aplica el precio medio de mercado, que se pueden consultar en la página web del operador de mercado ([resultados 2015](#)). El Coeficiente que engloba: Costes de REE, Pagos por Capacidad, Desvíos, Restricciones, Reservas de potencia, Banda Secundaria, Gastos financieros y Remuneración de Alcanzia es $A=0,03067\text{€/kWh}$ y el peaje correspondiente para tarifa sin discriminación horaria es $P_e=0,05736\text{€/kWh}$. El término de energía resulta de la suma entre el término de energía del peaje, el coeficiente A y el precio de mercado en el periodo de facturación.

OPTIMIZACIÓN DE LA CONTRATACIÓN

$$T_e = P_e + A + C_e$$

Por tanto obtendríamos un término de energía distinto para cada mes, ya que el precio medio de mercado es distinto; a diferencia de la tarifa indexada pura en la que se obtendría un término de energía distinto cada hora (como resultado de aplicar el precio horario unitario de mercado) y de la tarifa fija en la que el término de energía es el mismo durante todo el periodo de facturación. Mencionar que los datos del precio horario se pueden consultar también en la página web del operador de mercado (OMIE) antes mencionada, con una antelación de 24 horas. A continuación en la Tabla 12, se encuentran resumidos las componentes y el término de energía resultante para cada mes.

Tabla 12: Componentes Término de Energía Tarifa Indexada

	Peaje (€/kWh)	A (€/kWh)	Cem 2015(€/kWh)	Te (€/kWh)
ene-15	0,05736	0,03067	0,0667	0,15473
feb-15	0,05736	0,03067	0,05833	0,14636
mar-15	0,05736	0,03067	0,05608	0,14411
abr-15	0,05736	0,03067	0,05896	0,14699
may-15	0,05736	0,03067	0,05749	0,14552
jun-15	0,05736	0,03067	0,06658	0,15461
jul-15	0,05736	0,03067	0,07216	0,16019
ago-15	0,05736	0,03067	0,06472	0,15275
sep-15	0,05736	0,03067	0,06075	0,14878
oct-15	0,05736	0,03067	0,05995	0,14798
nov-15	0,05736	0,03067	0,06174	0,14977
dic-15	0,05736	0,03067	0,06346	0,15149

Una vez obtenido el término de energía podemos calcular el término de facturación de energía aplicando,

$$TFE = T_{em} * E_c$$

A continuación, en la Tabla 13, se muestra el cálculo del término de facturación de energía para el año 2015, aplicando al consumo de cada mes el término de energía correspondiente.

Tabla 13: Término de Facturación de Energía Tarifa Indexada 2015

	Término de energía (€/kWh)	Consumo (kWh)	TFE (€)
ene-15	0,15473	1398	216,3125
feb-15	0,14636	1300	190,268
mar-15	0,14411	823	118,6025
abr-15	0,14699	727	106,8617
may-15	0,14552	567	82,50984
jun-15	0,15461	913	141,1589
jul-15	0,16019	1254	200,8783
ago-15	0,15275	1154	176,2735
sep-15	0,14878	757	112,6265
oct-15	0,14798	489	72,36222
nov-15	0,14977	716	107,2353
dic-15	0,15149	796	120,586
TOTAL		10894	1645,675

Por tanto, una vez que hemos calculado tanto el término de facturación de potencia como el término de facturación de energía, podemos proceder a calcular el importe total del año 2015.

Tabla 14: Importe Total Tarifa Indexada 2015

Termino de facturación de potencia	511,14 €
Termino de facturación de energía	1.645,68 €
Subtotal	2.156,82 €
Impuesto electricidad (5,1127%)	310,82 €
Alquiler de equipos de medida (0,81€/mes)	9,72 €
Subtotal	2.477,36 €
IVA (21%)	364,15 €
TOTAL	2.841,50 €

Este importe es menor que el que resulta de la Tarifa actualmente contratada y el obtenido para la Tarifa Plana, pero mayor que muchos de los que podemos obtener con la Tarifa Fija. Además al depender del precio del mercado y éste a su vez de la demanda, que es muy volátil, el riesgo a sufrir aumentos inesperados en la factura de la luz es considerable, sobre todo si no se tiene un control de los precios de mercado para poder conocer los altibajos del mercado o no es posible adaptar el consumo rápida y adecuadamente. Como ya hemos comentado repetidas veces, en el caso de la peluquería a estudio, no es posible adaptar correctamente el consumo debido al horario de apertura fijo. Por otro lado, aunque algunas de las horas con un menor precio de mercado coincidan con el horario de apertura de la peluquería y que de algún modo se pueda adaptar el consumo, el consumidor debería estar al tanto y para ello consultar los precios de mercado cada día.

OPTIMIZACIÓN DE LA CONTRATACIÓN

A continuación en la Tabla 15 se encuentran resumidos los importes anuales para 2015 que resultan de las ofertas más económicas dentro de las distintas opciones de contratación.

Tabla 15: Importe anual 2015 para las distintas opciones de contratación

Tarifa Plana		2.890,00 €
Tarifa Fija		
	Sin DH	2.462,00 €
	DHA	2.455,47 €
	DHS	2.641,00 €
Tarifa Indexada		2.841,50 €

Una vez analizadas todas las opciones de contratación y las diferentes ofertas presentes en el mercado, y teniendo en cuenta las características propias del consumidor:

- Voluntad de desentenderse
- Imposibilidad de adaptar el consumo
- Lo más económico posible

podemos concluir que la **mejor opción** de contratación para el caso de la peluquería a estudio es la **Tarifa Fija sin discriminación horaria**. En cuanto a la voluntad de desentenderse y la imposibilidad de adaptar el consumo la opción de la tarifa plana sería una buena opción, sobre todo si se quisiera la estabilidad de pagar lo mismo todos los meses, pero con la Tarifa Fija sin discriminación horaria también es buena opción ya que se aplica siempre el mismo precio y no hay que preocuparse de cuando se consume ni tener que adaptar el consumo y es más económica que la tarifa plana. Respecto a la más económica si bien la Tarifa Fija resulta, para algunas ofertas, ligeramente más económica; la Tarifa Fija sin discriminación prácticamente presenta los mismos importes y además cuadra mejor con los requerimientos del consumidor. Respecto a las Tarifas Fijas con discriminación horaria el principal problema es la imposibilidad de adaptar el consumo que hace difícil aumentar el 31% del consumo en horas valle y el 0% de consumo en horas supervalle, siendo este principalmente el objetivo de las mismas. Sin embargo, en el caso de la Tarifa Indexada el problema radicaría en la voluntad de desentenderse expresada por la peluquería a estudio. Para sacarle partido a una Tarifa Indexada tienes que estar pendiente de cuáles son los periodos con precios más bajos. Además también se une el problema de la imposibilidad de adaptar el consumo, ya que aunque sepas cuando son los precios más bajos probablemente no puedas reaccionar en consecuencia, y menos, de un día para otro.

En cuanto a la elección de la empresa comercializadora, además de las ofertas económicas, que ya hemos visto que son muy similares para muchas de ellas, existen otros factores a tener en cuenta:

- Duración de la oferta. Normalmente las ofertas se suelen hacer con una duración de 1 año.

CAPÍTULO 5: OPTIMIZACIÓN de la contratación

- Condiciones de revisión de precios. Suelen repercutir directamente incrementos en los costes de los peajes u otros costes regulados, y en la mayoría de los casos revisar los costes no regulados cada año.
- Condiciones de permanencia. Se suele exigir una permanencia de al menos un año, aunque muchas de las comercializadoras, sobre todo las más nuevas, no exigen ningún tipo de permanencia.
- Características de los servicios adicionales. Tales como el mantenimiento de la instalación eléctrica o el servicio de urgencias 24h. La mayoría no incluyen servicios adicionales en la oferta aunque los puedes contratar abonando un importe adicional.
- Medioambiente. Existe la posibilidad de firmar el contrato con una comercializadora que obtenga la energía únicamente de fuentes de energía renovable.

En la oferta de Gana Energía (2462€), que resulta la más económica, se revisan los precios anualmente, no tiene ningún tipo de condiciones de permanencia y no incluye servicios adicionales. Dispone de contratación telefónica o por internet y facturación sólo electrónica. Si se quiere colaborar a preservar el medioambiente la oferta realizada por Ecovattios (importe anual 2465,16€) tiene las mismas características y la energía es 100% verde. Además disponen de oficinas comerciales y la facturación puede ser tanto postal como electrónica. Son diferencias económicas mínimas (3,16€/año) por lo que la decisión dependerá más del resto de factores y preferencias personales.

Capítulo 6

Conclusiones

El mercado eléctrico español ha evolucionado durante los últimos años abriendo sus puertas a la liberalización del sector, que comenzó su andadura con la ley del sector eléctrico de 1997 [1]. Las medidas tomadas en aras de dicha liberalización, resultando más o menos efectivas, perseguían el objetivo de establecer un sistema estable de libre competencia, adaptado a las características propias del sector. Se han desarrollado mecanismos complejos controlados por los operadores del sistema y de mercado, y otros organismos reguladores, o por el propio mercado, para asegurar dicha estabilidad y eficiencia; coordinándose de tal manera que siempre exista equilibrio entre generación y consumo (debido al carácter no acumulativo de la energía eléctrica). Obviamente, el ejercicio de las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización suponen un coste para el sistema, que debe ser compensado con los ingresos recibidos.

Todo esto ha dado lugar a que hoy en día dispongamos de una mayor oferta, con mayor número de participantes y más variada. Ya no sólo se dispone de una tarifa fija a contratar con 5 comercializadoras, si no que podemos encontrar tarifas con discriminación horaria de distintos tipos, adaptadas al cliente, que distinguen entre el verano y el invierno, adaptadas a segundas viviendas o a hogares con coches eléctricos. Actualmente, los mercados están cada vez más orientados al cliente y el mercado de la electricidad está adaptándose en consecuencia. Por otro lado, las nuevas tecnologías permiten que los mercados avancen o, al menos, que exploren nuevas posibilidades. En el caso del mercado eléctrico el desarrollo de herramientas como contadores digitales, plataformas web de seguimiento de tu consumo, aplicaciones móviles etc...han permitido que el consumidor sea cada vez más participe y conocedor del sistema, pudiendo contratar tarifas como la indexada que les permite optimizar al máximo su factura haciendo uso de las citadas herramientas.

CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES

A la hora de la elección de tarifa por parte del consumidor, debe tener en cuenta cuál es la que se adapta mejor a sus necesidades. Para ello se debe hacer un análisis de la potencia contratada y del comportamiento de consumo. La potencia contratada designará el segmento en el que te mueves, tarifas de acceso aplicables...y el comportamiento de consumo determinará qué tipo de contratación se adapta más a ti (tarifa plana, tarifa fija con o sin discriminación, tarifa indexada...). Una vez realizado este análisis y conocido el segmento y el tipo de contratación que más se adaptan a sus necesidades, el consumidor debe buscar las ofertas que presentan las distintas empresas comercializadoras para dichas características. En el caso analizado en este proyecto, una peluquería con potencia contratada de 11.5 kW y tarifa fija sin discriminación horaria, tras analizar, por un lado, la potencia instalada y el factor de utilización, y, por otro, el comportamiento de consumo; se llega a la conclusión que tanto la potencia contratada como la opción de contratación eran las óptimas. Ahora bien, la tarifa que tiene contratada con su comercializadora es mucho más cara que otras tarifas ofertadas en el mercado.

Podemos concluir que es realizar el ejercicio de optimización tanto de potencia como de comportamiento de consumo es determinante para obtener las tarifas más beneficiosas y que se adapten mejor a las características de cada consumidor. Además, una vez realizado, el consumidor sólo deberá estar atento de las tarifas que el mercado oferta para sus características y valorar los distintos precios; siempre y cuando no haga cambios en la instalación o cambie drásticamente su comportamiento de consumo.

En mi opinión, para muchos de los consumidores el mercado eléctrico es un completo desconocido, y se limitan a dejarse asesorar (no siempre de la manera más efectiva) o a seguir comportamientos tradicionales con los que se sienten seguros. Estos comportamientos no colaboran demasiado a la evolución del sistema. Por otro lado, las nuevas tecnologías y el acceso masivo a la información está abriendo las puertas a un mayor conocimiento del sector, que es posible que con el tiempo aporte mayor competitividad al mercado eléctrico.

Glosario

AT	<i>Alta Tensión</i>
BT	<i>Baja Tensión</i>
CE	<i>Comisión Europea</i>
CESUR	<i>Subastas de energía para el suministro a tarifa</i>
CNE	<i>Comisión Nacional de Energía</i>
CNMC	<i>Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia</i>
CTC	<i>Costes de Transición a la Competencia</i>
CUR	<i>Comercializadora de Ultimo Recurso</i>
DH	<i>Discriminación Horaria</i>
MIBEL	<i>Mercado Ibérico de Electricidad</i>
MLE	<i>Marco Legal Estable</i>
OMEL	<i>Operador de Mercado Eléctrico</i>
OMIP	<i>Operador de Mercado Portugues</i>
OS	<i>Operador del Sistema</i>
OTC	<i>Over the Counter</i>
PVPC	<i>Precio Voluntario al Pequeño Consumidor</i>
RD	<i>Real Decreto</i>
REE	<i>Red Eléctrica Española</i>
TUR	<i>Tarifa de Ultimo Recurso</i>

Referencias

- [1] *Ley 54/1997, de 27 de Noviembre, del Sector Eléctrico.*
Disponible [Internet]: < <https://www.boe.es/boe/dias/1997/11/28/pdfs/A35097-35126.pdf>>
- [2] *Real Decreto 1538/1987, 11 diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las empresas gestoras del servicio.*
Disponible [Internet]: < <https://www.boe.es/boe/dias/1987/12/16/pdfs/A36923-36925.pdf>>
- [3] *Entiende el Mercado Eléctrico.* Cristobal J.Gallego y Marta Victoria. 1ª ed. 1 Enero 2012, 2ª ed. 28 Octubre 2012.
Disponible [Internet]: <<http://www.observatoriocriticodelaenergia.com>>
- [4] Directiva 96/92/CE del parlamento europeo y del consejo sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. 19 Diciembre 1996.
Disponible [Internet]: < http://www.omie.es/files/directiva_mie.pdf>
- [5] *Economía denuncia que las tres grandes eléctricas pactaron subidas de precios.* EL PAIS, 13 Noviembre 2002.
Disponible [Internet]:
<http://elpais.com/diario/2002/11/13/economia/1037142001_850215.html>
- [6] *Directiva 2003/54/CE del parlamento europeo y del consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE.*
Disponible [Internet]: < <https://www.boe.es/doue/2003/176/L00037-00056.pdf> >
- [7] *Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.*
Disponible [Internet]: < <https://www.boe.es/boe/dias/2007/07/05/pdfs/A29047-29067.pdf>>
- [8] *Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.*
Disponible [Internet]: < <https://www.boe.es/boe/dias/2009/05/07/pdfs/BOE-A-2009-7581.pdf>>
- [9] *Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.*

REFERENCIAS

- Disponible [Internet]: <<https://www.boe.es/boe/dias/2013/07/13/pdfs/BOE-A-2013-7705.pdf>>
- [10] *Real Decreto-ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo.*
Disponible [Internet]: <<https://www.boe.es/boe/dias/2010/04/13/pdfs/BOE-A-2010-5879.pdf>>
- [11] *Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.*
Disponible [Internet]: <https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2010-19757>
- [12] *Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.*
Disponible [Internet]: <<https://www.boe.es/boe/dias/2012/03/31/pdfs/BOE-A-2012-4442.pdf>>
- [13] *Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad.*
Disponible [Internet]: <<https://www.boe.es/boe/dias/2012/07/14/pdfs/BOE-A-2012-9364.pdf>>
- [14] *Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.*
Disponible [Internet]: <<https://www.boe.es/boe/dias/2013/02/02/pdfs/BOE-A-2013-1117.pdf>>
- [15] *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.*
Disponible [Internet]: <<https://www.boe.es/boe/dias/2013/12/27/pdfs/BOE-A-2013-13645.pdf>>
- [16] *Informe sobre el desarrollo de la 25ª Subasta CESUR previsto en el artículo 14.3 de la orden ITC/1659/2009 de 22 de Junio. [7 de Enero de 2014]*
Disponible [Internet]: <https://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Informes/Inf_CNMC_25%C2%AACESUR.pdf>
- [17] *Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.*
Disponible [Internet]: <<https://www.boe.es/boe/dias/2001/11/08/pdfs/A40618-40629.pdf>>
- [18] *Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015.*
Disponible [Internet]: <<https://www.boe.es/boe/dias/2014/12/26/pdfs/BOE-A-2014-13475.pdf>>

CAPÍTULO 6: REFERENCIAS

- [19] *Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica.*
Disponible [Internet]: <<https://www.boe.es/boe/dias/2011/11/16/pdfs/BOE-A-2011-17891.pdf>>
- [20] *Plan Energético Nacional 1975.*
Disponible [Internet]: <>
- [21] *Plan Energético Nacional 1978-1987.*
Disponible [Internet]: <>
- [22] *Real Decreto 2967/1979, de 7 de diciembre, sobre ordenación de actividades en el Ciclo del Combustible Nuclear.*
Disponible [Internet]: <<https://www.boe.es/boe/dias/1984/10/27/pdfs/A31259-31260.pdf>>
- [23] *Real Decreto 1522/1984, de 4 de julio, por el que se autoriza la constitución de la «Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S. A.» (ENRESA).*
Disponible [Internet]: <<https://www.boe.es/boe/dias/1984/08/22/pdfs/A24186-24187.pdf>>
- [24] *Real Decreto 1899/1984, de 1 de agosto, por el que se modifica el Real Decreto 2967/1979, de 7 de diciembre, sobre ordenación de actividades en el ciclo del combustible nuclear.*
Disponible [Internet]: <<https://www.boe.es/boe/dias/1984/10/27/pdfs/A31259-31260.pdf>>
- [25] *Plan General de Residuos Radiactivos PGRR, 3 de Junio de 6.*
Disponible [Internet]:
<<http://www.minetur.gob.es/energia/nuclear/Residuos/Documents/SextoPGRR.pdf>>
- [26] *Resolución de 27 de marzo de 2007, de la Subsecretaría, por la que se dispone la publicación del Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de marzo de 2007, por el que se establece un Plan de Viabilidad para la empresa «Elcogás, Sociedad Anónima».*
Disponible [Internet]: <<https://www.boe.es/boe/dias/2007/03/30/pdfs/A14088-14090.pdf>>
- [27] *Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.*
Disponible [Internet]: <<https://www.boe.es/boe/dias/2004/03/27/pdfs/A13217-13238.pdf>>
- [28] *Plan de Fomento de las Energías Renovables, Diciembre 1999.*
Disponible [Internet]:
<http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_4044_PFER2000-10_1999_1cd4b316.pdf>

REFERENCIAS

- [29] *Plan de Fomento de las Energías Renovables, Agosto 2005.*
Disponible [Internet]:
<[http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_PER_2005-2010_8_de_gosto-2005_Completo.\(modificacionpag_63\)_Copia_2_301254a0.pdf](http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_PER_2005-2010_8_de_gosto-2005_Completo.(modificacionpag_63)_Copia_2_301254a0.pdf)>
- [30] *Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.*
Disponible [Internet]: <<https://www.boe.es/boe/dias/2012/01/28/pdfs/BOE-A-2012-1310.pdf>>
- [31] *Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.*
Disponible [Internet]: <<https://www.boe.es/boe/dias/2013/07/13/pdfs/BOE-A-2013-7705.pdf>>
- [32] *Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción.*
Disponible [Internet]: <<https://www.boe.es/buscar/pdf/2007/BOE-A-2007-14798-consolidado.pdf>>
- [33] *Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.*
Disponible [Internet]: <<https://www.boe.es/boe/dias/2013/11/01/pdfs/BOE-A-2013-11461.pdf>>
- [34] *Orden IET/1752/2014, de 26 de septiembre, por la que se establece el calendario correspondiente a la temporada eléctrica y se modifican en consecuencia determinados aspectos relativos al servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.*
Disponible [Internet]: <<https://www.boe.es/boe/dias/2014/09/30/pdfs/BOE-A-2014-9867.pdf>>
- [35] *Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.*
Disponible [Internet]: <<https://www.boe.es/buscar/pdf/1998/BOE-A-1998-23284-consolidado.pdf>>
- [36] *Ley 24/2001, de 27 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social.*
Disponible [Internet]: <<https://www.boe.es/boe/dias/2001/12/31/pdfs/A50493-50619.pdf>>
- [37] *Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las Empresas gestoras del servicio.*
Disponible [Internet]: <<https://www.boe.es/boe/dias/1987/12/16/pdfs/A36923-36925.pdf>>

CAPÍTULO 6: REFERENCIAS

- [38] *Real Decreto-ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético.*
Disponible [Internet]: <<https://www.boe.es/boe/dias/2006/06/24/pdfs/A23979-23983.pdf>>
- [39] *Ley 53/2002, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social.*
Disponible [Internet]: <<https://www.boe.es/boe/dias/2002/12/31/pdfs/A46086-46191.pdf>>
- [40] *Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.*
Disponible [Internet]: <<https://www.boe.es/boe/dias/2002/12/31/pdfs/A46333-46338.pdf>>
- [41] *Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007.*
Disponible [Internet]: <<https://www.boe.es/boe/dias/2006/12/30/pdfs/A46656-46679.pdf>>
- [42] *Orden ITC/694/2008, de 7 de marzo, por la que se regula el derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit ex ante de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas y su procedimiento de subasta.*
Disponible [Internet]: <<https://www.boe.es/boe/dias/2008/03/15/pdfs/A15652-15656.pdf>>
- [43] *Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007.*
Disponible [Internet]: <<https://www.boe.es/boe/dias/2007/09/29/pdfs/A39690-39698.pdf>>
- [44] *Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, por la que se regula el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y se modifica el incentivo a la inversión a que hace referencia el anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007.*
Disponible [Internet]: <<https://www.boe.es/buscar/pdf/2011/BOE-A-2011-18064-consolidado.pdf>>
- [45] *Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica.*
Disponible [Internet]: <<https://www.boe.es/boe/dias/2009/06/23/pdfs/BOE-A-2009-10328.pdf>>

REFERENCIAS

- [46] *Ley 66/1997, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social.*
Disponible [Internet]: <<https://www.boe.es/boe/dias/1997/12/31/pdfs/A38517-38616.pdf>>
- [47] *Ley 28/2014, de 27 de noviembre, por la que se modifican la Ley 37/1992, de 28 de diciembre, del Impuesto sobre el Valor Añadido, la Ley 20/1991, de 7 de junio, de modificación de los aspectos fiscales del Régimen Económico Fiscal de Canarias, la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales, y la Ley 16/2013, de 29 de octubre, por la que se establecen determinadas medidas en materia de fiscalidad medioambiental y se adoptan otras medidas tributarias y financieras.*
Disponible [Internet]: <<https://www.boe.es/boe/dias/2014/11/28/pdfs/BOE-A-2014-12329.pdf>>
- [48] *Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.*
Disponible [Internet]: <<https://www.boe.es/buscar/pdf/1992/BOE-A-1992-28741-consolidado.pdf>>
- [49] *ORDEN ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008.*
Disponible [Internet]: <<https://www.boe.es/boe/dias/2007/12/29/pdfs/A53781-53805.pdf>>
- [50] *Orden IET/1491/2013, de 1 de agosto, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para su aplicación a partir de agosto de 2013 y por la que se revisan determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial para el segundo trimestre de 2013.*
Disponible [Internet]: <<https://www.boe.es/boe/dias/2013/08/03/pdfs/BOE-A-2013-8561.pdf>>
- [51] *Informe 24/2013 de la cne sobre la propuesta de real decreto por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.*
Disponible [Internet]: <http://energia.cnmc.es/cne/doc/publicaciones/cne90_13.pdf>
- [52] *Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014.*
Disponible [Internet]: <<https://www.boe.es/boe/dias/2014/02/01/pdfs/BOE-A-2014-1052.pdf>>
- [53] *Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica.*
Disponible [Internet]: <<https://www.boe.es/boe/dias/2009/04/04/pdfs/BOE-A-2009-5618.pdf>>
- [54] *Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.*
Disponible [Internet]: <<https://www.boe.es/boe/dias/2014/03/29/pdfs/BOE-A-2014-3376.pdf>>

CAPÍTULO 6: REFERENCIAS

- [55] *Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica.*
Disponible [Internet]: <<http://www.omie.es/inicio/normativa-de-mercado/reglas-omie>>
- [56] *Contrato de Adhesión al Mercado Eléctrico. Resolución de 9 de mayo de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las Reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica y el contrato de adhesión a dichas reglas.*
Disponible [Internet]: <http://www.omie.es/files/reglas_09_05_2014.pdf>
- [57] *Los Mercados Eléctricos y los servicios de ajuste del Sistema, Alberto Carbajo.*
Disponible [Internet]: <<http://www.minetur.gob.es>>
- [58] *Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.*
Disponible [Internet]: <<https://www.boe.es/boe/dias/2010/02/27/pdfs/BOE-A-2010-3158.pdf>>
- [59] *Resolución de 8 de septiembre de 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica la de 14 de marzo de 2006, por la que se establece la tabla de potencias normalizadas para todos los suministros en baja tensión.*
Disponible [Internet]: <<https://www.boe.es/boe/dias/2006/09/27/pdfs/A33821-33821.pdf>>
- [60] *Electricidad: PrecioVariable, Fijo y Tarifas Planas.* 5 de Noviembre 2014
Disponible [Internet]: <<https://www.ocu.org>>
- [61] *¿Me conviene la tarifa de discriminación horaria?.*
Disponible [Internet]: <<https://www.holaluz.com>>

Bibliografía

- Alba, J. y E. Moreda (2009). "Competencia en el mercado mayorista de electricidad".
- Alonso, A. (2008). "Mercados a plazo de la electricidad en España". Universidad Pontificia de Comillas.
- Ariño G. (2004). "Privatizaciones y Liberalizaciones en España: Balance y Resultados (1996-2003)".
- Ariño, G. y L. López de Castro (1998) "El Sistema Eléctrico Español: Regulación y Competencia".
- Atienza, L., y De Quinto, J. (2003). "Regulación para la competencia en el sector eléctrico español. Fundación Alternativas".
- Blanco, P. B. (2005). "La liberalización del sector eléctrico en España, ¿ un proceso incompleto o frustrado?".
- BOE (2001). "Reglas de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica"
- Carbajo, A. "Los mercados eléctricos y los servicios de ajuste del sistema".
- CNE (2011). "Guía informativa para los consumidores de electricidad".
- CNE (2000). "La liberalización del mercado eléctrico para el consumidor español. Resultados de dos años de experiencia".
- Cuatrecasas, Gonçales Pereira (2013). "Nota monográfica, energía. Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico".
- Energía y Sociedad (2012). "Manual de la Energía".
<http://www.energiaysociedad.es/tipo/manual-de-la-energia>
- De la Fuente, A. (2012). "Eficiencia energética en instalaciones industriales". Universidad Carlos III de Madrid.
- Fundación ciudadanía y valores (2014). "Algunos aspectos relevantes de la ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico".
- Fundación ciudadanía y valores (2014). "Liberalización del mercado eléctrico español. En el suministro a cliente final".
- Fundación ciudadanía y valores (2014). "Reflexiones sobre la liberalización del Sistema Eléctrico español".
- Garrigues. Novedades, Energía. (2014). "Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico".
- Granel, E. (2012). "Modelos de contratación de la energía eléctrica". Universidad Carlos III de Madrid.
- IDAE (2015). "Informe de precios energéticos regulados".
- Instituto Vasco de Competitividad (2015). "De la liberalización (Ley 54/1997) a la reforma (Ley 24/2013) del sector eléctrico español".
- Mendoza, A. I. (2014). "La nueva regulación del sector eléctrico: nuevos derechos para los consumidores y nuevo régimen de precios".
- Nogales, S. y García M. D. y Saíz A. (2013). "Mercados a plazo de electricidad"

CAPÍTULO 6: BIBLIOGRAFÍA

- El Observatorio Crítico De La Energía (2012). “Entiende el mercado eléctrico.” [http://www.observaelmercadoelectrico.net/Descargas/Presentacion Entiende el mercado electrico.pdf](http://www.observaelmercadoelectrico.net/Descargas/Presentacion%20Entiende%20el%20mercado%20electrico.pdf)
- Quintanilla, C. (2014). “El coste de la energía eléctrica en España. Influencia de la cogeneración”. Universidad Pontificia de Comillas.
- REE (2006) El Marco Legal Estable. “Economía del Sector Eléctrico Español”.
- REE (2014). “El sistema eléctrico español”.
- Regal, M. C. (2012). “Análisis del sector eléctrico español y propuestas de desarrollo futuro”. Universidad Pontificia de Comillas.
- Ruiz, R. (2011). “Peajes de acceso a la red eléctrica”. Universidad Carlos III de Madrid.
- Sancha, J. L. (2011). “El Sistema Eléctrico Español (III). Peaje de acceso”.
- Villaplana, P. y Cartela, A. (2013). “Un análisis de la evolución de los precios a plazo de energía eléctrica en España”.

Anexos

Anexo 1

POTENCIA TOTAL (W)	Utilización media (h/día)											
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	Mayo	Jun.	Jul.	Agt.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
Secador de casco 1	8	8	7	5	5	6	8	8	6	6	7	8
Secador de casco 2	4	3	2	2	2	4	5	5	3	1	2	4
Secador de mano 1	8	8	6	6	7	7	8	8	6	6	7	8
Secador de mano 2	5	5	3	3	2	5	6	5	3	2	4	5
Plancha del pelo 1	4	3	2,2	2,5	2,6	2,8	3,1	2,4	2,7	2	2,1	2,9
Plancha del pelo 2	1	0,84	0,25	0,58	0,27	0,31	1	0,27	0,29	0,1	0,4	0,6
Tenacillas 1	0,5	0,5	0,21	0,25	0,24	0,26	0,48	0,26	0,3	0,12	0,2	0,5
Tenacillas 2	0,05	0,02	0,01	0,01	0,01	0,015	0,02	0,01	0,01	0,005	0,005	0,02
Ordenador	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
TPV	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Calentador de cera	6	4	3	3	3	6	6	6	4	3	2	2
Aparato cera fría	1	0,5	0,5	0,5	0,5	4	3	3	2	0,5	0,26	0,4
Lavadora	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Nevera	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Microondas	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Climatización	9	9	6	0	0	0	0	0	4	7	8,7	9
Calefactor 1	9	9	6	4	0	0	0	0	4	8	9	9
Calefactor 2	3,6	3,3	1,8	2,1	2,1	2,7	3,6	2,1	2,4	1,5	1,8	3
Calentador eléctrico	0	0	0	4	6	8,5	9	9	5	0	0	0
Aparato aire acondicionado	0,084	0,077	0,042	0,049	0,049	0,063	0,084	0,049	0,056	0,035	0,042	0,07
Iluminación	3	2	1	1	1	3	3	3	2	1	1	1
2 incandescentes baño	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
4 incandescentes salita cera	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
12 empotradas sala ppal	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9

CAPÍTULO 6: ANEXOS

En el Anexo 1 se recogen las horas de utilización medias de cada aparato eléctrico al día, a lo largo de todos los meses del año. Estos datos han sido necesarios para obtener el factor de utilización aplicado en el cálculo de la potencia de utilización y posteriormente la potencia instalada. Las horas de utilización medias se suponen para un día laborable, lo que en el caso de la peluquería a estudio corresponde con una jornada de 9 horas.

Una vez que disponemos de las horas de utilización medias podemos calcular las horas de utilización de cada mes teniendo en cuenta los días laborables y sábados con los que cuenta cada mes y que están recogidos en la Tabla 6. Para ello hemos utilizado la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned} & \textit{Horas utilización al mes} \\ & = \textit{horas utilización día laborable} * \textit{días laborables al mes} \\ & + \frac{1}{2} \textit{horas utilización día laborable} * \textit{sábados al mes} \end{aligned}$$

Se puede observar que se ha supuesto que las horas de utilización los sábados son la mitad que en un día laborable, ya que la jornada de trabajo también es más o menos la mitad.

Una vez obtenidas las horas de utilización de cada mes podemos obtener la utilización total al año. Para el cálculo del factor de utilización hemos comparado las horas de utilización al año con las horas al año que está la peluquería abierta. Comentar que para el cálculo del factor de utilización de la nevera se ha tenido en cuenta que se mantiene conectada las 24 horas del día independientemente de la jornada de trabajo. Todos estos cálculos se recogen en el Anexo 2.

Anexo 2

APARATO ELÉCTRICO	POTENCIA(W)	Horas de utilización (h)												Total (h)	F. U.
		Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	Mayo	Jun.	Jul.	Agt.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.		
Secador de casco 1	1100	180	176	161	110	105	138	200	184	144	141	154	184	1877	0,77
Secador de casco 2	1000	90	66	46	44	42	92	125	115	72	23,5	44	92	851,5	0,35
Secador de mano 1	2000	180	176	138	132	147	161	200	184	144	141	154	184	1941	0,80
Secador de mano 2	2000	112,5	110	69	66	42	115	150	115	72	47	88	115	1101,5	0,45
Plancha del pelo 1	53	90	66	50,6	55	54,6	64,4	77,5	55,2	64,8	47	46,2	66,7	738	0,30
Plancha del pelo 2	53	22,5	18,48	5,75	12,76	5,67	7,13	25	6,21	6,96	2,35	8,8	13,8	135,41	0,06
Tenacillas 1	28	11,25	11	4,83	5,5	5,04	5,98	12	5,98	7,2	2,82	4,4	11,5	87,5	0,04
Tenacillas 2	28	1,125	0,44	0,23	0,22	0,21	0,345	0,5	0,23	0,24	0,1175	0,11	0,46	4,2275	0,00
Ordenador	319	225	198	207	198	189	207	225	207	216	211,5	198	207	2488,5	1,0
TPV	40	225	198	207	198	189	207	225	207	216	211,5	198	207	2488,5	1,0
Calentador de cera	350	135	88	69	66	63	138	150	138	96	70,5	44	46	1103,5	0,45
Aparato cera fría	22	22,5	11	11,5	11	10,5	92	75	69	48	11,75	5,72	9,2	377,17	0,15
Lavadora	1037	25	24	25	24	23	25	27	25	26	26	24	25	299	0,12
Nevera	1000	744	672	744	720	720	720	744	744	720	744	720	744	8736	1,00
Microondas	700	11,25	11	11,5	11	10,5	11,5	12,5	11,5	12	11,75	11	11,5	137	0,06
Calefactor 1	2000	202,5	198	138	0	0	0	0	0	96	164,5	191,4	207	1197,4	0,49
Calefactor 2	2000	202,5	198	138	88	0	0	0	0	96	188	198	207	1315,5	0,54
Calentador eléctrico	162	81	72,6	41,4	46,2	44,1	62,1	90	48,3	57,6	35,25	39,6	69	687,15	0,28
Aparato aire acondicionado	4000	0	0	0	88	126	195,5	225	207	120	0	0	0	961,5	0,39
2 baño	120	1,89	1,694	0,966	1,078	1,029	1,449	2,1	1,127	1,344	0,8225	0,924	1,61	16,0335	0,01
4 salita cera	240	67,5	44	23	22	21	69	75	69	48	23,5	22	23	507	0,21
12 sala ppal	600	202,5	198	207	198	189	207	225	207	216	211,5	198	207	2466	1,0
4 sala limpieza	120	45	44	46	44	42	46	50	46	48	47	44	46	548	0,22
12 sala ppal	240	202,5	198	207	198	189	207	225	207	216	211,5	198	207	2466	1,0

CAPÍTULO 6: ANEXOS