



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

**EL COSTE DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA.
INFLUENCIA DE LA COGENERACIÓN**

Autor: Cristina Quintanilla Cedillo
Director: Julio Montes Ponce de León

Madrid
Junio, 2014

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN ACCESO ABIERTO (RESTRINGIDO) DE DOCUMENTACIÓN

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. Cristina Quintanilla Cedillo, como alumno de la UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS (COMILLAS), **DECLARA**

que es el titular de los derechos de propiedad intelectual, objeto de la presente cesión, en relación con la obra Proyecto de Fin de Carrera: El coste de la energía eléctrica en España. Influencia de la cogeneración.¹, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual como titular único o cotitular de la obra.

En caso de ser cotitular, el autor (firmante) declara asimismo que cuenta con el consentimiento de los restantes titulares para hacer la presente cesión. En caso de previa cesión a terceros de derechos de explotación de la obra, el autor declara que tiene la oportuna autorización de dichos titulares de derechos a los fines de esta cesión o bien que retiene la facultad de ceder estos derechos en la forma prevista en la presente cesión y así lo acredita.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad y hacer posible su utilización de *forma libre y gratuita* (*con las limitaciones que más adelante se detallan*) por todos los usuarios del repositorio y del portal e-ciencia, el autor CEDE a la Universidad Pontificia Comillas de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución, de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra (a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión.

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia, el repositorio institucional podrá:

¹ Especificar si es una tesis doctoral, proyecto fin de carrera, proyecto fin de Máster o cualquier otro trabajo que deba ser objeto de evaluación académica

- (a) Transformarla para adaptarla a cualquier tecnología susceptible de incorporarla a internet; realizar adaptaciones para hacer posible la utilización de la obra en formatos electrónicos, así como incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- (b) Reproducir la en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato. .
- (c) Comunicarla y ponerla a disposición del público a través de un archivo abierto institucional, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.²
- (d) Distribuir copias electrónicas de la obra a los usuarios en un soporte digital.³

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra que cede con carácter no exclusivo a la Universidad por medio de su registro en el Repositorio Institucional tiene derecho a:

- a) A que la Universidad identifique claramente su nombre como el autor o propietario de los derechos del documento.
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada. A tal fin deberá ponerse en contacto con el vicerrector/a de investigación (curiarte@rec.upcomillas.es).
- d) Autorizar expresamente a COMILLAS para, en su caso, realizar los trámites necesarios para la obtención del ISBN.

² En el supuesto de que el autor opte por el acceso restringido, este apartado quedaría redactado en los siguientes términos:

- (c) Comunicarla y ponerla a disposición del público a través de un archivo institucional, accesible de modo restringido, en los términos previstos en el Reglamento del Repositorio Institucional

³ En el supuesto de que el autor opte por el acceso restringido, este apartado quedaría eliminado.

d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.

b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.

c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.

d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

a) Deberes del repositorio Institucional:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.

- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.

- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.

b) Derechos que se reserva el Repositorio institucional respecto de las obras en él registradas:

- retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a10..... deJunio..... de2014.....

ACEPTA

Fdo.....*C. Guill*.....

Proyecto realizado por el alumno/a:

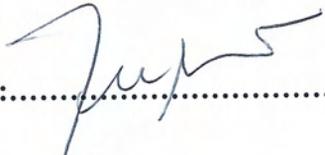
Cristina Quintanilla Cedillo

Fdo.:.....  Fecha: ..9./06./2014

Autorizada la entrega del proyecto cuya información no es de carácter
confidencial

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Julio Montes Ponce de León

Fdo.:.....  Fecha: ..9./06./2014

Vº Bº del Coordinador de Proyectos

Fernando de Cuadra García

Fdo.:..... Fecha:/...../.....



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

**EL COSTE DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA.
INFLUENCIA DE LA COGENERACIÓN**

Autor: Cristina Quintanilla Cedillo
Director: Julio Montes Ponce de León

Madrid
Junio, 2014



EL COSTE DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA. INFLUENCIA DE LA COGENERACIÓN

Autor: Cristina Quintanilla Cedillo

Director: Julio Montes Ponce de León

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

El sistema energético español presenta importantes fortalezas: combina diferentes energías de generación; cuenta con una elevada penetración de energías renovables; y cuenta con un elevado nivel de calidad de suministro y de infraestructuras energéticas.

Sin embargo, una de las principales debilidades del mismo es el alto precio de la electricidad. Sólo los hogares de cinco países (Dinamarca, Chipre, Alemania, Italia e Irlanda) pagan más que los hogares españoles por la electricidad. El consumidor industrial en España también paga la electricidad más cara que la mayoría de sus competidores. Ha pasado de tener un precio de energía eléctrica de entre los más baratos de Europa a uno de los más caros, y en una subida muy pronunciada. Desde 2004, en solo 9 años los precios domésticos han crecido un 94% y los precios industriales se han duplicado, creciendo un 122%.

El precio que paga un consumidor por la energía eléctrica no corresponde solamente al derivado al coste de producir esa energía, sino que incluye los costes del sistema eléctrico. *El objetivo de este proyecto es explicar en qué consiste cada uno de estos costes y cuantificar su influencia en el precio final de la electricidad.* Para ello, se dividirá el precio en dos componentes fundamentales, que se estudiarán por separado: la componente de mercado y la componente regulada del precio.

La componente de mercado del precio de la electricidad representa el precio negociado de ésta en los diferentes mercados, y constituye entre el 30% y el 40%



de la factura eléctrica. Se comprueba que, a pesar de su denominación, también incluye ciertos costes regulados, como son los servicios de ajuste y los pagos por capacidad.

Mediante el análisis de los precios mayoristas en los diferentes mercados europeos de electricidad se verifica que, aunque existen diferencias puntuales de precios, debido a las diferentes características de cada sistema, se aprecia una tendencia hacia la convergencia. De esta forma, se comprueba que el problema del coste de suministro de electricidad no radica en los precios de mercado de generación, sino en los costes regulados.

La financiación de dichos costes regulados se realiza a través de los peajes de acceso, o componente regulada del precio. Se incluyen las actividades de transporte y distribución, las mencionadas primas al Régimen Especial, la moratoria nuclear, el servicio de interrumpibilidad, y los costes asociados al déficit de tarifa, entre otros. Estos costes regulados se han triplicado en los últimos diez años, sobre todo debido al incremento de las primas al Régimen Especial y al efecto de las anualidades del déficit.

Las primas al Régimen Especial son un concepto especialmente relevante a la hora de entender la formación del precio final, ya que representan la mitad de los peajes de acceso, o lo que es lo mismo, el 20% del precio final que se paga por la electricidad. Han crecido desde 1998 a una media anual de 24%.

En su origen estas ayudas se establecieron con vistas al objetivo comunitario de cubrir el 20% de la demanda de energía primaria por energías renovables en 2020. Los objetivos y primas de cada tecnología fueron decididos por el Gobierno, pero se cedió a las autonomías el poder en la concesión de autorizaciones de nueva potencia instalada, y no se estableció un límite a la capacidad instalada. Esto hizo que se perdiera el control de la cantidad y calidad de la nueva potencia instalada, desembocando en la instalación desmesurada de energías renovables poco desarrolladas técnicamente y de alto coste, incentivado por las altas rentabilidades. Los objetivos de potencia se cumplieron sobradamente en casi todos los casos, especialmente en el de la fotovoltaica, que multiplicó por cinco su



potencia instalada entre 2007 y 2008. Los 3.000 MW instalados de esta tecnología iban a recibir 3.000 M€ durante 25 años, cargados a las tarifas eléctricas de los consumidores.

A este incremento en la producción de energías primadas se añadió una importante caída de la demanda y la reducción de los precios de mercado por la delicada situación económica internacional, que provocó que la recaudación por los peajes de acceso a la red que pagan los consumidores no fuera suficiente para cubrir la totalidad de costes reales asociados al sector eléctrico, y dando lugar al déficit tarifario del sector eléctrico.

Además, el problema es doble, ya que por un lado se encuentran los déficits acumulados desde 2000, y por otro los déficits anuales que se siguen generando debido al crecimiento de los costes del sistema. Por ello, cada año los costes regulados deben incorporar la anualidad correspondiente al pago de dichos déficits, financiándose con cargo a los peajes de acceso. Aunque tienen menor peso que las primas sobre el total de los costes de acceso –representan un 14%- su ritmo de crecimiento es mayor, a un 33% anual de media.

En España aproximadamente la mitad de la factura eléctrica es destinada a cubrir los costes regulados. Estos superan en un 60% a la media de costes de los diferentes países europeos. Se comprueba cómo en el momento en el que los peajes de comienzan a crecer alrededor de 2009, esto se traslada en un precio final que también crece por encima de la media europea, que hasta entonces era de los más bajos de Europa. Se verifica entonces que los peajes de acceso son los que han encarecido la factura eléctrica de los consumidores españoles.

Después de dicho análisis de los costes *se expone el cálculo del precio de suministro en base a las diferentes componentes descritas*. Mediante un ejemplo, el de un consumidor tipo acogido a la Tarifa de Último Recurso, se trata de “reconstruir” el precio del suministro a partir de estos diferentes componentes para aclarar el cálculo mostrado en la factura de la electricidad, y *se recoge el precio desglosado por los conceptos estudiados*.



Dada la importancia que las primas al Régimen Especial tienen sobre el precio final, se estudia con especial interés la cogeneración, desde la primera directiva europea para su fomento hasta su efecto en el precio del kWh actual, de forma que se puedan proponer posibles medidas regulatorias que pudieran contribuir a una disminución del precio del kWh eléctrico.

La Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo describe la cogeneración como “la generación simultánea en un proceso de energía térmica y eléctrica y/o mecánica”. El aprovechamiento del calor residual producido en los procesos de generación eléctrica la convierte en una fuente de energía perteneciente al Régimen Especial. Las plantas de cogeneración se desarrollaron de forma que se pudiera destinar una gran parte de la energía consumida en la generación eléctrica, en la producción industrial y conseguir así un abaratamiento de los costes energéticos para la industria. Más adelante se permitió verter los excedentes de producción eléctrica a la red, estando las empresas distribuidoras obligadas a comprarlos. Esta energía eléctrica vertida a la red comienza a ser primada, pero se sigue exigiendo un cierto grado de autoconsumo. Sin embargo, en 2006 se elimina toda imposición de autoconsumo, permitiendo verter a la red toda la energía eléctrica producida. De esta forma, toda ella es susceptible de recibir una prima, por lo que resulta más ventajoso para el generador vender toda la electricidad producida y comprar a la empresa comercializadora la totalidad que se demanda para producir. Bajo este contexto no se busca la eficiencia o la reducción de las emisiones de gases contaminantes para la atmósfera, sino que prima el beneficio económico, impidiendo su evolución a otros niveles.

En 2013, a pesar de no ser renovable (el 84% de las plantas de cogeneración españolas funcionan con gas natural o combustibles fósiles), la cogeneración recibió el 22% de las primas, y representó aproximadamente 4,67 € de cada 100 € pagados en la factura.

En base al análisis de costes realizado, se propone, siguiendo la corriente europea, proceder al desarrollo de la cogeneración en el sector residencial y terciario a través de sistemas de energía de distrito y micro-cogeneración, para



aporte de calefacción, refrigeración y agua caliente sanitaria. La producción simultánea de electricidad y calor útil a partir de un combustible puede representar un ahorro de energía muy importante para los que cuenten con esta instalación, contribuyendo a un *abaratamiento de la factura eléctrica, consiguiéndose ahorros de más del 30%*. La cogeneración resulta mucho más fácil de integrar en edificación que las energías renovables, ya que requiere menos espacio, su tecnología es madura y supone una producción más controlable que algunas fuentes de energía renovable.



THE COST OF ELECTRICAL ENERGY IN SPAIN. INFLUENCE OF COGENERATION

Author: Cristina Quintanilla Cedillo

Director: Julio Montes Ponce de León

Collaborator Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

PROJECT SUMMARY

The Spanish energy system presents important strengths: it combines different generation technologies; it has a high penetration of renewable energies; and has a high level of energy infrastructures and enhanced supply quality.

One of the principal weaknesses of the system is the high price of electricity. Only households in other five countries (Denmark, Cyprus, Germany, Italy and Ireland) pay more than Spanish ones for electricity. The industrial consumer in Spain also pays a more expensive electricity than most of their competitors. Spain has gone from having a price for electricity that was one of the cheapest in Europe to one of the most expensive, with a very steep rise. From 2004, in only nine years, household prices have increased in 94% and industrial prices have doubled, increasing in 122%.

The price that a consumer pays for the electrical energy does not correspond only to the cost of that energy production, but it includes the electric system's costs. *The objective of this project is to analyse every one of those costs and quantify its influence in the final electricity price.* To do this, the different components that make up the price of the kWh will be studied. The price will be divided into two main components that will be studied separately: the market component and the regulated component.

The market component of the electricity price represents its negotiated price in the different markets and it accounts for 30% or 40% of the electric bill. Despite its



name, it includes some regulated costs, as are the adjustment services and the payment by capacity.

Through analysing wholesale prices in different European electricity markets, although there are punctual differences in prices, due to the systems' different characteristics, it is observed a trend towards convergence. Therefore, it is verified that the price problem does not lie in the generation market price, but in regulated costs.

These regulated costs are funded through the access tolls, or the price's regulated component. These costs include the ones associated with transport and distribution, Special Scheme's premiums, nuclear moratorium, interruptibility service and the market's tariff deficit. These regulated costs have tripled in the last ten years, mostly because the growth of premiums for the Special Scheme, and of costs associated to the electrical market's tariff deficit.

The Special Scheme premiums are a relevant concept in understanding the final electricity price, because they represent half of the access tolls, which means a 20% in the final electricity price. Since 1998 they have grown by an average of 24% annually.

Originally, the premiums were set to meet the Community target of covering 20% of the primary energy demand with renewable energies. The Government determined the objectives and premiums to each technology, but the Autonomous Communities were given the power to authorise new installations, and a limit in capacity was not established. This helped lose control over new installations' quality and quantity, leading to an excessive capacity of renewable energies, undeveloped and with very high costs, encouraged by a high profitability. The capacity objectives were largely accomplished in most cases, especially in photovoltaic energy, which increased by a factor of five its installed capacity between 2007 and 2008. The new 3.000 MW of this technology was going to receive 3.000 M€ for 25 years, charged to consumers' bills.



Apart from this increase in renewable production, an important fall of the demand, and a reduction in market prices due to the difficult economic situation, the access tolls were enough to cover the totality of the real costs associated to the electric system's operation, creating the electric system's tariff deficit.

Moreover, the problem is doubled, because on one side there is the problem of accumulated deficits since 2000, and on the other side, there are the annual deficits that continue being created, due to the increase in regulated costs. That is why the access tolls must include the costs intended to cover these past deficits. Although they have a lower impact on the access tolls than the renewable premiums –they account for 14%- its rate of increase is higher, 33% annually.

In Spain, about half of the electric bill is aimed at paying for regulated costs, exceeding 60% the average of regulated costs in Europe. It can be verified that the moment in which these costs started increasing in Spain, around 2009, this resulted in a higher final price, which before was among the lowest. This way, it is confirmed that the access tolls are accountable for the high electricity prices in Spain.

After this cost analysis, *a calculation of the electricity price for a household in Spain is presented.* This example is meant to rebuild the price from the different components that have been studied previously, so that the influence of the different costs in the final price can be understood.

Due to the importance of the Special Scheme's premiums in the final price, this project studies the cogeneration, from the first European Directive to its effect in the kWh price, so that different regulatory measures can be implemented to contribute to a decrease in electrical prices.

The Directive 2004/8/CE defines cogeneration as the simultaneous generation in a process of thermal energy and electrical and/or mechanic. The use of the residual heat produced in the electricity generation includes cogeneration in the Special Scheme. Cogeneration plants were developed in a way that most of the energy consumed in electrical generation can be used in industrial production, so that the



industry can reduce its energy costs. Later on, the surplus of electrical energy could be put onto the network, which the electricity distributors were made to buy. This electricity starts to receive premiums, but some degree of self-consumption is mandatory. However, in 2006, the self-consumption imposition is eliminated, which allows industries to put onto the network all of their electricity production. This way, all of this electricity can receive a premium, so it is more advantageous to sell all their production, and to buy the whole electricity needed for their activity. In this context, cogeneration is not used to improve efficiency or to reduce polluting emissions, but in terms of income, which prevents its development at other levels.

In 2013, although cogeneration is not a renewable energy (84% of Spanish plants use natural gas as fuel), it received 22% of the premiums to the Special Scheme, and represented around 4,67 € from every 100 € in the electric bill.

Based on the cost analysis, and following the European trend, it is proposed to develop cogeneration in the residential sector through the use of district energy and micro-cogeneration, to obtain heating and cooling systems and hot water. Simultaneous production of electricity and residual heat can save a lot of energy, contributing to a lower electrical bill, up to 30% savings in this concept. Cogeneration is easier to integrate in buildings than renewable energies, because it requires less space, its technology is more developed, and its production is more manageable.



Índice de la memoria

Capítulo 1 Aspectos formales	3
1.1 Introducción	3
1.2 Estado de la cuestión.....	7
1.3 Motivación del proyecto	9
1.4 Objetivos	10
Capítulo 2 Análisis de la componente de mercado del precio de la electricidad	
12	
2.1 Mercado mayorista	12
2.1.1 Mercados a plazo	14
2.1.1.1 Mercado OTC o mercado no organizado de contratos bilaterales.....	14
2.1.1.2 OMIP.....	15
2.1.1.3 Subastas para el Suministro de Último Recurso.....	15
2.1.1.3.1 Nueva metodología de cálculo del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor	24
2.1.2 Mercado diario	26
2.1.3 Mercados de corto plazo o de ajustes.....	31
2.1.3.1 Gestión de restricciones técnicas.....	32
2.1.3.2 Gestión de los servicios complementarios.....	35
2.1.3.3 Mercados intradiarios	36
2.1.3.4 La gestión de desvíos	37
2.1.4 Pagos por capacidad.....	37
2.2 Costes a añadir al resultado del mercado mayorista	42
2.3 Pérdidas.....	45
2.4 Comparativa con Europa	45
2.5 Conclusiones	47



Capítulo 3 *Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad.* 50

3.1	Los peajes de acceso.....	50
3.1.1	Estructura de los peajes de acceso.....	51
3.1.2	Peajes de acceso para las instalaciones de generación	55
3.2	Desglose de los costes de acceso.....	55
3.2.1	Costes de acceso estimados para 2013.....	56
3.2.2	Costes de transporte	59
3.2.3	Costes de distribución y gestión comercial	60
3.2.4	Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.....	62
3.2.4.1	Primas al régimen especial	62
3.2.4.2	Servicio de interrumpibilidad.....	70
3.2.4.3	Costes asociados a la industria nuclear.....	71
3.2.5	Los costes permanentes.....	77
3.2.5.1	Compensación de sistemas extrapeninsulares	77
3.2.5.2	Costes Operador del sistema (REE), Operador del mercado (OMEL), Comisión Nacional de Energía (CNE).....	79
3.2.5.3	Costes de transición a la competencia	82
3.2.6	Costes asociados al déficit de tarifa	84
3.3	Otros costes del sistema	89
3.3.1	Ayudas a la minería del carbón.....	89
3.3.2	Financiación del bono social.....	96
3.3.3	Pagos por capacidad.....	99
3.4	Costes estimados para 2013.....	100
3.5	Ingresos estimados para 2013	101
3.6	Comparación de ingresos y costes estimados para 2013.....	103
3.7	Liquidación de los peajes de acceso.....	105
3.8	Comparativa con Europa	107

Capítulo 4 *Cálculo del precio de la electricidad*..... 110

4.1	Otros pagos en la factura eléctrica	110
4.1.1	Margen comercial	110
4.1.2	Alquiler de equipos de medida.....	111
4.1.3	Impuestos de la factura eléctrica	113
4.1.3.1	Impuesto especial sobre la electricidad	113
4.1.3.2	IVA.....	114



4.1.3.3 Análisis de la carga fiscal del precio de la electricidad	114
4.2 Factura de electricidad	117
4.2.1 Análisis de la factura eléctrica	119
4.2.2 Ejemplo de cálculo de la factura eléctrica.....	121
4.3 Resultados	130
4.4 Posibles actuaciones de los consumidores	133
Capítulo 5 Cogeneración.....	136
5.1 Definición	137
5.1.1 Ventajas de la cogeneración.....	138
5.2 Directiva europea sobre cogeneración.....	139
5.3 Mecanismos de apoyo a la cogeneración	141
5.4 Comparativa europea	147
Capítulo 6 El detalle del caso español y propuestas de mejora	153
6.1 Evolución de la cogeneración en España.....	153
6.2 Legislación de la cogeneración.....	155
6.3 Situación actual (y proyección a futuro)	160
6.4 Retribución a la cogeneración.....	165
6.5 Propuestas de mejora.....	169
6.6 Conclusiones	170
Bibliografía	174



Índice de figuras

Figura 1-Secuencia de mercados en el mercado ibérico de electricidad.....	13
Figura 2-Clasificación de los agentes vendedores de la subasta celebrada el 24 de septiembre 2013	19
Figura 3-Comparativa precios mercado y precios CESUR, 2013.....	20
Figura 4-Resultado de las subastas CESUR desde marzo 2009.....	23
Figura 5-Referencia para la fijación de las TUR desde marzo 2009 hasta el 1er trimestre 2014.....	24
Figura 6-Precio horario para el PVPC según aparece en REE.....	25
Figura 7-Curva de oferta	28
Figura 8-Curva de demanda	28
Figura 9-Curvas agregadas de oferta y demanda	29
Figura 10-Precio horario del mercado diario – 27/3/2014	30
Figura 11-Media mensual del precio del mercado diario 2013.....	30
Figura 12-Comparación de energía adquirida en los mercados diario e intradiario	36
Figura 13-Composición del de la componente de mercado, 2013	43
Figura 14-Evolución de la componente de mercado del precio final.....	44
Figura 15-Comparación de precios mayoristas mensuales en mercados eléctricos europeos.....	46
Figura 16-Precios finales para un consumidor doméstico, primer semestre 2013	47
Figura 17-Evolución de los precios finales de electricidad (sin impuestos) para consumidores domésticos.....	48



Figura 18-Evolución de los precios finales de electricidad (sin impuestos) para consumidores industriales	49
Figura 19-Periodos de consumo	52
Figura 20-Evolución términos potencia y energía de los peajes de acceso.....	54
Figura 21-Evolución término potencia de peaje de acceso para diferentes tarifas	54
Figura 22-Evolución término de energía de peaje de acceso para diferentes tarifas	55
Figura 23-Composición costes de acceso para 2013.....	57
Figura 24-Evolución de los costes regulados	58
Figura 25-Evolución de los costes en porcentaje total	59
Figura 26-Evolución costes de transporte en millones de Euros.....	60
Figura 27-Evolución costes de distribución y gestión comercial en millones de Euros.....	61
Figura 28-Producción por régimen especial y por régimen ordinario en 2013.....	66
Figura 29-Desglose de la energía liquidada por el RE en 2013	67
Figura 30-Evolución costes primas al RE en millones de Euros	67
Figura 31-Reparto de las primas al RE por tecnologías	69
Figura 32-Energía liquidada frente a primas del régimen especial	69
Figura 33-Evolución costes servicio de interrumpibilidad en millones de Euros.	71
Figura 34-Costes de la moratoria nuclear entre 2010 y 2013 en miles de Euros..	73
Figura 35-Distribución costes segunda parte ciclo combustible nuclear	76
Figura 36-Evolución costes sistemas extrapeninsulares en millones de Euros.....	79
Figura 37-Evolución costes REE, OMIE, CNE en millones de Euros.....	79
Figura 38-Evolución CTCs en millones de Euros.....	84
Figura 39-Déficit de tarifa del sector eléctrico español	86
Figura 40-Evolución de la cobertura del carbón nacional (GWh)	90
Figura 41-Reparto de la financiación del bono social 2014.....	99



Figura 42-Concepto coste pago por capacidad 2013 en Miles de Euros.....	100
Figura 43-Eschema de la liquidación de los ingresos y costes regulados.....	106
Figura 44-Composición del precio la electricidad sin impuestos en Europa	107
Figura 45-Evolución de los costes de la red en España en relación con la media europea	108
Figura 46- Evolución de los precios finales de electricidad (sin impuestos) para consumidores domésticos.....	109
Figura 47-Fiscalidad del precio medio del kWh en el sector doméstico en Europa, 1er semestre 2013	116
Figura 48-Composición de la factura	118
Figura 49-Factura de comercializadora tipo.....	120
Figura 50-Detalle del destino de lo que paga el consumidor en su factura.....	121
Figura 51-Características del suministro.....	122
Figura 52-Consumo de electricidad	122
Figura 53-Precio total de la factura	124
Figura 54-Precio total como aparece en la factura	126
Figura 55-Formación del precio	127
Figura 56-Composición de la factura eléctrica, 2013.....	128
Figura 57-Estimación del destino del concepto peajes de acceso	129
Figura 58-Estimación del destino del concepto peajes de acceso	129
Figura 59-Estimación del destino del concepto Primas RE	130
Figura 60-Evolución de la factura para tres años consecutivos	132
Figura 61-Variación del precio en función de la potencia contratada.....	133
Figura 62-Variación del precio en función de la energía consumida.....	134
Figura 64- Porcentaje de cogeneración en la producción de electricidad total por países de la UE, 2011	148
Figura 65-Electricidad de cogeneración y cobertura respecto a la electricidad bruta por países de la UE, 2011	149



Figura 66-Combustibles usados en cogeneración en Europa.....	150
Figura 67-Combustibles usados por países de la UE, 2011	151
Figura 68-Evolución de la potencia instalada de cogeneración en España.....	154
Figura 69-Evolución de la participación de la cogeneración en la producción de electricidad Fuente: Elaboración propia, datos CNE	155
Figura 70-Evolución potencia instalada cogeneración y objetivo RD 661/2007	161
Figura 71-Evolución potencia instalada e.eólica y objetivo RD 661/2007.....	161
Figura 72-Evolución potencia instalada e.fotovoltaica y objetivo RD 661/2007	162
Figura 73-Evolución potencia instalada e.solar termoeléctrica y objetivo RD 661/2007.....	163
Figura 75-Retribución a la cogeneración y precio medio entre 1998 y 2013	166
Figura 76-Retribución total recibida por tecnologías del RE.....	167
Figura 77-Precio medio (cent€/kWh) por tecnologías del RE	168



Índice de tablas

Tabla 1-Retribución del incentivo a la inversión y servicio de disponibilidad vigentes establecidos en la Orden ITC3127/2011 y en el RD 13/2012.....	41
Tabla 2-Retribución por disponibilidad en la Orden ITC3127/2011	41
Tabla 3-Previsión de pagos por capacidad 2013	42
Tabla 4-Detalle de los servicios de ajuste medios 2013.....	43
Tabla 5-Detalle precio del mercado 2013	43
Tabla 6-Peajes de acceso para baja tensión aplicables a partir del 1 de febrero ...	52
Tabla 7-Previsión de los costes de actividades 2013	57
Tabla 8-Desglose de previsiones de las primas al RE en millones de € 2013	68
Tabla 9-Importes pendientes de compensación 2013.....	74
Tabla 10-Deuda del sistema eléctrico estimada a 31 de diciembre de 2012, desglosada por tipología de titulares de derechos de cobro frente al sistema eléctrico y categoría de déficit (miles de Euros)	88
Tabla 11-Anualidades para la financiación del desajuste de ingresos en 2013.....	88
Tabla 12-Costes asociados al bono social 2013	98
Tabla 13-Previsión de costes para 2013	101
Tabla 14-Previsión de ingresos por tarifas de acceso para 2013.....	101
Tabla 15-Previsión de ingresos regulados para 2013	102
Tabla 16-Diferencia entre ingresos y costes regulados para 2013	103
Tabla 17-Previsión de otros ingresos para 2013	104
Tabla 18-Diferencia entre costes regulados e ingresos totales para 2013	104
Tabla 19-Presión fiscal en la tarifa eléctrica en Europa, 1er semestre 2013.....	115



Tabla 20-Desglose de 100 € en la factura eléctrica..... 131



Capítulo 1 ASPECTOS FORMALES

La energía está en la base del desarrollo de la sociedad. Constituye el pilar del desarrollo industrial de los países y es un elemento esencial para el desarrollo tecnológico.

Las necesidades energéticas de nuestra sociedad son crecientes, sobre todo la demanda de electricidad. Debido a que la electricidad no se puede almacenar, su producción debe ser igual a la demanda en tiempo real. Para que haya seguridad de suministro el sistema debe tener la suficiente capacidad de potencia en funcionamiento, además de que haya un mix de generación variado y eficaz.

Su coste afecta tanto a la competitividad de la industria nacional como a las economías familiares. Para muchos sectores industriales, su factura representa una proporción de sus costes incluso superior a la de los costes laborales.

En pocos años España ha pasado de tener un precio de la energía de los más bajos de Europa a tener un valor superior al de la media europea. España necesita mejorar la competitividad de sus actividades económicas y resulta muy difícil competir con una electricidad tan cara.

1.1 INTRODUCCIÓN

Desde mediados de los años 80, el sector eléctrico español ha vivido un importante proceso de transformación, viéndose sometido a medidas regulatorias frecuentes.

El Marco Legal Estable (MLE) fue el marco regulatorio del sector eléctrico español entre 1988 y 1997. Se trataba de un marco esencialmente regulado por el



Estado, que se ocupaba de la planificación del sector. Uno de sus principios básicos era el procedimiento de determinación de la tarifa eléctrica, entendiendo ésta como la retribución global y conjunta del sistema eléctrico, que debía ser recaudada a través de la facturación de los consumidores. Los ingresos así obtenidos eran distribuidos por instalaciones en función de sus costes estándares reconocidos.

En 1994 se publica la Ley 40/1994 de Ordenación del Sistema Eléctrico (LOSEN), un intento de introducir determinados aspectos de competitividad en el sector, mediante la cual se crean las bases del proceso de liberalización posterior.

La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico (LSE) inició el proceso de liberalización del sector, produciéndose una profunda reforma del modelo eléctrico español. Los principios regulatorios introducidos por la LSE fueron los siguientes:

- Separación entre actividades reguladas (transporte y distribución) y aquellas que se pueden desarrollar en régimen de libre competencia (generación y comercialización).
- Se establece un calendario para la progresiva liberalización de la contratación y elección del suministrador de los consumidores finales.
- Hasta entonces, la empresa distribuidora ejercería también la función de comercializadora, de forma que se cobraba a los consumidores la denominada Tarifa Integral, regulada por el gobierno.
- Libertad de acceso a las redes de transporte y distribución mediante el pago de peajes de acceso.
- Creación de las figuras del operador del sistema, encargado de la gestión técnica, y del operador del mercado, encargado de la gestión económica del sistema.
- Se establecen dos regímenes de producción eléctrica, el régimen ordinario y el régimen especial, este último compuesto por las energías renovables y la cogeneración. Las diferencias entre estos dos regímenes son sobre todo de tipo retributivo: las instalaciones que pertenecen al régimen especial



tienen derecho a recibir una subvención regulada, aportada por los consumidores, y además tienen garantizada la venta de la producción a una tarifa preestablecida, o bien a precio de mercado al que se le suma una prima.

Esta ley, con diversas modificaciones posteriores, ha conformado el marco normativo del sector eléctrico español hasta ahora.

El 1 de enero de 2003 se da otro paso más en la liberalización del mercado, con la libre elección del comercializador. Los consumidores pueden elegir entre contratar la electricidad con empresas comercializadoras de su elección en las condiciones pactadas, o bien seguir siendo suministrado por el distribuidor a las tarifas reguladas.

El 1 de julio de 2009 se completa la liberalización del mercado eléctrico, sustituyéndose este sistema de tarifas reguladas por un sistema liberalizado, en el que los propios consumidores pasan a ser los encargados de elegir libremente el precio de la electricidad que más les convenga entre las comercializadoras existentes. Se crea la Tarifa de Último Recurso (TUR)¹, una tarifa fijada por el Gobierno, a la que pueden acogerse, si así lo desean, los consumidores en baja tensión ($T < 1000$ V) cuya potencia contratada sea menor o igual a 10 kW, con el objetivo de minimizar el cambio tan brusco que suponía la liberalización del mercado energético para el consumidor final. El 70% de los puntos de suministro domésticos, unos 18,6 millones, están acogidos actualmente a esta tarifa, pero la tendencia suele ser de traspaso hacia mercado libre. Además, se crea el Bono Social, que constituye un mecanismo de protección para los ciudadanos con menos posibilidades económicas, por el cual se congela la tarifa eléctrica vigente a la entrada en funcionamiento de la TUR (1 de julio 2009).

Entre 2003 y 2008 el sector eléctrico español experimentó un importante crecimiento. Siguiendo la evolución creciente de la demanda, la generación

¹ Equivalente al nuevo Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC)



instalada se incrementó de forma muy acusada, sobre todo por la aparición de las centrales de ciclo combinado y el fuerte desarrollo de las energías renovables.

Con vistas a que el 20% de la demanda de energía primaria fuera cubierta por energías renovables, reducir las emisiones de CO₂ y mejorar la dependencia exterior de energía primaria, España comienza a desarrollar políticas de fomento renovables. Los objetivos y primas de cada tecnología son decididos por el Gobierno, pero cede a las autonomías el poder en la concesión de autorizaciones de nueva potencia instalada. De esta forma se pierde control de la cantidad y calidad de la nueva potencia instalada. La entrada en vigor del Real Decreto 661/2007 llevó a un descontrol en la instalación de energías renovables poco desarrolladas técnicamente y de alto coste. En concreto, la solar fotovoltaica multiplicó por 5 su potencia instalada entre 2007 y 2008. Aunque supuso un desarrollo importante en su curva de aprendizaje, fue a costa de unos costes muy altos para el sistema y sin el control necesario de las ayudas para su desarrollo.

Se llevó al sistema peninsular a un exceso de capacidad y a un margen de reserva máximos históricos. Tal crecimiento en un periodo de tiempo tan corto fue imposible de financiar de forma sostenible. El Gobierno no trasladó en su momento a las tarifas todos los costes incurridos para no incrementar la factura eléctrica de los consumidores, creándose así un desajuste entre los costes reales y los precios de la electricidad, dando lugar al déficit tarifario del sector eléctrico.

A partir del año 2008, la recesión en la que se vio sumida la economía afectó también al consumo energético. Provocó una importante caída en la demanda de electricidad, de la que todavía no se ha salido. En concreto se esperaba que la demanda eléctrica fuera un 30% mayor de lo que es. Cada vez se volvió más difícil trasladar al consumidor los sobrecostes del sector, por lo que el déficit continuó creciendo.

Además, el crecimiento de la producción renovable conduce a los ciclos combinados a producciones anuales muy por debajo de las previstas, creando otro sistema de ayuda ajeno al mercado, los pagos por capacidad.



En los años siguientes, se volvió habitual el no reconocimiento de los costes del sistema, con lo que el déficit se convierte en un problema que compromete la estabilidad del sector. Al finalizar 2013, la deuda acumulada del sistema eléctrico supera los 26.000 millones de euros, mientras que el déficit estructural del sistema alcanza los 10.000 millones anuales.

1.2 ESTADO DE LA CUESTIÓN

En este contexto, más de la mitad de la factura eléctrica se dedica a pagar los costes regulados del sector, que cobran cada vez más peso en las tarifas. En concreto, las primas al Régimen Especial y el coste derivado de la amortización anual de los desajustes de años anteriores representan ya alrededor del 20% y 6,5% de la factura eléctrica respectivamente.

Mientras tanto, la partida de costes destinada a las primas al Régimen Especial continúa aumentando, y en 2013 ha representado cerca de 9.000 millones de euros, cifra que es 6.000 millones de euros mayor que en 2007.

Un caso especial del Régimen Especial lo constituye la cogeneración, que sin ser una energía renovable -en España, cerca del 80% de las plantas de cogeneración utilizan gas natural como combustible- puede acceder a las ventajas de este régimen de producción eléctrica. En concreto, el 20% de las mencionadas primas al Régimen Especial –2.040 millones de euros- van destinadas a la producción de energía eléctrica con gas natural mediante cogeneración. Una cifra parecida a la que recibe en la actualidad la energía eólica, que sin embargo en 2013 produjo el doble de energía eléctrica que la cogeneración.

La cogeneración consiste en la generación simultánea de electricidad y calor en el mismo lugar en que estas energías son precisas, ahorrando energía primaria y haciendo un uso más eficiente de la misma. Esta tecnología se ha fomentado en



sectores industriales desde la directiva europea del año 2004 que insistía en la necesidad de incrementar la cogeneración en Europa como medida contra el cambio climático. Las plantas de cogeneración pueden vender su electricidad excedentaria en el mercado o acceder a la tarifa regulada, y en muchas ocasiones se ha considerado esta venta como una fuente adicional de negocio. Y no cabe olvidar que la rentabilidad de dichas instalaciones del Régimen Especial es pagada por los consumidores, tanto domésticos como industriales, perjudicando la competitividad.

El hecho de que el déficit se haya venido agravando en los últimos años, convirtiéndose en un problema estructural del sector, ha obligado a la puesta en marcha desde 2012 de diversas medidas para atajar este problema, reducir los costes de suministro y garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. En concreto, a principios de 2012 se suprimieron los incentivos para nuevas instalaciones de tecnologías de Régimen Especial a fin de evitar la incorporación de nuevos costes al sistema eléctrico, y el Gobierno anunció la elaboración de una reforma energética con objeto de controlar este déficit. Esta reforma se atrasó considerablemente sobre el primer calendario anunciado (junio de 2012) y se fue ejecutando mediante disposiciones de urgencia, hasta llegar al conjunto de textos legales y reglamentarios remitidos a la CNE y al Consejo de Estado a finales de julio de 2013.

Desde la entrada en vigor de la LSE, a finales de 1997, no se había dado una producción tan abundante de disposiciones sobre el sector eléctrico. Esta reforma supone un cambio en la regulación del sector eléctrico, que desde su liberalización ha sufrido una falta de atención real por parte de los sucesivos gobiernos.

Más adelante, en 2013, se cambió el sistema de venta de la energía eléctrica en Régimen Especial: venta a tarifa o a precio e mercado sin prima y se estableció la financiación de algunos costes con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.



1.3 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

El principal objetivo de las últimas medidas ha sido resolver el problema del déficit tarifario. Y, aunque a corto plazo tiene sentido, se precisa una regulación estable y predecible y sobre todo un precio de la electricidad competitivo.

El sistema eléctrico español presenta importantes fortalezas, como son:

- Combina diferentes energías (nuclear, gas natural, renovables...) lo que le permite no depender de un solo tipo y aprovechar las ventajas de cada tecnología.
- Cuenta con una alta penetración de energías renovables, superior a la mayoría de países su entorno.
- Cuenta con un elevado nivel de calidad de suministro y de infraestructuras.
- Cuenta con suficiente potencia instalada.

Sin embargo, una de las principales debilidades del mismo es el alto precio de la electricidad. De esta forma, es necesario un cambio de modelo capaz de ofrecer electricidad al mínimo coste, y de dar respuesta a los retos a los que se debe enfrentar el sector en el largo plazo:

- El déficit de tarifa
- El crecimiento de los costes de acceso
- La dependencia energética del exterior
- La lucha contra el cambio climático
- La sostenibilidad económica de los mecanismos de apoyo al régimen especial
- La correcta integración de las energías renovables.



En los últimos años han prevalecido los impulsos políticos sobre los técnicos en la toma de decisiones, en las que ha escaseado un análisis previo del impacto en los precios energéticos, y sin suficiente estudio previo de formas realmente viables de financiación. Por ello, se ha de diseñar una estrategia energética clara y orientada al interés nacional.

Por otro lado, son imprescindibles actuaciones inmediatas desde el punto de vista de la competitividad de España. Se deben fijar tarifas que aseguren su competencia energética, dentro y fuera de la UE. Para que el suministro se pueda realizar al mínimo coste para los consumidores, son necesarias medidas para reducir los costes de acceso, o encaminadas a buscar nuevas vías de financiación para estos costes. También será necesaria una regulación adecuada de cada tipo de generación incluida en el régimen especial.

1.4 OBJETIVOS

El objetivo de este proyecto es analizar los precios eléctricos españoles. Para ello, se estudiarán las diferentes componentes que configuran el precio del kWh eléctrico.

El precio que se paga por la electricidad consumida no es solamente lo que cuesta producir esa energía sino que se añaden otros costes, entre los que se incluyen peajes por el transporte y distribución, costes debidos a las primas a las energías renovables y cogeneración, moratoria nuclear, subvenciones al carbón y costes debido al déficit de tarifa entre otros.

El objetivo es explicar en qué consiste cada uno de estos costes y cuantificar su influencia en el precio final de la electricidad. Para ello se dividirá el precio en dos componentes fundamentales, que se estudiarán por separado: la componente de mercado y componente regulada.



Por un lado, el Capítulo 2 analiza la componente de mercado del precio de la electricidad. Esta componente representa el precio negociado de ésta en los diferentes mercados. Constituye entre el 30% y el 40% de la factura eléctrica que pagan los consumidores. Se comprobará que, a pesar de su denominación, también incluye ciertos costes regulados.

Por otro lado, la componente regulada del precio se estudia en el Capítulo 3. Ésta se corresponde con los peajes de acceso, y representa los costes regulados del sistema. Este término cada vez adquiere una mayor importancia, siendo actualmente la mitad del coste de suministro.

El 10-20% restante de la factura corresponde a otros costes, como son el margen comercial, el alquiler de equipos de medida y los impuestos, que se estudiarán en el Capítulo 4. En dicho capítulo también se expone el cálculo del precio de suministro en base a las diferentes componentes descritas. Este análisis será la clave para entender la situación en la que se encuentra el sector actualmente.

Dentro del régimen especial se tratará con especial interés la cogeneración. Se estudiará su evolución desde la primera directiva europea para su fomento hasta su efecto en el precio del kWh actual, que comprende los Capítulos 5 y 6 del proyecto.

En base a este análisis se podrán proponer posibles medidas regulatorias que pudieran contribuir a una disminución del precio del kWh eléctrico.



Capítulo 2 ANÁLISIS DE LA COMPONENTE DE MERCADO DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD

En este capítulo se describen los mecanismos por los que productores y comercializadores o consumidores acuerdan un precio y unas cantidades de energía a intercambiar, generando así la componente de mercado del precio de la electricidad.

Esta componente será diferente según el consumidor esté acogido o no a la Tarifa de Último Recurso. En el primer caso, la componente de mercado se encuentra regulada y es recogida en el BOE trimestralmente, en función del resultado obtenido de las subastas CESUR. En cambio, si el consumidor acude al mercado libre, esta componente será más volátil, dependiendo sobre todo del mercado diario. En ambos casos representa entre un 30% y un 40% de la factura eléctrica.

2.1 *MERCADO MAYORISTA*

Con la liberalización del mercado eléctrico se estableció el derecho de libre instalación de generación eléctrica, que dejó de ser retribuida por tecnología para competir en precio en el mercado mayorista.

Sin embargo, no todos los productores tienen la obligación de acudir a este mercado. Es el caso de los que tengan la condición de Régimen Especial, que tienen también la opción de vender su electricidad a un precio regulado.

Desde el 1 de octubre de 2004, el mercado eléctrico español y el mercado eléctrico portugués integran el Mercado Ibérico de Electricidad o MIBEL. Éste



Análisis de la componente de mercado del precio de la electricidad

consiste en una serie de mercados sucesivos en los que generación y demanda intercambian energía eléctrica para diferentes plazos temporales.



Figura 1-Secuencia de mercados en el mercado ibérico de electricidad

Fuente: Elaboración propia

OMEL tiene la función de Operador del Mercado Eléctrico español desde 1998. Sus funciones fueron definidas por la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, y consisten fundamentalmente en gestionar el sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado diario e intradiario de energía eléctrica.

Según OMEL, el mercado de electricidad es “el conjunto de transacciones derivadas de la participación de los agentes del mercado² en las sesiones de los mercados diario e intradiario, mercado a plazos, y de la aplicación de los Procedimientos de Operación Técnica del Sistema”.

² Son agentes del mercado: productores de energía eléctrica; comercializadoras; consumidores directos, que acuden directamente al mercado; agentes representantes, interlocutores entre los productores de RE y el mercado eléctrico, y agentes externos, que entregan o toman energía de otros sistemas.



2.1.1 MERCADOS A PLAZO

Son mercados a plazo aquellos en los que se intercambian contratos de compra-venta de electricidad con plazos de entrega mayores de 24 horas, pudiendo ser semanas, meses, trimestres, años, etc. Dado que este mercado precede al mercado diario, los agentes valoran los contratos a plazo en función de los precios esperados en el mercado diario. Así, en términos económicos, el precio esperado del mercado diario constituye el coste de oportunidad del mercado a plazo.

Los mercados a plazo responden a la necesidad que tienen los agentes, tanto vendedores como compradores, de controlar el riesgo económico de su actividad mercantil, asegurándose cantidades y precios anticipadamente. En los acuerdos a plazo (a excepción de los bilaterales físicos) no se hace referencia a ninguna central de producción ni a ningún punto de demanda, se trata de un *acuerdo financiero*.

Los mercados a plazo de electricidad en España son los siguientes:

- Los mercados de contratos bilaterales: OTC y OMIP
- Subastas para el Suministro de Último Recurso (CESUR)

2.1.1.1 Mercado OTC o mercado no organizado de contratos bilaterales

Incluye el mercado de contratos bilaterales físicos y el mercado financiero OTC, que constituyen mercados no organizados en los que los agentes participantes intercambian contratos de forma privada y únicamente sujetos a la negociación bilateral, en los que fijan el precio de la energía.



2.1.1.2 OMIP

OMIP -una entidad privada independiente- gestiona un mercado organizado de futuros eléctricos. Los vendedores y compradores hacen públicas sus ofertas de venta y compra, respectivamente, en la plataforma electrónica gestionada por el propio OMIP. Cuando algún agente encuentra una oferta interesante puede cerrar la transacción a través de la propia plataforma mediante un procedimiento estandarizado.

2.1.1.3 Subastas para el Suministro de Último Recurso

Las Subastas para el Suministro de Último Recurso o CESUR son un mecanismo competitivo por el que las Comercializadoras de Último Recurso³ o CUR, adquieren parte de la energía eléctrica destinada a los consumidores acogidos a la Tarifa de Último Recurso (TUR). Las subastas permiten obtener un precio de la electricidad competitivo por el que los agentes participantes se comprometen a suministrar energía durante un periodo de entrega al precio resultante en la subasta. Este compromiso de suministro queda finalmente refrendado por la firma de un contrato bilateral entre el vendedor y el agente comprador.

Las subastas CESUR se establecieron por primera vez en la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, a los efectos de la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas para el cálculo de la tarifa de último recurso, aunque se desarrollaron más tarde con la Orden ITC/1601/2010, de 11 de junio. La implementación de estas subastas se realizó en base a varios objetivos, por un lado para fomentar la liquidez de los mercados a plazo, y por otro, hacer posible una previsión de los costes eléctricos que tienen que afrontar los consumidores regulados.

³ Iberdrola, Endesa, Gas Natural, EDP y EON son las empresas habilitadas para comercializar la Tarifa de Último Recurso.



Análisis de la componente de mercado del precio de la electricidad

Estas subastas se realizan desde 2009 de forma trimestral, en los meses de diciembre, marzo, junio y septiembre, unos días antes del inicio del siguiente trimestre. La empresa actualmente responsable de la organización, gestión y realización de las subastas es el Operador del Mercado Ibérico, Polo Español (OMEL) y la Comisión Nacional de Mercados y Competencia (CNMC) tiene un papel de supervisión. Los productos subastados son los siguientes:

- Producto de carga base: se subasta una cantidad uniforme durante las 24 horas de todos los días del trimestre.
- Producto de carga punta: se subasta una cantidad uniforme durante las horas comprendidas entre las 8:00 y 20:00 CET (hora central europea) de los días comprendidos entre los lunes y los viernes del trimestre.

Las CUR deben adquirir en dicha subasta el 60% de la energía destinada al suministro a tarifa de último recurso. Con respecto al 40% restante, en el Real Decreto 302/2011 se regula un mecanismo que les obliga a comprar la energía que no hayan adquirido en la subasta a generadores del régimen especial a tarifa. Las CUR realizan esta compra durante el período para el que se fija la tarifa de último recurso y al mismo precio resultante en la subasta CESUR.

Funcionamiento de las subastas

El precio se determina mediante un procedimiento de subasta descendente en la que los agentes ofertan cantidades de energía que están dispuestos a suministrar al precio establecido en cada ronda, sabiendo que en cada una de ellas se va disminuyendo sucesivamente el precio. El cierre de la subasta se producirá para todos los productos en el mismo momento, hasta llegar al equilibrio entre la oferta y la demanda.

Con anterioridad al desarrollo de la subasta, el regulador fija el precio de salida del producto subastado lo suficientemente alto como para asegurar que acuda un número suficiente de agentes. En cada ronda de la subasta, cada agente participante realiza sus ofertas de venta de energía en bloques de 10 MW al precio



Análisis de la componente de mercado del precio de la electricidad

de salida. Una vez los agentes han enviado sus ofertas, se cierra la ronda y el gestor de la subasta analiza los resultados. Al ser el precio inicial muy alto y presentarse muchos agentes, existirá exceso de oferta sobre la demanda total que debe cubrirse, y por lo tanto el gestor de la subasta necesitará abrir una nueva ronda con un precio inferior al anterior. El precio de la siguiente ronda se calculará mediante algoritmos confidenciales para evitar el juego estratégico de los participantes entre rondas. El precio de salida para la ronda siguiente se ajusta a la baja en función de los excesos de oferta, hasta llegar a la ronda final en que la oferta iguala a la demanda.

En la subasta participarán como compradores de energía eléctrica las cinco comercializadoras de último recurso. Como vendedores pueden acudir todos los sujetos del mercado de producción que hayan sido admitidos como participantes cualificados⁴, siendo la única condición disponer como fianza una línea de crédito, según la exposición al riesgo de las posiciones previstas. Esta es la forma de acreditar el cumplimiento de sus responsabilidades. Por tanto, *los sujetos que acudan como vendedores no tienen por qué ser generadores de electricidad sino que pueden participar agentes que hayan adquirido energía a través de otros mecanismos, y que tengan interés en asumir riesgos y/o arbitrar entre los distintos precios de los mercados a plazo y del mercado diario.*

Las subastas CESUR se articulan mediante un mecanismo de tipo financiero, por lo que no existe un intercambio de energía como en el mercado diario. Al finalizar la subasta los agentes vendedores a los que se les adjudicaron los contratos firman los contratos bilaterales correspondientes con las CUR al precio resultante de la subasta. Es decir, un agente se compromete a vender a las CUR, a ese precio, la energía eléctrica que éstas necesiten durante el siguiente trimestre para suministrar a clientes TUR. Los vendedores no han de afrontar una entrega física de energía,

⁴ Tipología de posibles agentes vendedores: agentes integrados Generador-CUR-Comercializador libre; agentes con activos de generación; representantes; comercializadores no integrados (con y sin naturaleza financiera) y agentes específicamente financieros (no inscritos como agentes de mercado)



Análisis de la componente de mercado del precio de la electricidad

sino que tienen que cubrir la diferencia entre el precio resultado de la subasta y el precio del mercado diario gestionado por OMIE.

Mediante este mecanismo las CUR reciben energía al precio resultante de las subastas CESUR y los vendedores reciben la diferencia entre el precio de la subasta y el coste de adquisición de la misma en el mercado diario. Las entidades que actúan como vendedoras cubren ese riesgo: si el precio de la electricidad resulta luego superior, pagan la diferencia y si es inferior, se quedan con el margen.

Se ha podido comprobar que en las subastas celebradas ha habido un gran número de agentes adjudicatarios -vendedores- y que la mayor parte de los mismos no se correspondían con agentes pertenecientes a grupos empresariales titulares de grupos generadores en España, la mayoría son agentes ajenos al negocio físico de la electricidad.

En la Figura 3 se muestran los datos recogidos en la página de OMEL sobre la vigesimocuarta subasta CESUR celebrada el 24 de septiembre de 2013. OMEL sólo da datos de la procedencia del adjudicatario, la lista completa es confidencial.

Tipo de Adjudicatarios	Base Trimestral		Punta Trimestral	
	MW	%	MW	%
Adjudicatarios pertenecientes a grupos empresariales que son titulares de grupos generadores en España	638	25,52%	104	29,55%
Resto de adjudicatarios	1862	74,48%	248	70,45%
TOTAL	2500	100,00%	352	100,00%

Tipo de Adjudicatarios	Base Trimestral		Punta Trimestral	
	MW	%	MW	%
Adjudicatarios con domicilio social en España	757	30,28%	201	57,10%
Adjudicatarios con domicilio social fuera de España	1743	69,72%	151	42,90%
TOTAL	2500	100,00%	352	100,00%



Análisis de la componente de mercado del precio de la electricidad

Tipo de Adjudicatarios	Base Trimestral		Punta Trimestral	
	MW	%	MW	%
Adjudicatarios que pertenecen a un grupo empresarial que integra un CUR en España	85	3,40%	100	28,41%
Resto de adjudicatarios	2415	96,60%	252	71,59%
TOTAL	2500	100,00%	352	100,00%

Figura 2-Clasificación de los agentes vendedores de la subasta celebrada el 24 de septiembre 2013

Fuente: OMEL

En esta subasta las CUR adquirieron 2.852 MW para el suministro a tarifa. Las empresas habilitadas para la TUR apenas participaron como vendedores, representando solamente el 6% de los MW adjudicados. Además, se comprueba que los vendedores **en su mayor parte, alrededor de dos tercios, son grupos empresariales con sede fuera de España.**

Los adjudicatarios titulares de grupos generadores en España apenas representan el 26% de los MW vendidos, lo que da una idea de que la mayoría de los participantes se corresponden con agentes ajenos al negocio de la electricidad.

Como ya se ha mencionado, se trata de una subasta virtual, porque no supone la entrega física de energía, y financiera, pues se trata de una cobertura de riesgo sobre el precio que pagarán después las CUR en sus compras físicas por la energía que deben suministrar. La única condición para participar en la subasta es disponer como fianza una línea de crédito, por lo que no sería sorprendente la presencia en la misma de entidades financieras.

En la Figura 3 se compara el precio obtenido en estas subastas con el precio medio del mercado diario en 2013. El precio subastado es la referencia para calcular el precio de la componente de mercado de las tarifas TUR, mientras que el precio del mercado diario lo es para consumidores en el mercado libre.



Análisis de la componente de mercado del precio de la electricidad

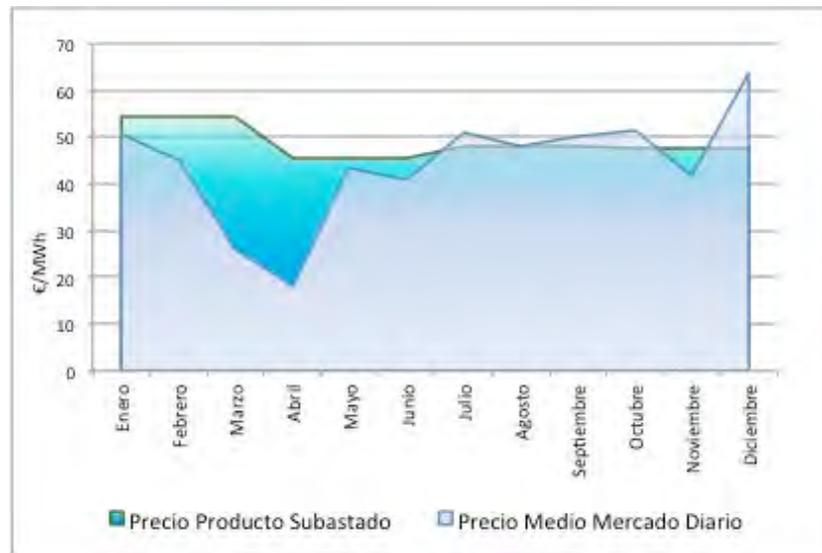


Figura 3-Comparativa precios mercado y precios CESUR, 2013

Fuente: Elaboración propia, datos: OMIE

Se comprueba que hay épocas en que ambos precios tienden a coincidir. El precio subastado es más estable, pero excepto en momentos puntuales, también más alto. En concreto, en marzo y abril del 2013, los precios fijados en la subasta llegaron a duplicar a los precios del mercado con un incremento del 109% y 149%, respectivamente. De hecho, durante el tiempo de vigencia de la subasta eléctrica, los precios fijados en la CESUR han superado en promedio un 17% a los del mercado diario.

Según un informe de la CNE de 2010, las diferencias del precio de cada subasta CESUR con respecto al precio del mercado diario desde 2007 hasta junio de 2010 ascienden a 653.141 miles de €. Esta diferencia da una idea del margen recibido por los agentes vendedores de la subasta en este periodo, que cuando no sean titulares de grupos generadores (la mayor parte), comprarán la electricidad que en la subasta se comprometen a entregar, en el mercado diario. Esta puede ser una de las razones por las que el precio tiende a ser superior, ya que al fin y al cabo se trata de un **producto financiero**, y con el resultado de las subastas se trata de *garantizar un margen de beneficio a los intermediarios*.



Análisis de la componente de mercado del precio de la electricidad

Además, la componente de mercado del precio final que pagarán los consumidores acogidos a la TUR no se corresponde con este precio resultante de la subasta. Este sirve de referencia, pero se le debe añadir una prima de riesgo, por la diferencia entre la curva de carga prevista y la real. De esta forma, el precio pagado por los consumidores aumentará aún más.

Esta situación tampoco ayuda a resolver el problema del déficit de tarifa. La subida de estos precios ha impedido en varias ocasiones subir los peajes de acceso para recortar dicho déficit.

Última subasta celebrada

La subasta CESUR está muy marcada por lo que ocurre con los contratos bilaterales, y éstos, a su vez, por lo que sucede en los mercados diario e intradiario, donde se fija respectivamente, el precio de la electricidad para el día siguiente y para el mismo día. En diciembre de 2013 el precio en el mercado diario se vio incrementado de forma significativa (ver Figura 11), y lo mismo ocurrió con los contratos a futuro. En concreto, desde el día 2 de diciembre de 2013, estos precios se incrementaron hasta alcanzar los 80-90 €/MWh, representando un incremento de un 60-70% con respecto a la semana anterior cuyo precio se situaba en el entorno de los 50 €/MWh.

En este contexto, el pasado 19 de diciembre de 2013 se celebró la vigesimoquinta subasta CESUR, en la que el coste de los contratos mayoristas con entrega en el bloque de base para el primer trimestre de 2014 resultó ser de 61,83 euros/MWh, y el coste de los contratos con entrega en el bloque de punta 2014 resultó ser de 67,99 euros/MWh. Para el producto base, que es el que mayor ponderación tiene sobre el precio de las TUR, supuso un incremento de casi el 30% respecto del trimestre anterior.



Análisis de la componente de mercado del precio de la electricidad

El día después de la subasta, la CNMC, entidad supervisora de las subastas, emitió un pronunciamiento por el que no daba como válidos los resultados de dicha subasta CESUR por los siguientes motivos:

- La subasta finalizó en la ronda 7, siendo la ronda de cierre más temprana de todas las subastas CESUR celebradas, que nunca habían cerrado antes de la ronda 12.
- El precio del producto base resultante de la subasta CESUR (61,83 €/MWh) alcanzó diferencias superiores a un 7% con respecto a las referencias de precios de los contratos equivalentes en los mercados OTC (57,67 €/MWh) y OMIP (57,55 €/MWh) el día anterior a la subasta. Esta diferencia entre el precio del producto base subastado en CESUR y las referencias de los mercados a plazo fue la más elevada de las registradas en las últimas diez subastas, cuyo diferencial no superó en ningún caso el 2%.
- Adicionalmente, todo lo anterior se enmarca en un contexto de precios elevados en el mercado diario de electricidad.

El informe de la CNMC consideró que coincidieron “circunstancias atípicas” que impidieron que la subasta se desarrollara en un entorno de “suficiente presión competitiva”. De esta forma, se determinó que el precio resultante de la vigesimoquinta subasta CESUR no fuera considerado en la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas, al haber quedado anulada a todos los efectos.



Análisis de la componente de mercado del precio de la electricidad



Figura 4-Resultado de las subastas CESUR desde marzo 2009

Fuente: Elaboración propia, datos: OMIE, BOE

Ante la necesidad de fijación de un precio para las TUR antes del 1 de enero de 2014, en el Real Decreto-ley 17/2013, de 27 de diciembre, se determinó el precio de la energía eléctrica en los contratos sujetos a la TUR en el primer trimestre de 2014, utilizando como referencia el precio de los contratos mayoristas. Así, se fijó un precio de 48,48 €/MWh para el producto base y de 56,27 €/MWh para el producto punta, valores parecidos a los obtenidos en la subasta del 24 de septiembre, de forma que se evitó la subida del 30% registrada en la subasta del 19 de diciembre.



Análisis de la componente de mercado del precio de la electricidad

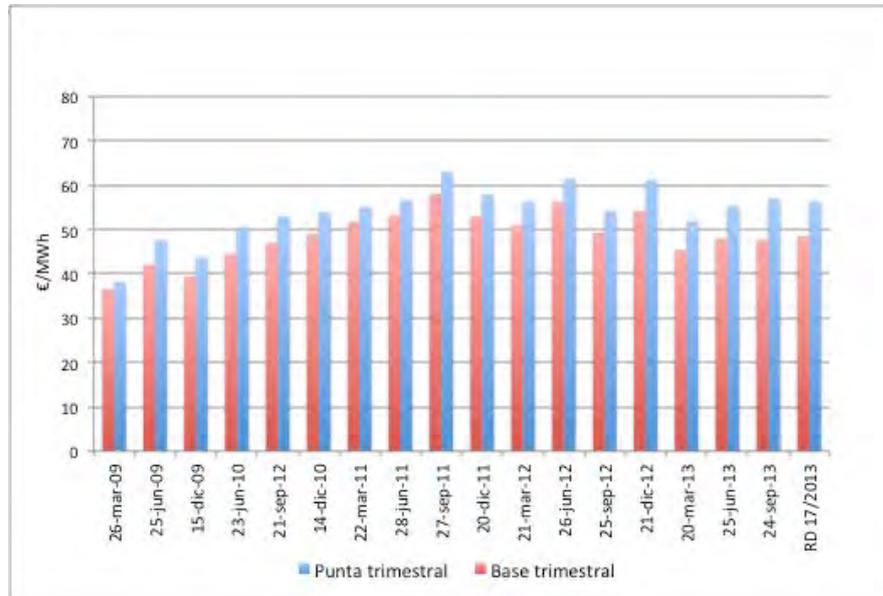


Figura 5-Referencia para la fijación de las TUR desde marzo 2009 hasta el 1er trimestre 2014

Fuente: Elaboración propia, datos: OMIE, BOE

Estos hechos han puesto de manifiesto que las subastas pueden ser procedimientos poco adecuados para determinar el precio que los consumidores deben pagar por la electricidad. Y en Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, se determinó una nueva metodología de cálculo de los precios de producción para las tarifas de último recurso.

2.1.1.3.1 Nueva metodología de cálculo del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor

Mediante el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, se determinó la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica. El precio voluntario al pequeño consumidor sustituye a las tarifas de último recurso, de aplicación a los consumidores de baja tensión con potencia contratada hasta 10 kW.

Desde el 1 de abril, en vez de la subasta trimestral, se tomará como referencia el precio horario del mercado diario durante el período al que corresponda la



Análisis de la componente de mercado del precio de la electricidad

facturación. De este modo, este nuevo mecanismo supone un cambio de modelo, pasando de un modelo en el que el precio del coste estimado de la energía se fijaba a priori a través de un mecanismo con un precio de futuro como era el caso de las subastas CESUR, a un mecanismo en el que el consumidor abonará el coste que ha tenido en el mercado la energía consumida en el periodo.

Esto podría suponer un ahorro para los consumidores que, no tendrán que hacer frente al pago del coste de aseguramiento en el precio de un producto negociado en un mercado de futuros. Además, al dar una mayor señal de precio, se fomentarán comportamientos de consumo más eficientes. A cambio, se notarán las variaciones de precio resultantes del mercado en cada momento.

A aquellos consumidores que cuenten con contador electrónico, cerca del 30% de los consumidores, se les facturará la electricidad en función del precio de mercado en cada hora de consumo. Como su factura reflejará fielmente su consumo, podrán establecer sus propias pautas de consumo horario ya que se pueden consultar los precios hora a hora en la página web de Red Eléctrica (Figura 6).

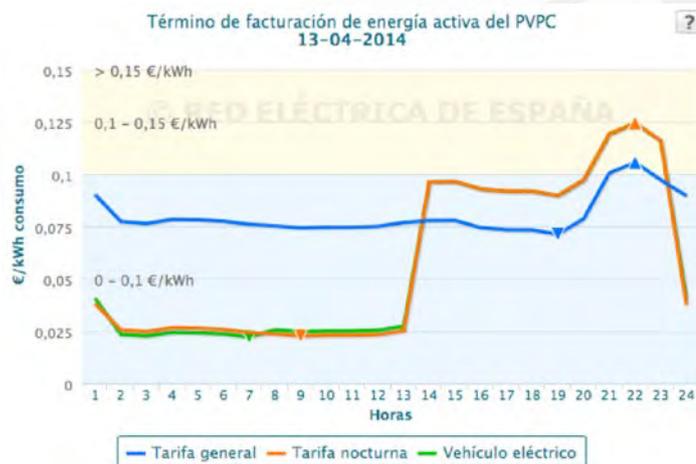


Figura 6-Precio horario para el PVPC según aparece en REE

Fuente: REE



Análisis de la componente de mercado del precio de la electricidad

En el caso de los antiguos contadores, se aplicará el precio medio del mercado en función de unas estadísticas o perfiles de consumo realizadas por REE. Este tipo de precios promedios se aplicarán a todos los consumidores hasta que se logre el objetivo último de establecer precios horarios. Hasta 2018 el parque de contadores no estará totalmente digitalizado (a finales de este año, estará el 35%) y, aunque la norma prevé aplicar los precios horarios antes, su provisionalidad depende de una resolución del secretario de Estado de Energía.

Como alternativa al Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor, el consumidor podrá contratar con el comercializado de referencia (antiguos CUR) un precio fijo de la energía durante un año, que será fijado libremente por la empresa comercializadora. De esta forma, se pretende ofertar un precio más estable para el consumidor, aunque previsiblemente con un mayor coste para cubrir la volatilidad del mercado.

Como se ha mencionado anteriormente, mientras se aprobaba este nuevo sistema se fijó para el primer trimestre del año un precio del producto base de 48,48 €/MWh, pero durante el mismo resultó un precio medio en el mercado de 26 €/MWh. De esta forma, las empresas deberán devolver a sus clientes la diferencia entre el precio real de la energía eléctrica y lo que se ha facturado. Se estima que se devolverán unos 300 millones de euros a los consumidores.

2.1.2 MERCADO DIARIO

El mercado diario es el mercado en el que se realizan la mayoría de las transacciones, y se lleva a cabo por el OMEL, el operador del mercado. En él se negocia aproximadamente el 85% de la energía, siendo el mercado con mayor influencia en la formación del precio de generación, además de marcar el precio de referencia para la liquidación de los contratos financieros a plazo. Se celebra el día anterior al de la entrega de la energía y en él compradores y vendedores intercambian energía para cada una de las 24 horas del día siguiente.



Análisis de la componente de mercado del precio de la electricidad

Todas las unidades de producción disponibles que no estén afectas a un contrato bilateral físico tienen la obligación de presentar ofertas para el mercado diario, excepto los productores en régimen especial. Los compradores en el mercado de producción de energía eléctrica son los comercializadores, los consumidores directos y los comercializadores de último recurso.

El mercado diario se caracteriza por ser de tipo marginalista, es decir, todos los generadores reciben un mismo precio, el cual se determina por el cruce de las curvas de oferta y demanda. Los vendedores y los compradores presentan ofertas de venta y compra al OMIE para cada hora del día siguiente, y del cruce de las curvas de oferta y demanda resulta el precio del mercado para cada hora del día siguiente y se identifican las ofertas “casadas” (las ofertas de venta y de compra que se convierten en compromisos firmes de entrega de energía).

Una vez que los vendedores han presentado sus ofertas al mercado para cada una de las horas del día siguiente, el OMIE las agrega y ordena por precio ascendente, resultando así la curva de oferta del mercado para cada hora.

Las ofertas se presentan por grupo generador con la excepción de las instalaciones hidráulicas, que pueden agregar distintas centrales de la misma cuenca, y se corresponden con los tramos reflejados en la curva de oferta. Las ofertas de los vendedores reflejan sus costes de oportunidad, y no sus costes totales o variables. Estas ofertas contienen, para todas las horas del día siguiente, hasta 25 combinaciones de precio y energía incrementales ordenadas por precios crecientes.

Análisis de la componente de mercado del precio de la electricidad

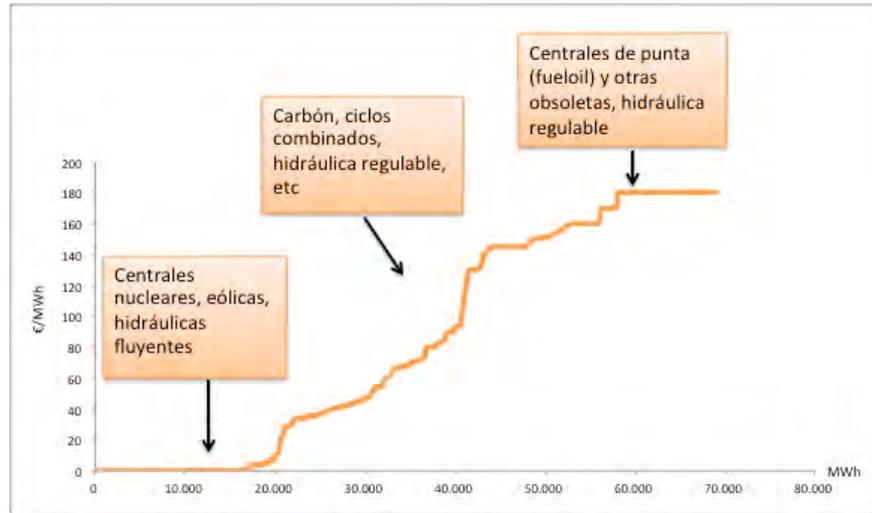


Figura 7-Curva de oferta

Fuente: Elaboración propia, datos OMEL

Al igual que en el caso de la curva de oferta, los tramos reflejados en la curva de demanda corresponden a determinados tipos de consumidores. Los CUR y muchos comercializadores suelen ofertar al máximo precio permitido (180 €/MWh), con el objetivo de asegurar que los consumidores tendrán la energía que demandan. Esto no significa que pagarán dicho precio, pagarán el que resulte de la casación en el mercado.

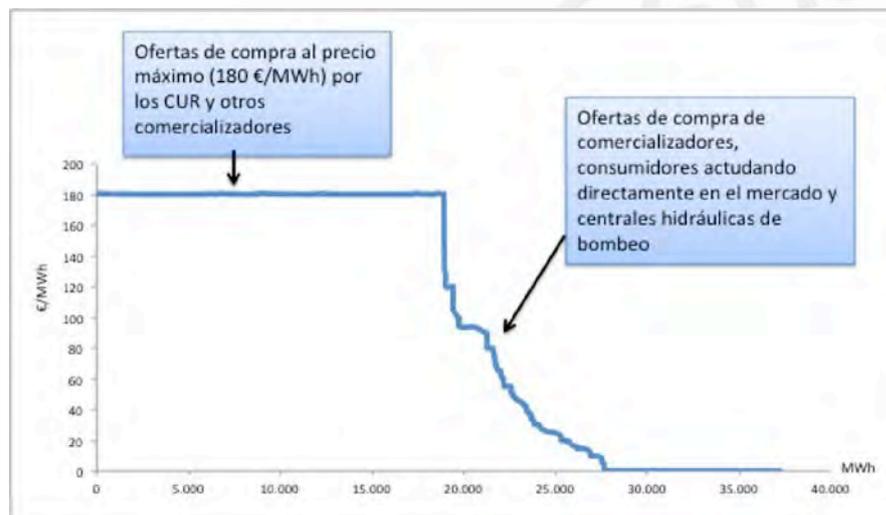


Figura 8-Curva de demanda



Análisis de la componente de mercado del precio de la electricidad

Fuente: Elaboración propia, datos OMEL

Se ordenan las ofertas de compra por precios decrecientes y las de venta por precios crecientes y se busca la intersección entre ambas. En la Figura 9 se muestra un ejemplo de determinación del precio en el mercado diario por casación.



Figura 9-Curvas agregadas de oferta y demanda

Fuente: Elaboración propia, datos OMEL

El precio en cada periodo horario será igual al precio del último tramo de la oferta de venta de la última unidad de producción cuya aceptación haya sido necesaria para atender la demanda que haya resultado casada. Una vez obtenido, el operador del mercado da el resultado de la casación, es decir los precios horarios y los programas de producción y consumo asignados a cada unidad para el día D.

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 (market-splitting), que consiste en hacer dos casaciones separadas, resultando en un precio distinto para cada uno de los dos países.



Análisis de la componente de mercado del precio de la electricidad

La Figura 10 muestra el precio resultante en ambos países para cada hora del día 27 de marzo de 2013 como resultado de la casación de oferta y demanda.

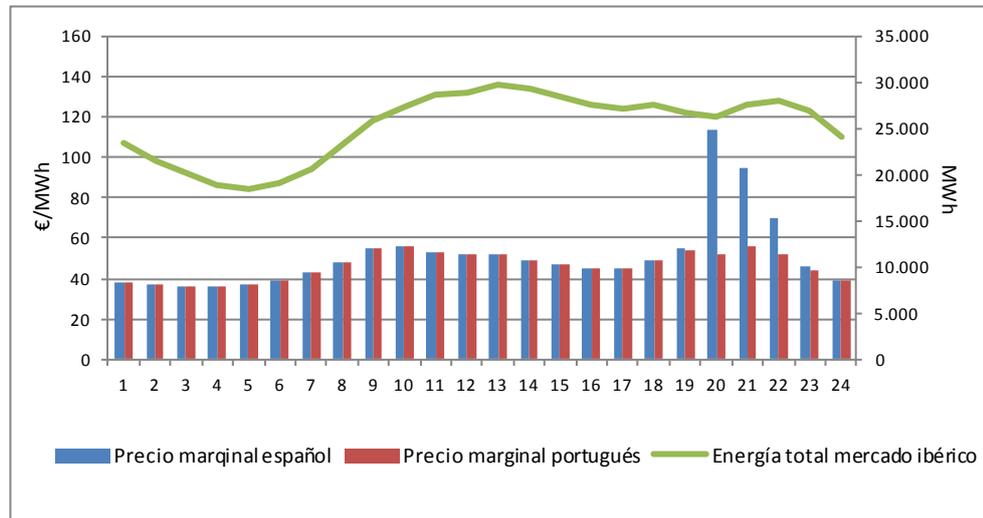


Figura 10-Precio horario del mercado diario – 27/3/2014

Fuente: Elaboración propia, datos OMEL

Ese día, el precio medio del mercado diario en España fue de 51,54 €/MWh, mientras que en Portugal fue de 41,47 €/MWh.

A continuación, se analizará la evolución de los precios medios horarios en 2013.

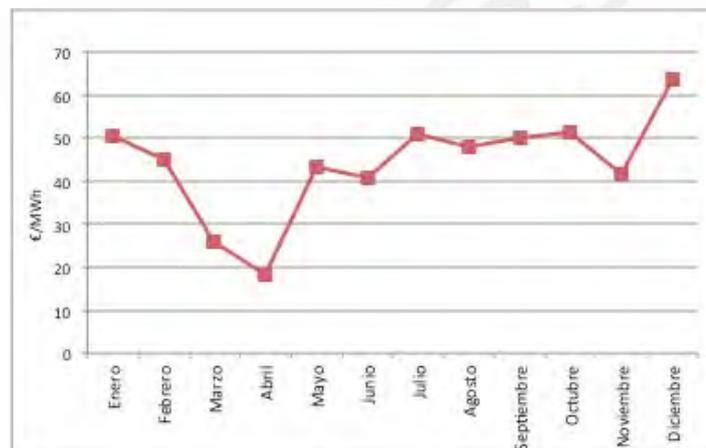


Figura 11-Media mensual del precio del mercado diario 2013

Fuente: Elaboración propia, datos OMEL



Análisis de la componente de mercado del precio de la electricidad

En abril de 2013 hubo una importante caída de precios en el mercado diario de electricidad, algunos días marcando incluso 0 €/MWh. Esto fue debido a una menor demanda y una mayor contribución de las energías renovables debido a meteorología favorable.

En cambio, en diciembre de 2013 los precios en el mercado diario aumentaron significativamente, y se llegaron a alcanzar los 80-90 €/MWh, llegando a niveles no registrados en el mercado ibérico de electricidad (MIBEL), zona española, desde el año 2002. Entre las causas de esta subida destacan:

- Una reducida producción eólica, que fue un 30% inferior al mismo periodo del año anterior y un 49% inferior al valor medio registrado en noviembre.
- Una elevada indisponibilidad de algunas centrales de generación, alcanzando en el mes de diciembre más de 6.000-8.000 MW indisponibles, cuando en el mismo periodo del año anterior se registraron 2.000-4.000 MW. En concreto, esta indisponibilidad corresponde a 3.510 MW de 4 centrales nucleares, entre 541 y 2.367 MW de instalaciones de carbón, entre 1.215 y 2.410 MW de instalaciones de ciclo combinado de gas, y entre 1.215 y 2.361 MW de instalaciones hidráulicas.
- Una elevada demanda de electricidad y una elevada demanda de gas natural convencional, motivado por reducidas temperaturas registradas en este periodo.

2.1.3 MERCADOS DE CORTO PLAZO O DE AJUSTES

Una vez celebrado el mercado diario, los mercados de ajuste son necesarios para mantener el sistema eléctrico en equilibrio físico y dentro de un nivel de seguridad adecuado. Se distingue entre los que tienen lugar el día antes de la entrega de energía eléctrica, una vez finalizado el mercado diario:

- Gestión de restricciones
- Gestión de los servicios complementarios



Análisis de la componente de mercado del precio de la electricidad

Y, por otro lado, los que tienen lugar durante el día de la entrega de energía eléctrica, desde unos pocos minutos antes del despacho hasta unas pocas horas antes:

- Mercados intradiarios
- Gestión de desvíos

2.1.3.1 Gestión de restricciones técnicas

Una vez celebrado el mercado diario y recibidas las ejecuciones de los contratos bilaterales físicos, REE evalúa la viabilidad técnica del programa de funcionamiento de las unidades de producción para garantizar la seguridad y fiabilidad del suministro en la red de transporte. Si éste no respeta la capacidad máxima de intercambio entre sistemas eléctricos, o los requisitos de seguridad, el procedimiento de solución de restricciones técnicas modifica los programas de los generadores siguiendo criterios técnicos (localización de la instalación) y económicos (orden de precedencia de las ofertas presentadas):

- Eliminando aquellos que provocan la restricción
- Incorporando producciones a determinados grupos

A continuación, el operador del sistema reequilibra el programa global de generación - demanda retirando o introduciendo grupos, de acuerdo con el orden de precedencia de las ofertas presentadas y respetando las limitaciones impuestas.

Gestión de restricciones por garantía de suministro

En 2010 se vio reducida de forma importante la demanda de carbón nacional para la producción de energía eléctrica, debido entre otras razones a la significativa contracción de la demanda de electricidad y al desarrollo de otras tecnologías de producción, en particular las renovables. Esto generó la aparición de un importante excedente de carbón que no pudo ser absorbido por los productores de energía.



Análisis de la componente de mercado del precio de la electricidad

Como medida de fomento del consumo de carbón autóctono para la generación de energía eléctrica, el 26 de febrero de 2011 se puso en marcha el mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro de acuerdo con lo previsto en el Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, realizando una serie de ajustes en el funcionamiento de este mercado.

La justificación para implementar este mecanismo fue la fiabilidad que aportan al sistema las centrales que utilizan carbón autóctono como combustible por tratarse de una producción gestionable y proveedora de servicios de ajuste del sistema, además de evitar la desaparición del parque generador de las centrales de carbón en el corto plazo. En todo caso el uso de carbón de origen autóctono no puede superar el límite del 15% de la cantidad total de energía primaria establecido en el artículo 25.1 de la Ley del Sector Eléctrico.

Además, en el Real Decreto se señalan las centrales que quedan adscritas a este mecanismo, los precios de retribución de la energía y los volúmenes máximos anuales de producción que podrán acogerse al sistema.

El Real Decreto modifica la ordenación del mercado de producción de energía eléctrica, estableciendo un nuevo servicio de ajuste del sistema denominado “resolución de restricciones por garantía de suministro”, que pasa a celebrarse inmediatamente después de la casación del mercado diario y es gestionado por el operador del sistema. Este ajuste *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*. La reducción de los programas se realizará en orden de mérito descendente de los niveles de emisión de CO₂ de las distintas instalaciones de producción. Como compensación, se establece una serie de pagos a las unidades retiradas e incluidas en un primer momento en el programa de funcionamiento del mercado diario. Por ello, este mecanismo supone un sobrecoste directo para el consumidor que contribuye a su financiación a través de los pagos por capacidad.



Análisis de la componente de mercado del precio de la electricidad

Las centrales de carbón que produzcan con carbón importado -más barato que el nacional- incrementarán sus costes, al sustituir un carbón más barato (el importado) por otro más caro (el nacional), provocando un desplazamiento en la curva de oferta del mercado diario y un encarecimiento del precio del mercado diario para toda la energía vendida y comprada en España. Por otra parte, se establece la retirada de centrales para incluir a las de carbón nacional teniendo en cuenta el orden de mérito descendente de los niveles de emisión de CO₂. Es decir, que para la retirada de energía, se relega el orden de mérito económico de las centrales, que ya incorporaba la eficiencia energética y medioambiental de cada una de ellas, a favor de un orden de mérito de emisiones de CO₂.

Además, las centrales de carbón nacional que no hayan casado inicialmente y sean incluidas en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro serán retribuidas por encima del precio de casación. Mediante este procedimiento, a través del mercado y de los pagos por capacidad, las centrales eléctricas que deben consumir carbón nacional, reciben una retribución regulada que viene a reconocer los costes incurridos por la compra de carbón, así como por el resto de costes variables y fijos incurridos por la central.

Esto producirá un sobrecoste sobre el precio del mercado diario que será repercutido, en último término, a los consumidores finales.

En cuanto a la financiación de los costes derivados de este sistema, se sufragan con cargo a los pagos por capacidad (*Ver 2.1.4*). En 2013 la partida de costes asociados a la resolución de garantía de suministro alcanza los 420 millones de Euros.

Por imperativo comunitario, las ayudas al carbón dejarán de aplicarse más allá de 2014. De esta forma, al contemplar el Real Decreto 134/2010 su fecha de finalización en 2014, al final de este año se suprimirá esta vía de ayudas al carbón nacional. Este hecho se notará en las tarifas, ya que los costes asociados a este mecanismo representan un 34% de los pagos por capacidad, pudiendo suponer 1,36 € menos por cada 100 € de factura .



Análisis de la componente de mercado del precio de la electricidad

Recientemente, los gobiernos de Asturias, Castilla y León y Aragón han puesto un recurso ante el Tribunal General de Justicia Europeo, oponiéndose a la decisión del Consejo que obliga a las minas que quieran seguir su actividad más allá de 2018 a devolver las ayudas recibidas, pero fue finalmente inadmitido.

Las ayudas al carbón se volverán a tratar en el Análisis de la Componente Regulada.

2.1.3.2 Gestión de los servicios complementarios

Los servicios complementarios, gestionados por REE, tienen como objetivo que el suministro se realice en las condiciones de seguridad y fiabilidad requeridas en todo momento y que puedan resolverse desequilibrios entre la generación y la demanda en tiempo real. Existen tres servicios complementarios básicos:

- **Regulación Primaria:** Su objetivo es la corrección automática y casi instantánea (30 segundos) de los desequilibrios de frecuencia por medio de los reguladores de velocidad. Este servicio es obligatorio y no tiene una remuneración adicional.

- **Regulación Secundaria o Banda de Regulación:** Permite disponer de una reserva de capacidad disponible muy flexible (deben responder en 30 segundos) para resolver de forma automática desequilibrios significativos entre generación y demanda. 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:** Es el mecanismo que permite restituir la reserva de banda en caso de que se use la banda secundaria por causa de una contingencia. Este servicio es de carácter obligatorio para las unidades de producción que pueden ofrecerlo. Así, todas las unidades de generación del



Análisis de la componente de mercado del precio de la electricidad

sistema que pueden variar su producción en un tiempo no superior a 15 minutos y mantener la variación durante 2 horas deben ofrecer toda su capacidad excedentaria al operador del sistema. El mercado de energía terciaria se celebra a última hora del día anterior al despacho. En él, los generadores envían ofertas por la variación máxima de su potencia a subir y a bajar. Al contrario que en el caso de la reserva secundaria, los generadores sólo perciben ingresos por este servicio si es utilizado por el OS.

2.1.3.3 Mercados intradiarios

El día de la entrega de energía eléctrica se celebra el mercado intradiario. Se trata de un mercado de ajustes al que pueden acudir como demandantes y oferentes los agentes que han participado en la sesión del mercado diario o en la ejecución de un contrato bilateral físico. Durante seis sesiones a lo largo del día, los generadores y comercializadores ajustan sus posiciones comerciales comprando y vendiendo energía según se va acercando la hora de ejecución de los mismos. Su funcionamiento es equivalente al mercado diario, es decir, el precio resulta de la casación de las curvas de oferta y demanda. Sin embargo, el nivel de energía negociada en este mercado es mucho menor (Figura 12).

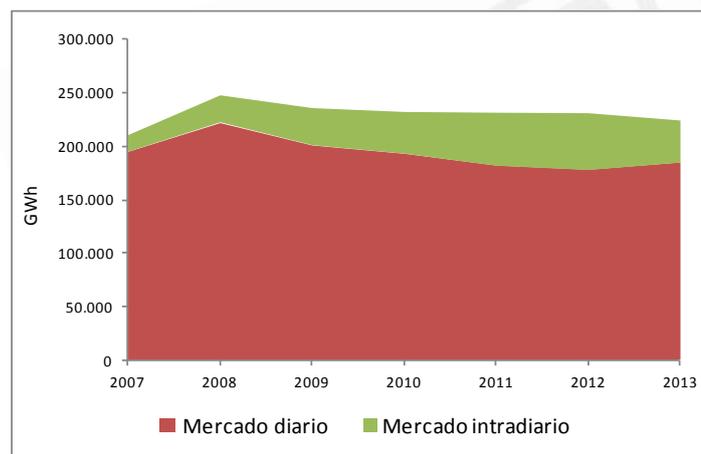


Figura 12-Comparación de energía adquirida en los mercados diario e intradiario

Fuente: Elaboración propia, datos OMEL



2.1.3.4 La gestión de desvíos

Su objetivo es ajustar la generación programada a la demanda prevista por el operador del sistema. Resuelve, casi en tiempo real, los desajustes entre la oferta y la demanda de electricidad.

Durante la operación normal, los agentes de producción de energía eléctrica comunican sus previsiones de desvíos generación-consumo originados por distintas causas a REE, a lo que se añaden las variaciones en la previsión de producción renovable. El mercado de gestión de desvíos solo se convoca en el caso de que el conjunto de los desvíos previstos durante el periodo entre dos mercados intradiarios superen los 300 MW en media horaria.

Este mercado de gestión de desvíos consiste en pedir ofertas a los generadores en el sentido opuesto a los desvíos previstos en 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 por reducir su programa de producción.

2.1.4 PAGOS POR CAPACIDAD

Los pagos por capacidad hacen referencia a un mecanismo regulado que se utiliza como *complemento al mercado para incentivar la inversión y la disponibilidad de generación* para cubrir la demanda en horas de punta del sistema, de forma que se dota al sistema eléctrico de mayor fiabilidad y eficiencia. Constituyen un ingreso de especial relevancia para centrales con unas pocas horas de funcionamiento, pero críticas para asegurar la garantía de suministro.

La justificación de implementar este mecanismo adicional a la retribución que obtienen las centrales por la venta de su energía eléctrica en el mercado mayorista



Análisis de la componente de mercado del precio de la electricidad

se basa en una serie de características del sector eléctrico, como son la existencia de un máximo en el mercado de producción que no permite reflejar el coste de oportunidad de la energía en periodos de escasez, una reducida interconexión con Europa, y una alta participación de energías renovables que saca a esas centrales de respaldo fuera del mercado.

Estos mecanismos son necesarios para cubrir eficientemente la demanda en periodos punta o en periodos de escasez de generación. Mediante los pagos por capacidad se retribuye a los proveedores de electricidad basándose en su demostrada habilidad para proporcionar energía al sistema en periodos de escasez, y permite incentivar su permanencia en actividad y disponibilidad en un sistema eléctrico.

Desde la liberalización del sector eléctrico en 1997 se consideró un mecanismo para la retribución de la capacidad de generación como complemento al resultado de mercado de producción. El artículo 16.1.c) de la Ley 54/1997 establecía que el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio podría establecer una retribución en concepto de garantía de potencia, en función de las necesidades de capacidad del sistema. Esta garantía de potencia era definida en función de la disponibilidad contrastada y tecnología de la instalación, tanto a medio y largo plazo como en cada periodo de programación, determinándose su precio en función de las necesidades de capacidad a largo plazo del sistema.

Con ello el diseño del mercado eléctrico en la citada Ley establece un sistema retributivo regulado que complementa el ingreso que se produce en el mercado eléctrico con el objeto de establecer una señal económica para incentivar la entrada de nueva capacidad en el mercado y para evitar el cierre de aquellas instalaciones que garantizan la seguridad del suministro eléctrico.

En la Ley 17/2007, de 4 de julio, se mantiene este mismo concepto pero pasa a denominarse retribución en concepto de pagos por capacidad, y la Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, establece bajo el concepto de pagos por



Análisis de la componente de mercado del precio de la electricidad

capacidad un pago diferenciado para el servicio de disponibilidad a medio plazo y el incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo.

Por un lado, el servicio de disponibilidad a medio plazo se diseña para promover la disponibilidad en un plazo temporal igual o inferior a un año de las instalaciones que a falta de pagos por este concepto pudieran no estar disponibles, para fomentar y mantener la garantía de suministro en el corto y medio plazo. Hace referencia a aquellas tecnologías que, con mayor probabilidad, pudieran no resultar programadas en los periodos de demanda punta, bien porque su funcionamiento regular en el mercado de energía les impide recuperar los costes fijos (como podría ser el caso de las centrales térmicas de fuel), o bien porque se trata de tecnologías en las que la materia prima puede almacenarse a bajo coste con la existencia, no obstante, de un cierto nivel de incertidumbre respecto a la distribución concreta del volumen de acopio y de su distribución temporal (las instalaciones hidráulicas regulables). No obstante, este pago no quedó plenamente desarrollado en esta Orden (que únicamente llegó a aplicarse con carácter transitorio en el periodo enero-julio 2008).

Por otro lado, el incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo es destinado exclusivamente a 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. Su retribución estará ligada a los 10 primeros años desde la puesta en marcha de la central o a los primeros 10 años de las inversiones medioambientales realizadas, sujeto a una mínima disponibilidad anual.

Entre 2007 y 2011, el descenso de la demanda, y el crecimiento de las energías renovables tuvieron un impacto significativo en los ingresos que recibían algunas centrales del régimen ordinario, debido a una reducción en sus horas de funcionamiento. Además, esta situación no pudo compensarse con una mayor producción destinada a otros mercados por la reducida capacidad de interconexión con los principales sistemas europeos. Por tanto, el carácter de bien público de la



Análisis de la componente de mercado del precio de la electricidad

disponibilidad de la potencia hace necesario que aquellas centrales de generación importantes para el sistema por su capacidad para adaptarse a las necesidades de demanda y para resolver la creciente producción de energía no gestionable, sean objeto de una retribución regulada.

Por estas razones, la 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, mantiene la diferenciación entre incentivo a la inversión y servicio de disponibilidad, desarrollando este último concepto como la puesta a disposición del Operador del Sistema (OS) de toda o parte de la potencia de una serie de instalaciones de producción.

A partir de esta orden, el servicio de disponibilidad a medio plazo estará destinado a promover la disponibilidad en un horizonte temporal anual para aquellas instalaciones térmicas de producción de energía eléctrica de régimen ordinario inscritas en la Sección Primera del Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica, que pudieran no estar disponibles en los periodos de punta del sistema a falta de la retribución por este concepto, al ser tecnologías marginales del mercado diario, es decir, las centrales de fueloil, las centrales de ciclo combinado y las de carbón, y también aquellas instalaciones hidráulicas de bombeo puro, bombeo mixto y embalse. Los pagos por disponibilidad se calculan en función de la potencia neta instalada de la central, así como de un índice de disponibilidad.

El Real Decreto ley 13/2012, de 30 de marzo, reduce los valores de incentivo de inversión inicialmente fijados en la Orden ITC/2794/2007 y revisados en la Orden ITC/3127/2011, con carácter excepcional para el año 2012, justificado, según su exposición de motivos, en la existencia de una situación de baja demanda de energía eléctrica y de un riesgo reducido de déficit en capacidad instalada.

Las siguientes tablas resumen de manera esquemática la evolución del pago por capacidad en el sistema eléctrico español, desglosadas en incentivo a la inversión y servicio de disponibilidad.



Análisis de la componente de mercado del precio de la electricidad

Incentivo a la inversión €/MW año durante los 10 primeros años	Orden 3127/2011	Real Decreto ley 13/2012
Inversiones realizadas a partir de 1998	26.000	23.400
Centrales con inversiones medioambientales (para reducir emisiones de óxidos de azufre y plantas de desulfuración)	8.750	7.875

Tabla 1-Retribución del incentivo a la inversión y servicio de disponibilidad vigentes establecidos en la Orden ITC3127/2011 y en el RD 13/2012

Fuente: Elaboración propia, datos CNE

Servicio de disponibilidad €/MW año €/MW año aplicación transitoria de un año	Orden 3127/2011
Ciclos combinados	4.697
Centrales de carbón	4.702
Centrales de fueloil	4.517
Centrales hidráulicas de embalse y de bombeo	1.221
Centrales hidráulicas fluyentes	0
Centrales de régimen especial	0

Tabla 2-Retribución por disponibilidad en la Orden ITC3127/2011

Fuente: Elaboración propia, datos CNE

En 2013 la partida de costes asociada a los pagos por capacidad alcanzará 1.231 millones de Euros, de los que la mitad son destinados al incentivo a la inversión. Además, dentro de la partida de costes destinados a los pagos por capacidad se incluyen también los costes resolución de restricciones por garantía de suministro, con el objetivo de incentivar el consumo de carbón nacional.



Análisis de la componente de mercado del precio de la electricidad

	Miles €
Incentivo a la inversión	619.816
Incentivo a la disponibilidad	192.512
Resolución restricciones por garantía de suministro	419.563
Coste pagos por capacidad	1.231.891

Tabla 3-Previsión de pagos por capacidad 2013

Fuente: Elaboración propia, datos CNE

Por tanto, en concepto de pago por capacidad el consumidor abonará una cantidad de aproximadamente 5 €/MWh que servirá para cubrir las tres partidas mostradas en la Tabla 3. Este cargo se añadirá al resultado de mercado mayorista, de forma que se considera dentro de la componente de mercado del precio de la energía eléctrica y no como peaje de acceso, a pesar de tratarse de un coste regulado del sistema.

2.2 COSTES A AÑADIR AL RESULTADO DEL MERCADO MAYORISTA

Una vez conocido el precio resultante del mercado mayorista y antes de entrar en el proceso de transporte, debe tenerse en cuenta que a la hora de comprar electricidad en el mercado, los precios responden a subastas horarias oferta-demanda resueltas el día anterior, con previsiones de consumo. El hecho de que la electricidad no se almacene y que sea imposible prever la demanda exacta para cada hora del día hace necesarios una serie de procesos de ajuste, que afectarán al precio de partida.

De esta forma, al resultado de los mercados o subasta se le añaden los costes que suponen los mercados de ajuste y los pagos por capacidad antes mencionados.



Análisis de la componente de mercado del precio de la electricidad

Servicios de ajuste	Valores medios 2013 (€/MWh)
Sobrecoste mercado intradiario	-0,07
Sobrecoste restricciones	3,26
Sobrecoste procesos del OS	2,25
Pago por capacidad	5,28
TOTAL	10,72

Tabla 4-Detalle de los servicios de ajuste medios 2013

Fuente: Elaboración propia, datos OMEL

En 2013 el precio medio resultado del mercado fue de 45,98 €/MWh, y añadiendo los sobrecostos de ajuste anteriores, éste aumenta hasta 56,7 €/MWh.

	Valores medios 2013 (€/MWh)	
Resultado del mercado	10,72	19%
Servicios de ajuste	45,98	81%
Precio del mercado	56,7	100%

Tabla 5-Detalle precio del mercado 2013

Fuente: Elaboración propia, datos OMEL

Comprobamos que la componente de mercado del precio de la electricidad no depende únicamente del coste de producción de la misma, y a continuación se muestra el desglose de esta componente.



Figura 13-Composición del de la componente de mercado, 2013

Fuente: Elaboración propia, datos OMEL



Análisis de la componente de mercado del precio de la electricidad

En la Figura 14 se analiza la evolución que cada componente ha tenido desde 2009. Cabe destacar que mientras en los dos últimos años el precio del mercado diario ha disminuido, los costes procedentes de los pagos por capacidad, procesos del OS y restricciones han aumentado su proporción en el precio final. En 2009 estos sobrecostes supusieron un 13% de la componente de mercado, habiendo crecido hasta un 20% de la componente de mercado en 2013.

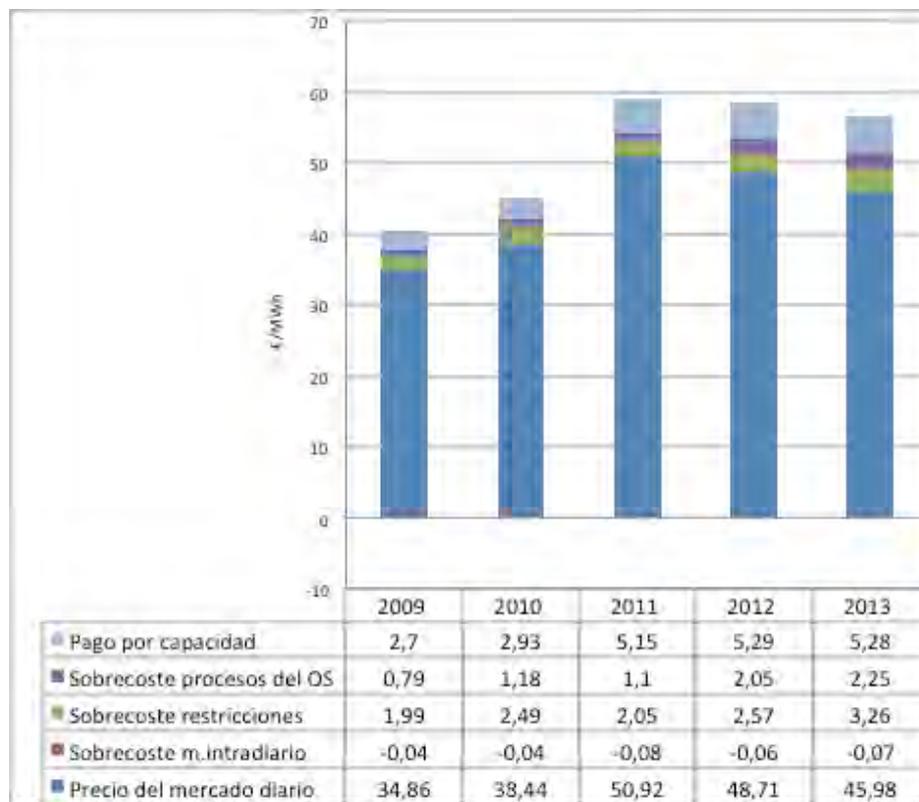


Figura 14-Evolución de la componente de mercado del precio final

Fuente: Elaboración propia, datos OMEL

Este precio es el correspondiente a la energía eléctrica antes de entrar a las redes de transporte y distribución, es decir, la componente de mercado del precio que pagará el consumidor. Representa entre un 30 y un 40% del precio final que paga el consumidor.



Análisis de la componente de mercado del precio de la electricidad

Más adelante, al precio correspondiente a la componente de mercado habrá que añadirle el coeficiente por pérdidas en el transporte y la componente regulada del precio, los peajes de acceso a la red.

2.3 PÉRDIDAS

El paso de electricidad por las redes de transporte y los sucesivos procesos de la tensión de alimentación para adaptarla a la del punto de consumo produce pérdidas. El consumidor será el que soporte estas pérdidas, ya que deberá comprar la electricidad que consume, medida por el contador, más la que se pierda en su transporte.

De esta forma, la componente de mercado del precio antes calculada (Figura 15) se verá afectada por un coeficiente de pérdidas estándares para elevar a barras de central el consumo leído en el contador. En España, las pérdidas medias suponen alrededor del 14%.

2.4 COMPARATIVA CON EUROPA

Se van a comparar los precios resultantes del mercado en España con los de otros países europeos. En la Figura 15 se comparan datos en forma de media mensual de los precios mayoristas de electricidad del mercado diario español (OMEL) con otros mercados clave europeos, desde enero hasta diciembre de 2013.

EPEX SPOT es un mercado constituido por Francia, Alemania, Austria y Suiza. Desde su creación en 2008, en este mercado se negocia más de un tercio de la consumición europea de energía eléctrica. Nordpool SPOT es el mercado que integra a los países nórdicos, y APX el mercado mayorista del Reino Unido.



Análisis de la componente de mercado del precio de la electricidad

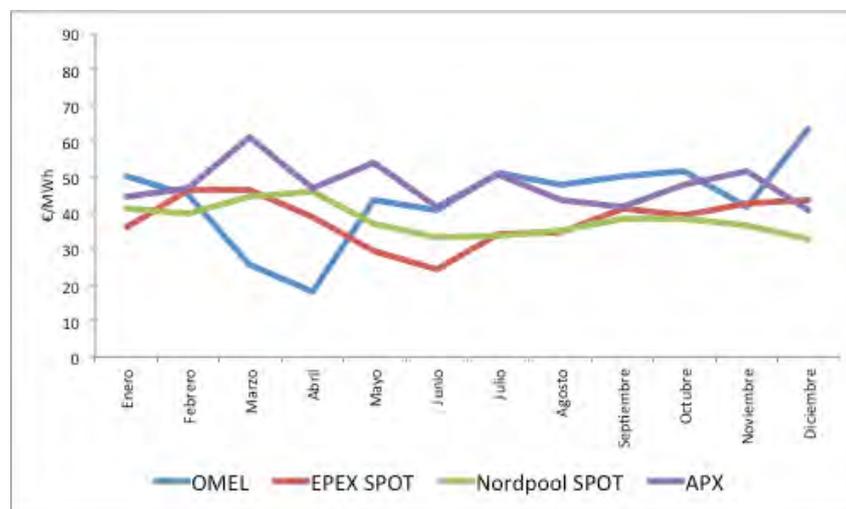


Figura 15-Comparación de precios mayoristas mensuales en mercados eléctricos europeos

Fuente: Elaboración propia

- Se comprueba que hay diferencias de precio según mercados, pero en momentos puntuales se aprecia una tendencia hacia la convergencia.
- Los precios de Nordpool SPOT y del Mercado español (OMEL) dependen de forma importante de la disponibilidad de energía hidroeléctrica en ese momento. Por ejemplo, entre marzo y abril de 2013, las reservas de agua existentes en España eran grandes, por lo que los precios mayoristas se vieron afectados y fueron más bajos de lo normal.
- Precios mayoristas altos en Reino Unido resultan de su dependencia del gas natural. Además, durante 2013 tuvieron que complementar su generación con importaciones, para satisfacer la demanda interna de energía eléctrica. Esto también causó que los precios mayoristas del mercado APX fueran mayores.
- En Europa central los precios están determinados por la generación de energías renovables en Alemania, y por la disponibilidad nuclear en Francia. De esta forma, altos niveles de generación renovable hacia la mitad de 2013 ayudaron a disminuir el precio mayorista del EPEX SPOT.



Análisis de la componente de mercado del precio de la electricidad

Hay que tener en cuenta que no existe un mercado europeo. En el momento en el que un consumidor pueda ser abastecido por cualquier proveedor en el ámbito de mercado de la UE, habrá más competencia en los diferentes mercados europeos, y sus precios serán más parecidos. La limitación a esta situación son las líneas de transporte existentes.

2.5 CONCLUSIONES

Con respecto a la diferencia de precios finales en Europa la situación cambia. En este caso, si las diferencias de precio final son mayores que las de precios mayoristas, serán los reguladores de cada país los que fijando los peajes de acceso, con los que se financian los costes del sistema, estén marcando los precios finales.

La Figura 16 permite comparar el nivel de nuestros precios eléctricos con el resto de países de la UE. Los precios corresponden a los precios finales medios, sin impuestos, del primer semestre de 2013.

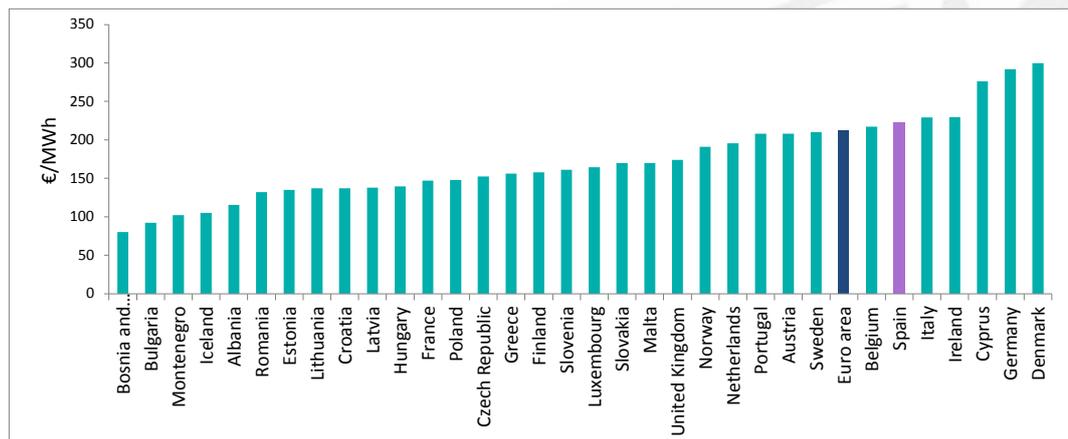


Figura 16-Precios finales para un consumidor doméstico, primer semestre 2013

Fuente: Elaboración propia, datos Eurostat

Se comprueba que el precio de la factura eléctrica sin impuestos en España es mayor que la media europea. Pero es igual de importante conocer la evolución de



Análisis de la componente de mercado del precio de la electricidad

los precios eléctricos en los últimos años, por lo que en las Figuras 17 y 18 se muestra la evolución del precio final sin impuestos para consumidores domésticos e industriales en España con respecto a la media europea.

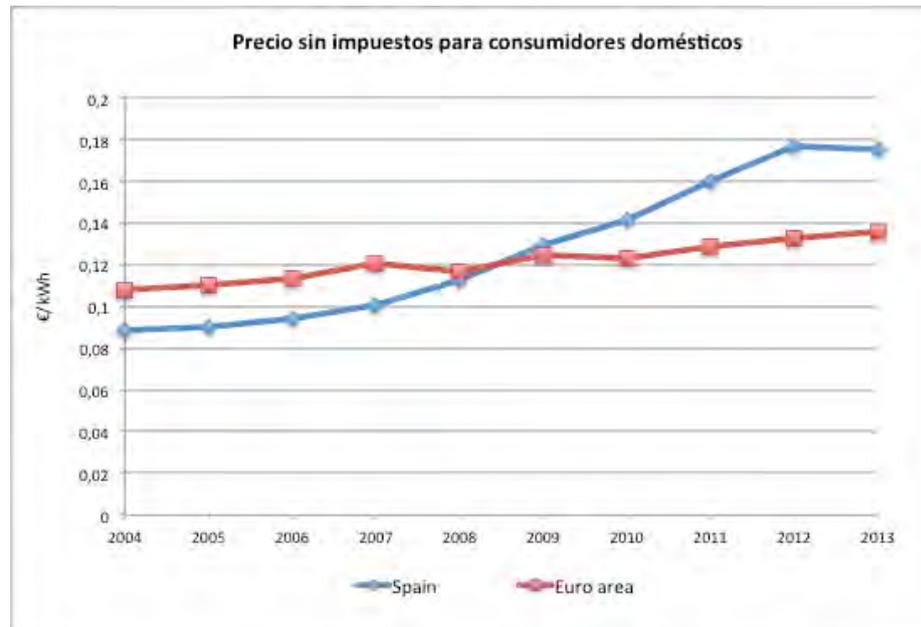


Figura 17-Evolución de los precios finales de electricidad (sin impuestos) para consumidores domésticos

Fuente: Elaboración propia, datos Eurostat



Análisis de la componente de mercado del precio de la electricidad

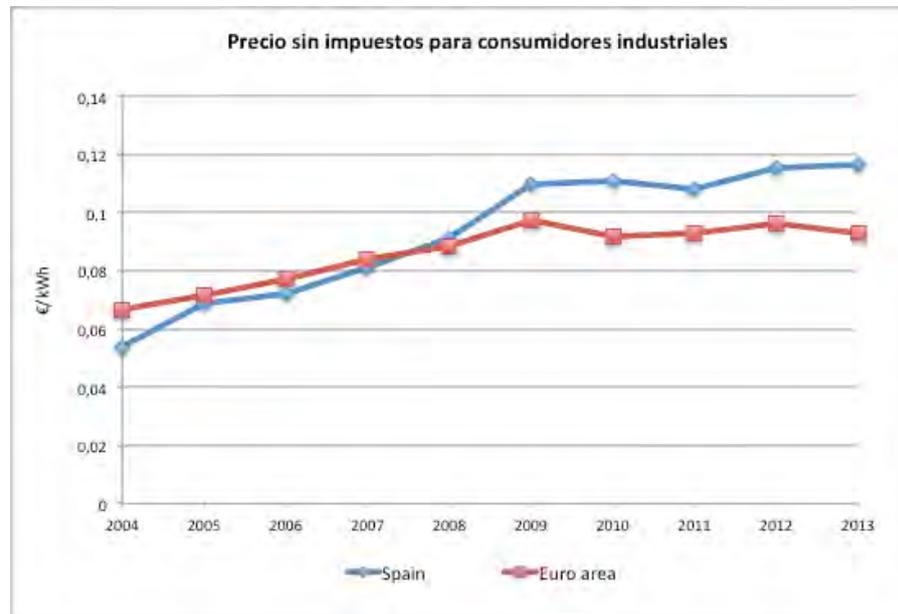


Figura 18-Evolución de los precios finales de electricidad (sin impuestos) para consumidores industriales

Fuente: Elaboración propia, datos Eurostat

España ha pasado de tener un precio de energía eléctrica de entre los más baratos de Europa a uno de los más caros, y en una subida muy pronunciada. Desde 2004, en solo 9 años los precios domésticos han crecido un 94% y los precios industriales han pasado a ser más del doble, creciendo un 122%.

En el caso español, mientras los precios mayoristas del último año se ha situado en el entorno de las economías europeas, el precio final que pagan los consumidores alcanza niveles superiores a los de los países de su entorno. De esta forma se intuye que la causa de los elevados precios responderá a su componente regulada.



Capítulo 3 ANÁLISIS DE LA COMPONENTE

REGULADA DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD

Como ya se ha mencionado anteriormente, el precio que paga un consumidor doméstico por la energía eléctrica que consume no corresponde solamente el derivado al coste de producir esa energía, sino que incluye los costes que tiene el sistema eléctrico. Estos costes se recogen en la componente regulada del precio de la electricidad, y se denominan peajes de acceso a la red, representando casi la mitad de la factura eléctrica.

3.1 LOS PEAJES DE ACCESO

La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico establece por primera vez los peajes o tarifas de acceso, que incluían los costes correspondientes al uso de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, actividades que, dadas sus características intrínsecas, constituyen monopolios naturales.

Asimismo, esta Ley establecía en su artículo 19.1, que “los consumidores deberán abonar, además de los costes derivados de las actividades necesarias para el suministro de energía eléctrica, los costes permanentes del sistema y los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento en la proporción que les corresponda”.

De esta forma, los peajes de acceso a las redes se establecen en base a los costes de las actividades reguladas del sistema, incluyendo los costes de transporte y distribución, los costes permanentes y los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, de forma que cubren todos los costes del sistema, exceptuando el coste de la energía y el coste de gestión del comercializador. El Ministro de



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

Industria, Energía y Turismo es el encargado de fijar estos peajes, que deben ser revisados anualmente, aunque en circunstancias que afecten de un modo relevante a los costes regulados, el Ministerio podrá hacer revisiones con una periodicidad máxima trimestral.

Estos costes son repercutidos a todos los consumidores de energía eléctrica, con independencia de que adquieran la energía a precio libre o precio regulado, teniendo en cuenta las especialidades por niveles de tensión y las características de los consumos por horario y potencia. Son únicos en todo el territorio nacional y no incluyen ningún tipo de impuestos.

3.1.1 ESTRUCTURA DE LOS PEAJES DE ACCESO

Los peajes de acceso se componen de un término de facturación de potencia (T_p) y un término de facturación de energía (T_e). De esta manera, el coste del acceso depende tanto de la potencia contratada como del consumo que se haya realizado y marque el contador.

Adicionalmente, pueden añadirse los siguientes recargos al peaje de acceso:

- Complemento por reactiva, en caso de que el factor de potencia sea inferior a 0,95.
- Penalizaciones por exceso de potencia, en caso de que la potencia demandada supere la contratada.

Las tarifas de acceso se diferencian por niveles de tensión en tarifas de baja tensión y tarifas de alta tensión. Dentro de las tarifas de baja tensión ($T \leq 1$ kV), según la tensión a la que se haga la acometida y según se aplique discriminación horaria o no, se distinguen las siguientes tarifas:

- Tarifa 2.0A: tarifa simple para baja tensión, con potencia contratada no superior a 10kW. Tiene tres modalidades, dependiendo de si no se considera discriminación horaria (Tarifa 2.0A) o si, en cuyo caso se puede distinguir entre discriminación horaria de dos periodos (Tarifa 2.0DHA) y discriminación horaria supervalles (Tarifa 2.0DHS), de tres periodos.



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

- **Tarifa 2.1A:** tarifa simple para baja tensión, con potencias contratadas entre 10 y 15 kW. Se distinguen las mismas modalidades que en la 2.0A, es decir, sin discriminación horaria (Tarifa 2.1A), discriminación horaria (2.1DHA) y discriminación horaria supervalle (2.1DHS).
- **Tarifa 3.0A:** tarifa general para baja tensión, con potencia contratada superior a 15 kW.

Los peajes de acceso en vigor desde el 1 de febrero de 2014 para baja tensión son los mostrados en la Tabla 6.

Tarifa	Tp [€/kW año]				Te [€/kWh]			
	Sin DH	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Sin DH	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
2.0A	38,043476	-	-	-	0,044027	-	-	-
2.1DHA	38,043476	-	-	-	-	0,062012	0,002215	-
2.1DHS	38,043476	-	-	-	-	0,062012	0,002215	0,000886
3.0A	44,44471	-	-	-	0,05736	-	-	-
2.1DHA	44,44471	-	-	-	-	0,074568	0,013192	-
2.1DHS	44,44471	-	-	-	-	0,074568	0,013192	0,006596
3.0A	-	40,728885	24,43733	16,291555	-	0,018762	0,012575	0,00457

Tabla 6-Peajes de acceso para baja tensión aplicables a partir del 1 de febrero

Fuente: Elaboración propia

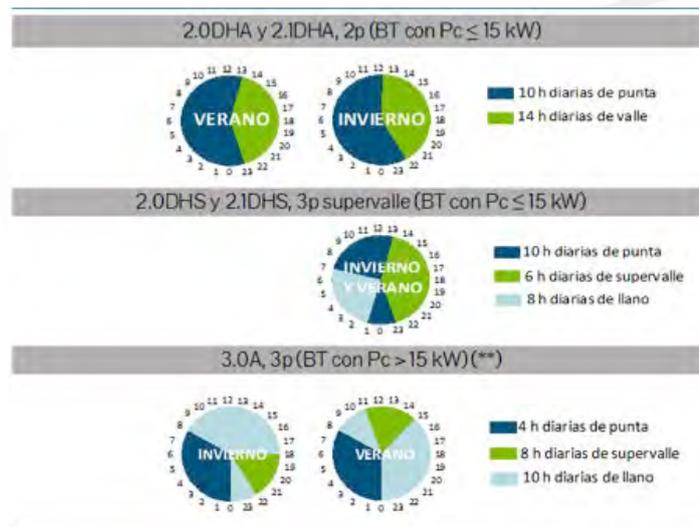


Figura 19-Periodos de consumo

Fuente: EYS



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

Las tarifas de baja tensión que no cuentan con discriminación horaria son la 2.0A y 2.1A, para las que los valores de los términos de potencia y energía son constantes. Para el resto de tarifas, estos valores varían en función del período en el que se realice el consumo de energía eléctrica. En un periodo punta en el que habrá mayor demanda y por tanto mayores costes, ambos términos serán superiores a los correspondientes a un periodo valle.

Las tarifas 2.0DHA y 2.1DHA de baja tensión distinguen solo entre dos periodos, habiendo 10 horas de periodo punta cada día, entre las 13:00 y las 23:00 o entre las 12:00 y las 22:00, según sea verano o invierno. El 1 de octubre de 2011 entraron en vigor las tarifas de acceso con discriminación horaria supervalle, la 2.0 DHS o la 2.1 DHA, diseñadas especialmente para la actividad de los gestores de cargas del sistema, agentes que ofrecen servicios de recarga energética (por ejemplo de vehículos eléctricos). Estas tarifas distinguen 3 periodos cada día, 6 horas de punta, 8 de valle, y 10 de llano.

Para un consumidor medio (tarifa 2.0, potencia contratada=5,5 kW y energía consumida=339 kW en 56 días), se muestra en la Figura 20 la evolución en los términos de potencia y energía de la tarifa de acceso. Recientemente se han producido cambios importantes en la estructura de la tarifa, ganando peso el término de potencia frente al de energía. En 2010 el término de potencia representaba el 41%, mientras que a partir del 1 de febrero de 2014, este término pasa a representar el 68%. Para este consumidor medio, en 2014 los peajes de acceso le supondrán un coste de 306 € correspondiendo 209 € al término de facturación de potencia, y 97 € al de energía.

Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

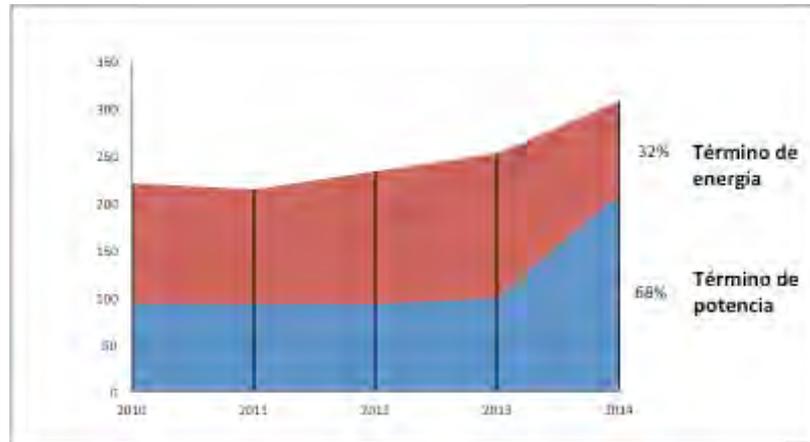


Figura 20-Evolución términos potencia y energía de los peajes de acceso

Fuente: Elaboración propia

Para la tarifa 3.0A (consumidores de más de 15 kW de potencia contratada en BT), el término de potencia se ha visto incrementado en 4 años en un 158%, y en la tarifa 2.0 ha visto un incremento en un 112%. El término de energía ha perdido peso en todas las tarifas, habiéndose visto reducido un 73% en el caso de la tarifa 3.0 y un 36% en la tarifa 2.0A.

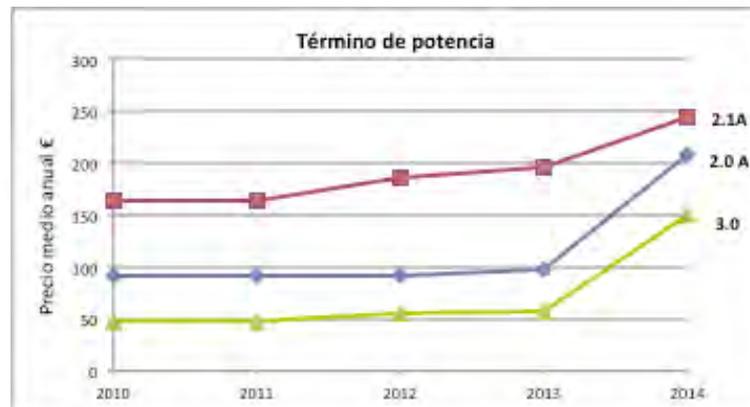


Figura 21-Evolución término potencia de peaje de acceso para diferentes tarifas

Fuente: Elaboración propia



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

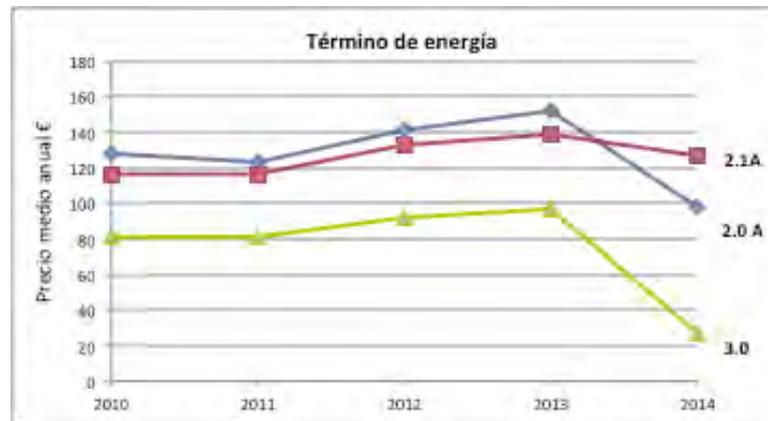


Figura 22-Evolución término de energía de peaje de acceso para diferentes tarifas

Fuente: Elaboración propia

La suma de los términos mencionados constituye, a todos los efectos, el precio máximo de estas tarifas de acceso a las redes. En cualquier caso, las diferencias entre las tarifas de acceso máximas aprobadas y las que, en su caso, apliquen las empresas distribuidoras por debajo de las mismas serán soportadas por éstas.

3.1.2 PEAJES DE ACCESO PARA LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN

Con el Real Decreto 1544/2011, 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.

3.2 DESGLOSE DE LOS COSTES DE ACCESO

En el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, se establece que las tarifas de acceso a las redes incluirán los siguientes costes:

- Los costes de transporte de energía eléctrica
- Los costes de distribución de energía eléctrica



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

- Los costes de comercialización
- Los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento
 - Moratoria nuclear
 - Stock básico del uranio
 - Segunda parte del ciclo del combustible nuclear
 - Servicio de interrumpibilidad
 - Primas régimen especial
- Los costes permanentes
 - Compensación de los sistemas extrapeninsulares
 - Operador del sistema
 - Operador del mercado
 - Comisión Nacional de Energía
 - Costes de transición a la competencia
 - Costes asociados al déficit de tarifa
- Se incluyen como costes otros ingresos o pagos resultantes de los transportes intracomunitarios o de las conexiones internacionales.

Para garantizar el principio de suficiencia de ingresos, es decir, que éstos sean suficientes para la cobertura de todos los costes regulados del sistema, los peajes de acceso deben ser calculados por la Administración como la adición de todos los costes que los componen.

3.2.1 COSTES DE ACCESO ESTIMADOS PARA 2013

El detalle de los costes estimados para cada una de las distintas actividades del sistema eléctrico que se deben recuperar a través de los peajes de acceso en el año 2013, son los que se muestran en la Tabla 7.



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

Coste de acceso	Miles €	
Coste Transporte	1.672.136	8,51%
Retribución transporte	1.664.636	8,47%
Incentivo disponibilidad	7.500	0,04%
Coste distribución	5.417.743	27,58%
Retribución distribución	5.253.539	26,74%
Incentivo pérdida y calidad	164.204	0,84%
Coste Gestión Comercial	56.701	0,29%
Costes de diversificación	9.874.500	50,27%
Primas RE	9.050.000	46,07%
Servicio de interrumpibilidad	748.900	3,81%
Resto	75.600	0,38%
Costes permanentes	20.997	0,11%
Cuotas	20.997	0,11%
Compensación extrapeninsular		
Anualidades déficit actividades reguladas	2.601.990	13,25%
TOTAL COSTES DE ACCESO	19.644.067	

Tabla 7-Previsión de los costes de actividades 2013

Fuente: Elaboración propia a partir de la previsión de los costes del sistema para el año 2013 según la Orden IET/221/2013 de Febrero 2013

De esta manera, para que en el año 2013 no se produjera déficit, se deberían recaudar 19.644 M€ a través del cobro de los peajes de acceso, que tendrán la composición mostrada en la Figura 23.

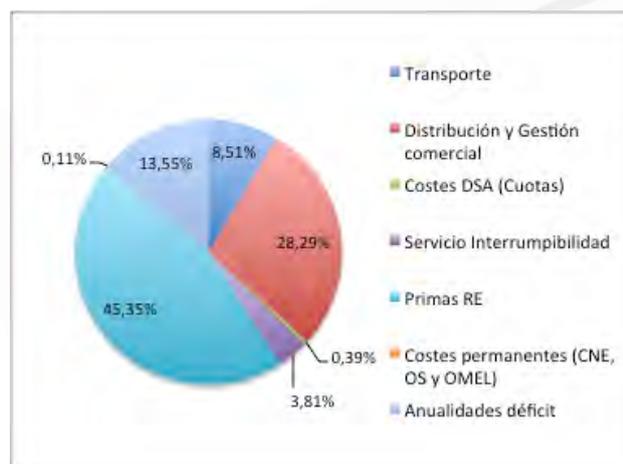


Figura 23-Composición costes de acceso para 2013

Fuente: Elaboración propia con datos Orden IET/221/2013



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

En la Figura 24 se muestra la evolución desde 1998 a 2013 de las diferentes partidas de costes regulados agregados por conceptos.

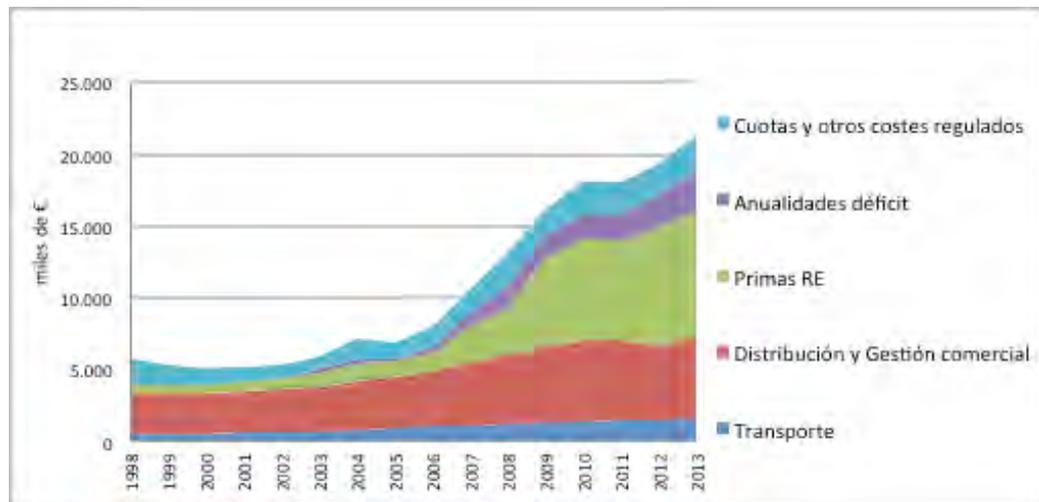


Figura 24-Evolución de los costes regulados

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Informe 3/2013 de la CNE del 12 de febrero de 2013

Se comprueba que entre 1998 y 2013 los costes regulados han aumentado un 350%. Este incremento se debe sobre todo a los costes de las primas al régimen especial, que han pasado a representar casi la mitad de los costes regulados del sistema. También desde 2002 contribuyen al incremento de estos costes las anualidades para recuperar los déficits de ingresos producidos desde ese año.

Por otro lado, los costes de las actividades propiamente de red (transporte y distribución) han crecido desde 1998 a un ritmo muy inferior al de otras partidas de costes, perdiendo con los años peso dentro de los costes regulados: los costes de transporte y distribución han pasado de representar casi la totalidad de los costes de acceso a la red en el año 2000 a apenas un 30% en el año 2013 (Figura 25).



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

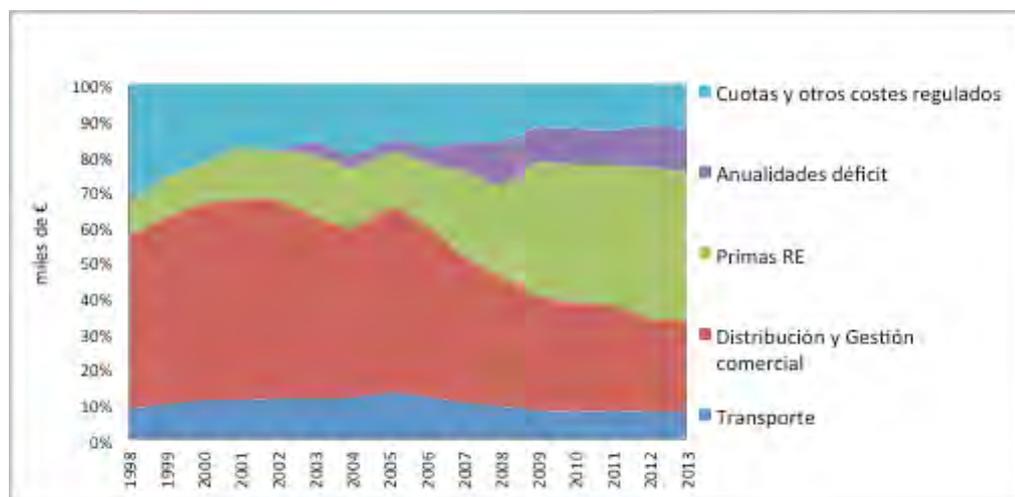


Figura 25-Evolución de los costes en porcentaje total

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Informe 3/2013 de la CNE del 12 de febrero de 2013

3.2.2 COSTES DE TRANSPORTE

La actividad de la red de transporte es la de llevar la energía eléctrica desde el lugar de su generación hasta los puntos de conexión con las redes de distribución, o bien hasta grandes consumidores industriales que estén conectados directamente a la red de transporte. La red de transporte en España está formada por las líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones iguales o superiores a 220 kV, aquellas otras instalaciones con tensión inferior a 220 kV pero que cumplan funciones de transporte, y las instalaciones de interconexión internacional y con los sistemas insulares y extrapeninsulares. Constituye un monopolio natural, del que Red Eléctrica Española es su gestor y encargado de su planificación.

Los costes de esta actividad se establecen administrativamente de acuerdo a los costes de inversión, de operación y mantenimiento y de gestión de las redes de transporte, de forma que se cubran todos los costes de prestación del servicio y se incentive la disponibilidad y eficiencia de las instalaciones.



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

La retribución del transporte alcanza la cifra de 1.672 millones de € previstos para 2013, lo que supone un 8,51% del total de costes regulados.

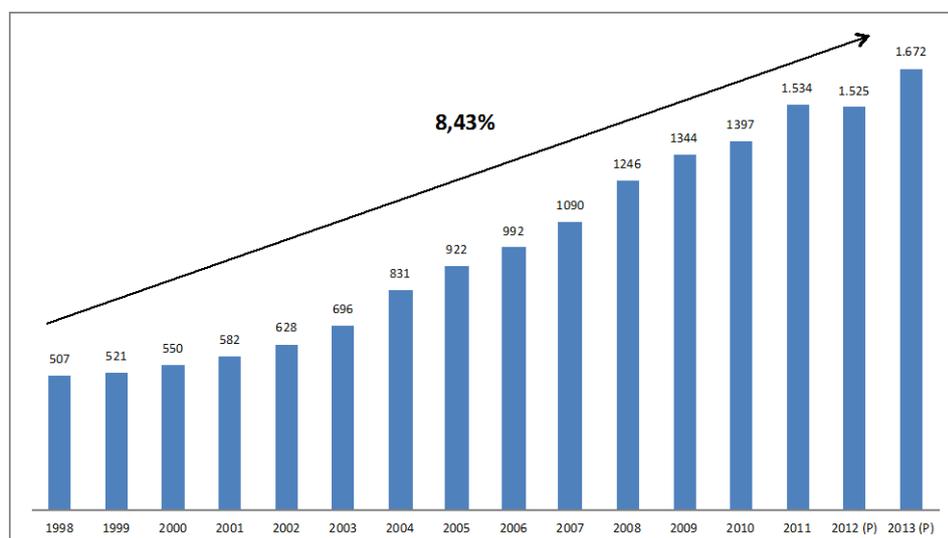


Figura 26-Evolución costes de transporte en millones de Euros

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Informe 3/2013 de la CNE del 12 de febrero de 2013

3.2.3 COSTES DE DISTRIBUCIÓN Y GESTIÓN COMERCIAL

La distribución eléctrica tiene como objeto la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte hasta el consumidor final. La red de distribución en España la constituyen las líneas de tensión inferior a 220 kV que no se consideren incluidas en la red de transporte, y otros elementos (comunicaciones, protecciones, control, etc.) necesarios para llevar a cabo la actividad de distribución. La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico establece que la distribución de energía eléctrica tiene carácter de actividad regulada, cuya retribución se fija administrativamente. Esta tiene consideración de coste regulado del sistema y, como tal, es recaudado a través de las tarifas de acceso o peajes.

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



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

distribuidora, sometida a los criterios de eficiencia, calidad del suministro y minimización de las pérdidas eléctricas. La retribución de la distribución adopta, en consecuencia, un esquema diferente al de transporte, estableciéndose administrativamente de acuerdo a los costes de inversión, de operación, mantenimiento y gestión de las redes de distribución, y de incentivos sobre de calidad de suministro y sobre las pérdidas.

Para su cálculo, el regulador utiliza el “Modelo de Red de Referencia del Sistema Eléctrico Nacional”, que trata de optimizar el diseño y la expansión de las redes de distribución minimizando los costes de las instalaciones, siguiendo los criterios técnicos de planificación establecidos por el regulador.

La retribución alcanza la cifra de 5.560 millones de € previstos para 2013, lo que supone casi un 30% del total de costes regulados.

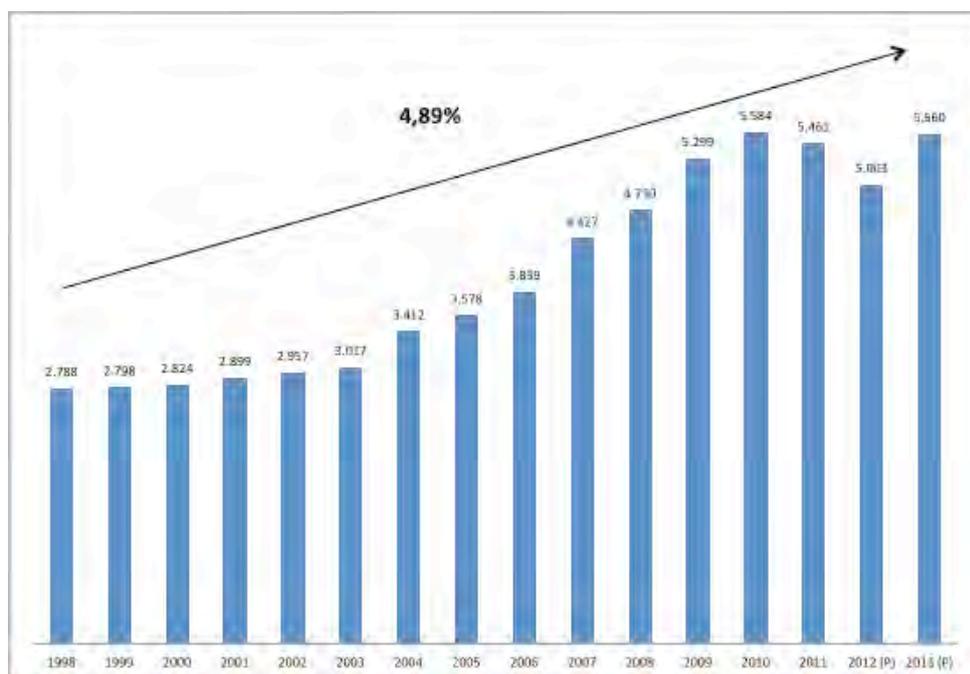


Figura 27-Evolución costes de distribución y gestión comercial en millones de Euros

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Informe 3/2013 de la CNE del 12 de febrero de 2013



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

En la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, se da una previsión de los costes de distribución y gestión comercial para 2013, que desglosados son los siguientes.

- Retribución a la actividad de distribución correspondiente a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes: 4.903.972 miles de €
- Retribución a la actividad de distribución y gestión comercial para las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes: 349.567,274 miles de €
- Retribución en concepto gestión comercial realizada por las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes: 56.701 miles de €
- Incentivo de calidad del servicio correspondiente a la retribución del año 2011 asociada al grado de cumplimiento de la calidad de servicio del año 2010: 74.204 miles de €

Estas cantidades serán liquidadas con cargo a las liquidaciones de las actividades reguladas a partir de 2013.

3.2.4 COSTES DE DIVERSIFICACIÓN Y SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO

3.2.4.1 Primas al régimen especial

La actividad de generación en Régimen Especial (RE) está constituida por aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica, cuya potencia no supere los 50 MW, a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Tendrán esta consideración las instalaciones que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas siempre que supongan un alto rendimiento energético, instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante, instalaciones que utilicen como energía primaria



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

residuos no renovables y aquellas instalaciones de tratamiento y reducción de los residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios, con una potencia instalada igual o inferior a 25MW, cuando supongan un alto rendimiento energético.

Entre los beneficios de estas tecnologías se encuentran la disminución de emisiones contaminantes y gases de efecto invernadero, un menor impacto sobre el entorno, y la disminución del consumo de combustibles fósiles. Sin embargo, algunos tipos de recursos renovables, como el eólico y el solar pueden presentar un elevado nivel de aleatoriedad e impredecibilidad en su producción. Al ser intermitente su producción no aportan seguridad de suministro al sistema eléctrico en un instante concreto, que deberá ser aportada por otras tecnologías.

En muchos casos se trata de tecnologías en fase de desarrollo y que tienen por lo tanto unos costes asociados superiores a otras tecnologías. Es por ello que se establecen unas ayudas económicas para favorecer la incorporación de estos generadores de régimen especial al sistema eléctrico y acelerar el desarrollo a gran escala de tecnologías limpias. Estas ayudas son las denominadas primas al Régimen Especial, y 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.

En su origen estas ayudas se establecieron para promover las energías alternativas con el fin de cumplir los objetivos de reducción de gases contaminantes comprometidos en el objetivo comunitario 2020. *Dichas primas permitían una rápida amortización de la inversión y fueron la causa de que la potencia instalada en este tipo de energías prácticamente se duplicara entre 2007 y 2012.* En ese período se pasó de los 20.000 MW. instalados en 2007 a más de 39.000 MW. registrados a finales de 2012.

En España, la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico distingue por primera vez la producción en régimen ordinario de la producción en régimen especial e identifica



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

también el marco económico de retribución para cada uno de estos modelos de generación de electricidad. Además, el Plan de Fomento de las Energías Renovables de 1999, establece unos objetivos de crecimiento de las diferentes tecnologías renovables de forma que su cobertura de la demanda sea de al menos el 20% en el año 2010.

El Real Decreto 436/2004 el esquema legal y económico de la actividad de energía eléctrica en régimen especial, que presenta al titular de estas instalaciones dos alternativas para la remuneración de la energía eléctrica generada:

- Vender la electricidad a la empresa distribuidora a tarifa regulada, cuyo importe depende de la potencia y de los años transcurridos desde la fecha de puesta en marcha de la instalación.
- Vender la electricidad libremente en el mercado, acudiendo directamente al mismo o bien a través de un contrato bilateral o a plazo con una comercializadora, percibiendo por ello el precio de mercado más un incentivo por participar en él, así como una prima.

Unos años más tarde, el Real Decreto 661/2007 deroga al Real Decreto 436/2004, pero se mantiene el esquema económico básico de estas instalaciones. Se siguen manteniendo las dos opciones anteriores, es decir, vender a tarifa regulada, o directamente en el mercado, al precio negociado en el mismo más una prima, pero teniendo la retribución total unos límites superior e inferior horarios (cap and floor). Además, se elimina el incentivo por participar en el mercado. *Este decreto también otorga a la Comunidad Autónoma correspondiente la función de dar la condición de instalación de régimen especial, de forma que se pueda acceder al régimen económico de dichas instalaciones.*

Esta decisión se tomó para cumplir los objetivos establecidos en el Plan de Energías Renovables 2005-2010, y que recogía este Real Decreto. Sin embargo, desencadenó en la instalación desmesurada de instalaciones pertenecientes a dicho régimen, sobre todo solar fotovoltaica, solar termoeléctrica y eólica. Los objetivos de potencia se cumplieron sobradamente en casi todos los casos, especialmente en



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

el de la fotovoltaica, que pasó de tener 690 MW instalados en 2007 a 3.398 MW en 2008, cuando el objetivo era de 1.731 MW para 2010. Se produjo un despliegue mayor de esta tecnología en un año que en el resto del mundo en su conjunto.

El Gobierno fijó de antemano una prima, pero no estableció un límite a la capacidad instalada, dando lugar a un importante aumento de la oferta de instalaciones, incentivado por la extracción de rentas generadas por las altas rentabilidades. En concreto, los 3.398 MW instalados iban a recibir 3.000 M€ durante 25 años, con cargo a la factura de los consumidores.

En este contexto, a partir de 2008 se estableció un procedimiento de preasignación y un cupo para las instalaciones fotovoltaicas, y la prima fue reduciendo con la oferta de instalaciones.

Sin embargo, los incentivos a todas estas instalaciones que no habían sido previstas contribuyó a aumentar de forma muy importante los costes del sistema eléctrico, resultando imposible su financiación de manera equilibrada y sostenible.

De esta forma, en la normativa en relación al régimen especial se pueden distinguir dos fases, la primera trataba de incentivar su desarrollo y fomento, y la segunda, que es la actual, está orientada a reducir el coste que estas tecnologías suponen para el sistema. En enero de 2012, con este fin, se aprobó el Real Decreto-ley 1/2012 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. A este real decreto le siguieron progresivas reformas del sector, como la ley 15/2012 de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, que ente otras cosas excluye del régimen económico primado a la electricidad generada a partir de combustibles fósiles en instalaciones renovables.

Tras establecerse las medidas urgentes de 2012, en 2013 se continuó con la reforma, modificando el RD 661/2007, por el cual se regula la actividad de



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

producción de energía eléctrica en régimen especial, suprimiendo las primas existentes, y eliminando la posibilidad de poder de acogerse con posterioridad a la opción de retribución a tarifa a aquellas instalaciones que a la entrada en vigor de este Real Decreto Ley opten por vender su energía en el mercado.

Actualmente, España cuenta con una aportación muy importante de tecnologías del RE en la cobertura de la demanda, situándose por encima de la media europea. En 2013, la generación de régimen especial ha cubierto el 40% de la demanda energética anual, 111.679 GWh. Esta cifra se ha incrementado un 8,10% frente al mismo dato de 2012, mientras que los GWh de régimen ordinario han disminuido un 10,4% frente a 2012.

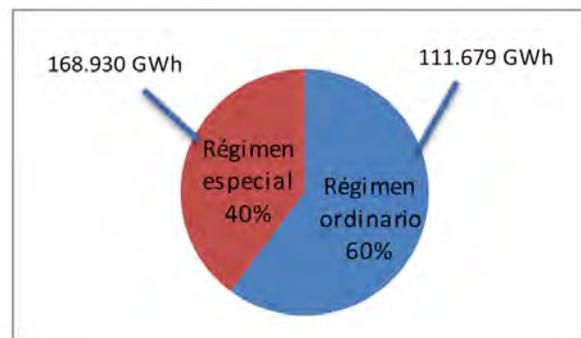


Figura 28-Producción por régimen especial y por régimen ordinario en 2013

Fuente: REE

La generación del RE desglosada por tecnologías es la mostrada en la Figura 29. Casi la mitad corresponde a la energía eólica, que en 2013 ha aportado un total de 52.502 GWh al sistema eléctrico. Es la tecnología que cuenta con más potencia instalada, finalizó 2013 con 22.740 MW instalados. El segundo lugar de aportación a la demanda lo ocupa la cogeneración, por delante de la energía solar (incluye la fotovoltaica y la termoeléctrica), a pesar de que cuenta con menos potencia instalada: 6.033 MW de cogeneración frente a 6.740 MW de solar.



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

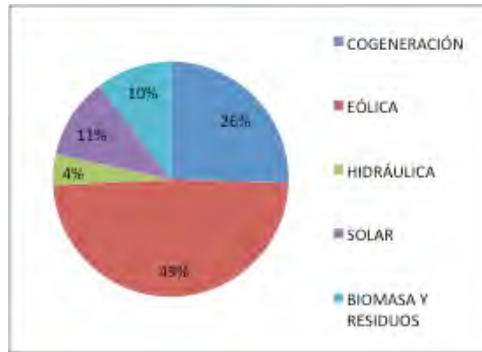


Figura 29-Desglose de la energía liquidada por el RE en 2013

Se comprueba en la Figura 31 que desde 1998 hasta 2013, los costes correspondientes a estas primas **han crecido una media de 23,51% cada año.**

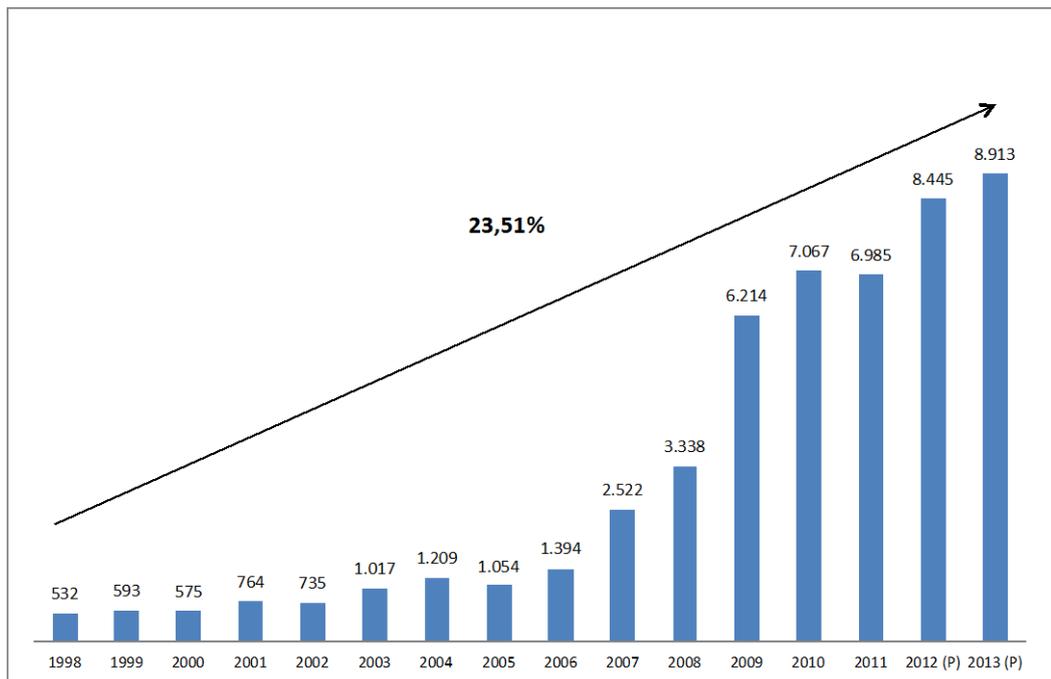


Figura 30-Evolución costes primas al RE en millones de Euros

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Informe 3/2013 de la CNE del 12 de febrero de 2013



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

Desde 1998 hasta 2003 esta partida de costes se mantiene constante. En 2004 se aprueba el Real Decreto 436/2004 que establece el esquema retributivo del régimen especial, en base a las dos alternativas antes mencionadas (venta a tarifa regulada o al precio de mercado más prima) y a partir de este año los costes empiezan a crecer. El RD 661/2007, y el crecimiento de los MW instalados del RE contribuyen a otro aumento en la partida de costes asociados al RE, y que hasta ahora no se ha conseguido contener.

Los costes previstos por las primas al régimen especial en 2013 ascienden a 9.049 millones de € lo que supone el 46% de los costes regulados, convirtiéndose en el término más significativo sobre los peajes de acceso. En la Tabla 31 se muestra el detalle por tecnologías de las principales magnitudes físicas y económicas de régimen especial a 31 de diciembre de 2013.

	Potencia instalada a 31/12/2013 (MW)	Energía liquidada (GMh)	Prima (millones de €)
COGENERACIÓN	6.314	27.454	1.989
SOLAR FV	4.405	7.151	2.832
SOLAR TS	2.521	4.923	1.209
EÓLICA	24.188	52.502	2.040
HIDRÁULICA	2.064	4.553	178
BIOMASA	779	3.936	288
RESIDUOS	576	2.830	71
TRAT.RESIDUOS	658	4.440	442
Total	41.505	107.789	9.049

Tabla 8-Desglose de previsiones de las primas al RE en millones de €, 2013

Fuente: Informe 3/2013 CNE

Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

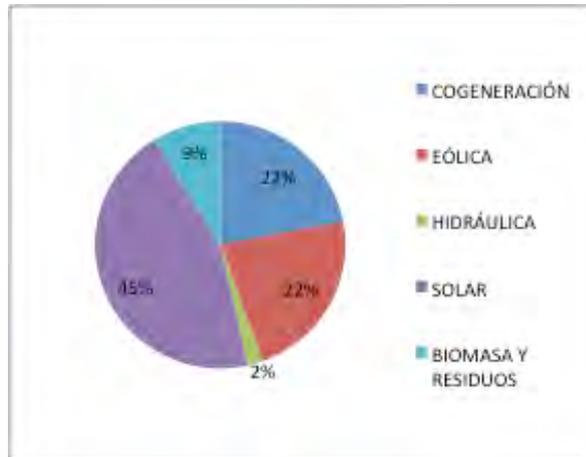


Figura 31-Reparto de las primas al RE por tecnologías

Fuente: Informe 3/2013 CNE

De la partida destinada a las primas, casi la mitad van dirigidas a la energía solar, tanto fotovoltaica como termoelectrónica, a pesar de que los GWh generados por estas tecnologías sólo representan un 11% de la generación del régimen especial.

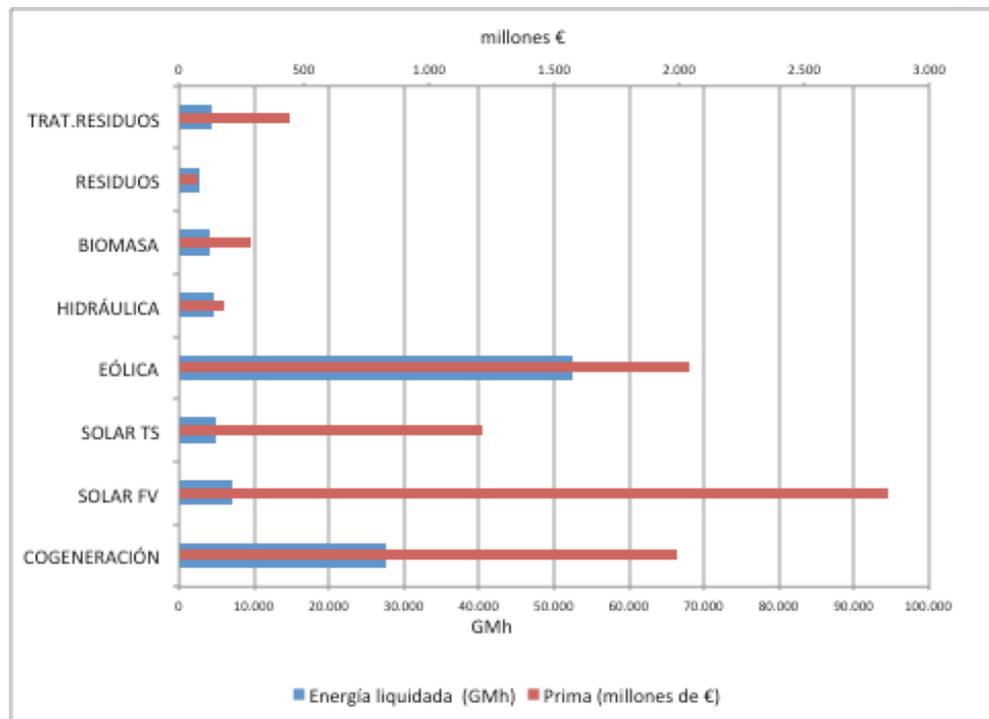


Figura 32-Energía liquidada frente a primas del régimen especial

Fuente: Elaboración propia, datos CNE



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

Comparativamente, la tecnología eólica, cogeneración, minihidráulica y residuos aportaron más proporción de energía que la que reciben por prima, siendo la solar fotovoltaica la tecnología que destaca como peor relación. Cada tecnología renovable presenta unas características propias que condicionan su desarrollo así como las necesidades de apoyo que le son necesarios. La energía eólica en concreto, es la tecnología renovable más madura y desarrollada.

Desde 2012 se vienen tomando medidas para resolver el problema del déficit, que establecen nuevos ajustes en cuanto a la retribución del Régimen Especial. Entre ellos destaca el Real Decreto-ley 1/2012 suprimió los incentivos para la construcción de las instalaciones de tecnologías de régimen especial, a fin de evitar la incorporación de nuevos costes al sistema eléctrico. Además, a principios de 2013, el Real Decreto-Ley ha suprimido la prima de referencia existente y fija una tarifa regulada, para todas las instalaciones acogidas al Régimen Especial.

3.2.4.2 Servicio de interrumpibilidad

La interrumpibilidad es una herramienta de gestión de la demanda para dar una respuesta rápida y eficiente a las necesidades del sistema eléctrico en situaciones de emergencia. Consiste en reducir la potencia activa demandada hasta el valor de potencia residual requerida, en respuesta a una orden de reducción de potencia dada por el Operador del Sistema (REE) a los consumidores que sean proveedores de este servicio.

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. Desde entonces, los consumidores conectados en alta tensión que reúnen los requisitos definidos en la normativa pueden ser proveedores de este servicio de operación, por lo que reciben una *compensación económica a cambio de la posibilidad de reducir la potencia demandada*. Se trata



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

de una herramienta que flexibiliza la operación del sistema de forma que se minimice el impacto en la seguridad del sistema eléctrico.

En la Figura 35 se muestran los costes de este servicio desde su creación en 2008. En 2013 han supuesto 749 millones de € partida que representa el 3,81% de los costes regulados.

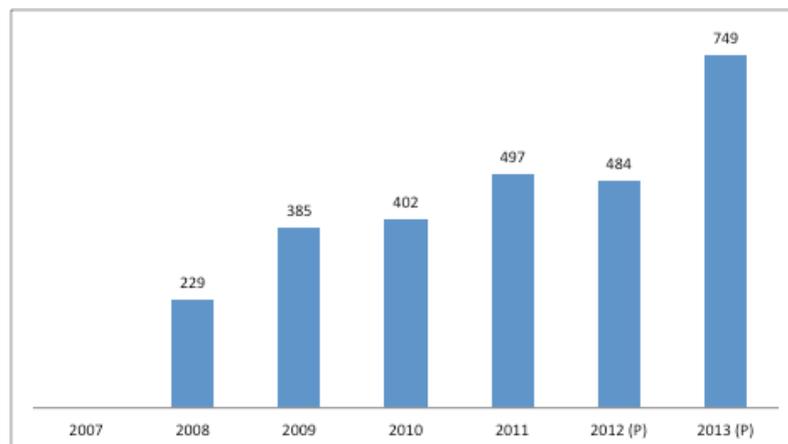


Figura 33-Evolución costes servicio de interrumpibilidad en millones de Euros

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Informe 3/2013 de la CNE del 12 de febrero de 2013

A 1 de enero de 2014 se encontraban en vigor 145 contratos de interrumpibilidad de los cuales 130 corresponden al sistema peninsular, 14 al sistema canario y 1 al sistema balear. De esta forma, a potencia interrumpible total disponible al servicio del Operador del Sistema en periodos de máxima demanda es de 2.214 MW, de los cuales 2.164 MW corresponden al sistema peninsular, 46,8 MW a los sistemas canarios y 3,4 MW al sistema balear.

3.2.4.3 Costes asociados a la industria nuclear

Moratoria nuclear

Tras la crisis energética del año 1973 se elabora en España el Plan Energético Nacional de 1975 (con una duración prevista hasta 1985), con el principal objetivo de reducir de forma drástica la dependencia española del petróleo. De



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

esta forma se establece un fuerte desarrollo de la energía nuclear, que debía satisfacer el 22,8% de la energía primaria y el 56% de la producción de energía eléctrica.

En 1978 se redacta un nuevo Plan Energético Nacional, que comprende los años 1978-1987 y supone una reducción del programa nuclear, al pasar en el balance energético previsto para el año 1987 a representar el 14,8 % de la producción total de energía primaria y el 37,2 % de la producción eléctrica. Se trata de un programa más realista que el de 1975.

Con la llegada al Gobierno del Partido Socialista Obrero Español en noviembre de 1982, se suspende el Plan Energético de 1978, que es sustituido por el Plan Energético Nacional 1983-1992, en relación con su promesa electoral que pretendía limitar el peso nuclear a 7.500 MW, unos 5.000 menos que los contemplados en el Plan de 1978-1987. En 1984, de acuerdo con dicho Plan Energético Nacional, fueron paralizadas las obras de cinco centrales nucleares españolas que se hallaban en fase de construcción: Lemóniz I y II en Vizcaya con una potencia de 930 MW cada una, Valdecaballeros I y II en Badajoz con 975 MW cada una, y Trillo II en Guadalajara con 1.041 MW. Desde entonces estas cinco unidades permanecieron en moratoria, es decir, con la construcción paralizada hasta que se decidiese su destino final.

El 30 de diciembre de 1994 se aprueba la Ley 40/1994 de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional, que declara la paralización definitiva de los proyectos de construcción de las centrales nucleares de Lemóniz, Valdecaballeros y Trillo II, y la extinción de las autorizaciones concedidas, creándose una deuda con las empresas propietarias de las centrales en moratoria nuclear por sus activos paralizados de cerca de 3.800 millones de euros.

La Disposición adicional séptima de la LSE de 1997 estableció de forma definitivamente la compensación que los titulares de los proyectos de construcción que se paralizaron percibirían una compensación por las inversiones realizadas en los mismos y el coste de su financiación mediante un porcentaje de



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

la factura eléctrica. Se fijó una compensación individual para cada proyecto y un plazo máximo de veinticinco años para su completo pago, contados a partir del 20 de enero de 1995. Además, para tratar de evitar una situación parecida en el futuro, dicha Ley supuso una liberalización completa de la actividad de producción de energía eléctrica, abandonándose la idea de una planificación centralizada, excepto en el caso del transporte, de modo que la construcción de centrales nucleares sólo estaría sujeta al régimen de autorización administrativa previa.

En el Real Decreto 2017/1997 se define la moratoria nuclear como coste con destino específico, que deben satisfacer los consumidores directos en mercado y comercializadores por los contratos de acceso a las redes. La cuantía de este coste específico se establece a partir de 1 de enero de 2013 en un porcentaje de 0,540% sobre el peaje de acceso.

En 2013, las anualidades efectuadas a Trillo II, Valdecaballeros y Lemóniz supusieron un coste de 68.335.779 €, siendo el reparto de los mismos desde 2010 los mostrados en la Figura 34.

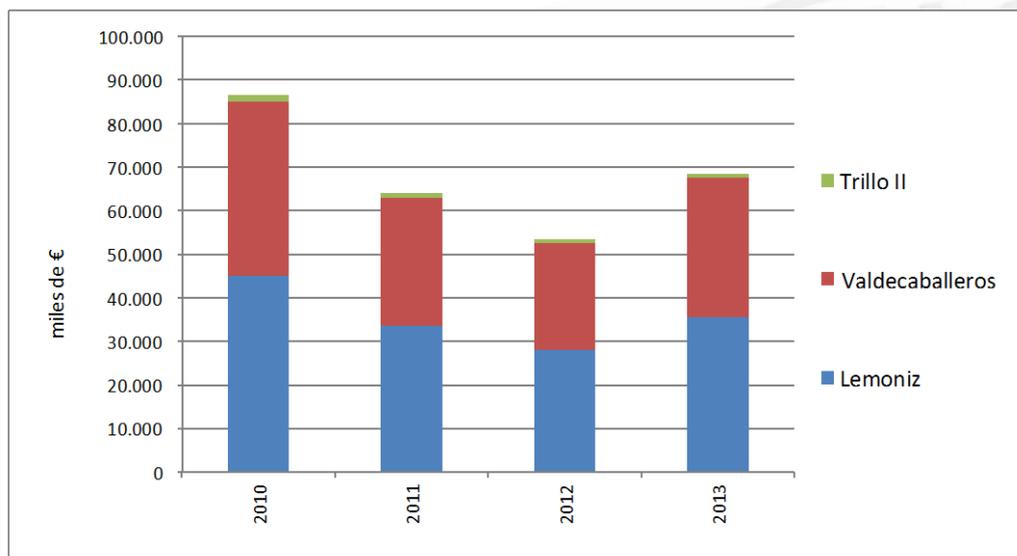


Figura 34-Costes de la moratoria nuclear entre 2010 y 2013 en miles de Euros

Fuente: Elaboración propia, datos BOE



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

En 2013 los importes pendientes de compensación a la moratoria nuclear son:

	Importe pendiente de compensación (€)
Lemoniz	130.626.072,95
Valdecaballeros	116.084.859,99
Trillo II	3.784.122,77
TOTAL	250.495.055,71

Tabla 9-Importes pendientes de compensación 2013

Fuente: Elaboración propia, datos BOE

El plazo para pagar estas compensaciones es hasta 2020, cuando acaba el plazo máximo establecido de 25 años.

Stock básico del uranio

El Plan Energético nacional de 1978 prevé la constitución de un "stock" básico de uranio natural y enriquecido, con el fin de asegurar al máximo el abastecimiento de combustible nuclear. La regulación de la primera parte del ciclo del combustible nuclear, que comprende todas las fases anteriores a la utilización del combustible nuclear en un reactor nuclear, se inició mediante el Real Decreto 2967/1979, de 7 de diciembre, sobre Ordenación de Actividades en el Ciclo del Combustible Nuclear. Este Real Decreto faculta en su artículo 8 a la "Empresa Nacional del Uranio, Sociedad Anónima" (ENUSA) para constituir y gestionar un "stock" básico de uranio, natural y enriquecido, de forma que pueda participar en el mercado nacional e internacional de materiales y servicios relacionados con el mismo.

El "stock" es financiado por ENUSA, y los costes financieros de dicha financiación son compensados directamente por la Comisión Nacional de la Energía a ENUSA con cargo a los ingresos por consumo de energía eléctrica, de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional decimotercera de la Ley 54/1997.



Segunda parte del ciclo del combustible nuclear

La Ley 25/1964, de 29 de abril, sobre energía nuclear, define residuo radiactivo como cualquier material o producto de desecho, para el cual no está previsto ningún uso, que contiene o está contaminado con radionucleidos en concentraciones o niveles de actividad superiores a los establecidos por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, previo informe del Consejo de Seguridad Nuclear.

El artículo 38 bis de la misma ley establece que la gestión de los residuos radiactivos, incluido el combustible gastado, y el desmantelamiento y clausura de las instalaciones nucleares, constituye un servicio público esencial que se reserva a la titularidad del Estado de conformidad con el artículo 128.2 de la Constitución. Es mediante los Reales Decretos 1522/1984, de 4 de julio, y 1899/1984, de 1 de agosto, que se autoriza la constitución de la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S. A., (Enresa), encomendándosele la gestión de este servicio público. Nace así Enresa, una empresa pública cuyo objetivo es realizar las actividades propias de la segunda parte del ciclo del combustible nuclear.

La tutela de ENRESA corresponde al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, quien lleva a cabo la dirección estratégica y el seguimiento y control de sus actuaciones y planes, tanto técnicos como económicos, a la vez que corresponde al Gobierno el establecimiento de la política sobre gestión de los residuos radiactivos, mediante la aprobación del Plan General de Residuos Radiactivos.

Por otro lado, es Enresa quien gestiona y administra los recursos económicos que se van obteniendo para la financiación de los cometidos para los que fue constituida (Figura 35). La disposición adicional sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, declarada vigente por la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece que la gestión de los residuos radiactivos, incluido el combustible gastado y el desmantelamiento y clausura de



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

las instalaciones nucleares se efectuará con cargo al “Fondo para la financiación de las actividades del Plan General de Residuos Radiactivos” (PGRR). Este fondo se dota mediante las siguientes vías:

- Las cantidades ingresadas por medio de la aplicación de porcentajes sobre tarifas de acceso a clientes finales, recogidos en el real decreto por el que se establece la tarifa eléctrica de cada año.
- Las cantidades ingresadas para la gestión de los residuos radiactivos derivados de la fabricación de elementos combustibles y para el desmantelamiento de las instalaciones de fabricación de elementos combustibles.
- Facturación a los explotadores de las instalaciones radiactivas generadoras de residuos radiactivos mediante tarifas aprobadas por el Ministerio de Economía.

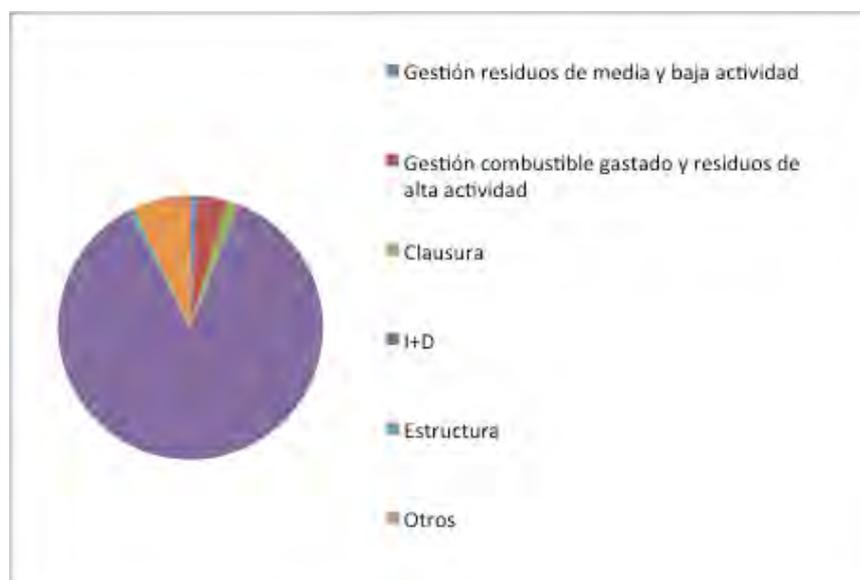


Figura 35-Distribución costes segunda parte ciclo combustible nuclear

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Ministerio de Industria, Energía y Turismo

Este Fondo sólo se puede destinar a costear las actuaciones previstas en el PGRR y al concluir el periodo de gestión de los residuos radiactivos y del desmantelamiento de las instalaciones contempladas en el PGRR las cantidades totales en él ingresadas deberán cubrir los costes incurridos de tal manera que el



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

saldo final resultante sea cero. El valor del Fondo a 31 de diciembre de 2013 fue de 3.872 millones de € como resultado de la diferencia entre los ingresos y los costes incurridos hasta esa fecha.

Se estima un coste total de 17.770 millones de € para todo el periodo de gestión considerado, que se estima que se extienda hasta el año 2080. Los costes hasta la fecha representan aproximadamente un 26% del total.

Al igual que la moratoria nuclear, la segunda parte del ciclo del combustible nuclear queda definido en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre como coste con destino específico, que deben satisfacer los consumidores directos en mercado y comercializadores por los contratos de acceso a las redes. La cuantía de este coste específico se establece a partir de 1 de enero de 2013 en un porcentaje de 0,001% sobre el peaje de acceso.

3.2.5 LOS COSTES PERMANENTES

3.2.5.1 Compensación de sistemas extrapeninsulares

Además del sistema eléctrico peninsular existen en España otros sistemas con propiedades diferentes: los sistemas eléctricos insulares (Baleares y Canarias) y extrapeninsulares (Ceuta y Melilla). Estos presentan una serie de factores que afectan a la generación de electricidad. La falta de conexión de estos subsistemas con el sistema eléctrico supone un mayor coste de generación eléctrica y menor estabilidad del sistema, ya que es necesario un mayor nivel de reserva para hacer frente a posibles incidencias. El resultado es que los costes de generación de tales sistemas resultan más altos que los del sistema peninsular por lo que, dado que el sistema de tarifas es único para toda España, los sistemas no peninsulares se regulan de forma diferente para poder compensar el mayor coste.

En el artículo 12 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, se establece que las actividades para el suministro de energía eléctrica en territorios insulares y



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

extrapeninsulares serán objeto de una reglamentación singular como consecuencia de su ubicación territorial. Esto es en base a la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, que considera que debe preverse la posibilidad de recurrir a determinadas excepciones para el funcionamiento de pequeñas redes aisladas.

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, se ha establecido una compensación para la generación por los extracostes en relación al sistema peninsular. Dicha compensación es financiada en parte a cargo de los Presupuestos Generales del Estado y mediante un término regulado en los peajes de acceso. Desde 2009 se ha ido aumentando la cobertura de dichos costes por parte de los Presupuestos Generales del Estado, desde el 17% en 2009 hasta el 100% en 2014.

La compensación insular y extrapeninsular prevista para 2013 asciende a 1.755 millones de € (Figura 36). El 100% de esta cantidad será financiado con cargo a los Presupuestos Generales del Estado de 2014, de acuerdo a lo dispuesto en la disposición adicional primera del 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.



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

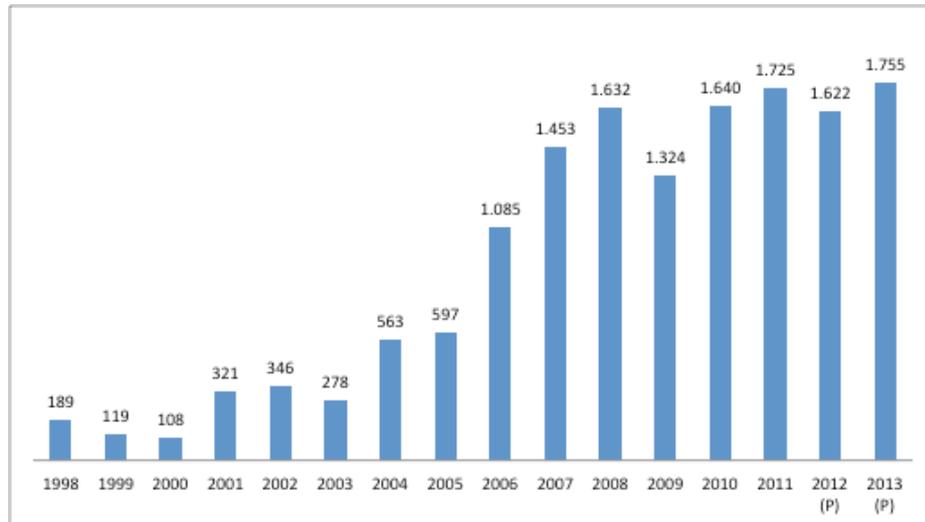


Figura 36-Evolución costes sistemas extrapeninsulares en millones de Euros

Desde 2006 la compensación extrapeninsular e insular ha aumentado significativamente.

3.2.5.2 Costes Operador del sistema (REE), Operador del mercado (OMEL), Comisión Nacional de Energía (CNE)

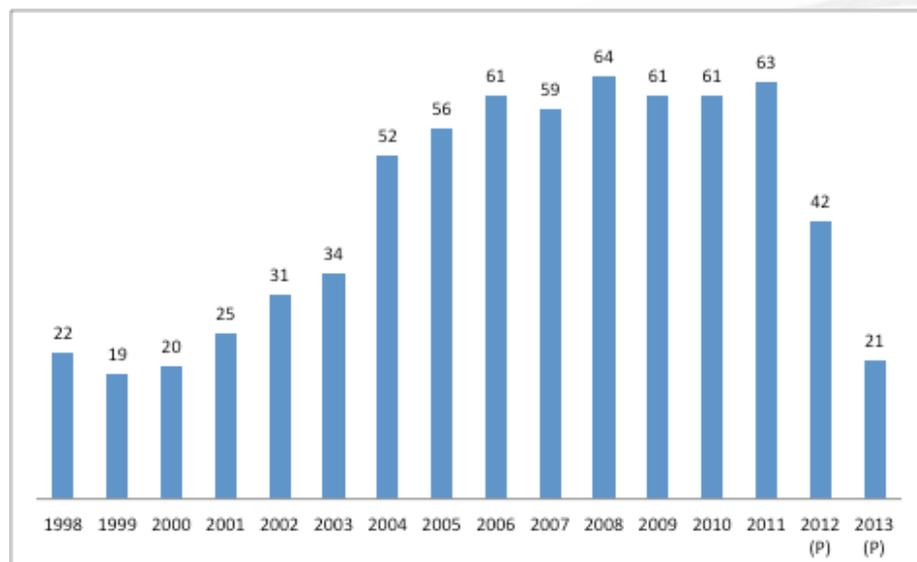


Figura 37-Evolución costes REE, OMIE, CNE en millones de Euros

Fuente: Elaboración propia, datos CNE



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

Costes Operador del Sistema

Red Eléctrica de España (REE) realiza la función de Operador del Sistema Eléctrico, cuyo principal objetivo es garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte. La operación del sistema comprende las actividades de prever el consumo, operar y supervisar en tiempo real las instalaciones de generación y transporte, asegurando que la energía producida por los generadores sea transportada hasta las redes de distribución con las condiciones de calidad exigibles en la normativa vigente. Además, el Operador del Sistema es también el gestor de la red de transporte.

La función de Red Eléctrica, como operador del sistema, consiste en garantizar el equilibrio entre producción y consumo. Para ello, realiza previsiones de la demanda de energía eléctrica y opera en tiempo real las instalaciones de generación y transporte eléctrico, logrando que la producción programada en las centrales eléctricas coincida en cada instante con la demanda de los consumidores. En el caso de que difiera, envía las órdenes oportunas a las centrales para que ajusten sus producciones aumentando o disminuyendo la generación de energía. Además, Red Eléctrica gestiona los servicios de ajuste (la solución de restricciones técnicas, la asignación de los servicios complementarios y la gestión de desvíos) que adecuan los programas de producción resultantes de los mercados eléctricos diarios e intradiarios a los requisitos de calidad, fiabilidad y seguridad del sistema eléctrico.

En 2013, la retribución correspondiente al Operador del Sistema ha sido de 39.804 miles de euros. Esta será asumida a partes iguales, por un lado, por el conjunto de los generadores del territorio nacional y, por otro lado, por el conjunto de los comercializadores, consumidores directos en mercado y gestores de carga que actúen en el ámbito geográfico nacional. Dado el incremento de agentes y funciones asumidas por este operador, y al igual que en el caso del operador del



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

mercado, resulta adecuado el paso de su financiación actual a través de los peajes de acceso a los sujetos a los que presta sus servicios.

La eliminación de la financiación del operador del sistema con cargo a los costes permanentes del sistema eléctrico se trata de una medida para contribuir a la reducción de costes del sistema eléctrico. De esta forma se financiará conforme a una metodología que será fijada por el Gobierno en función de los servicios que efectivamente preste. Se ha incluido un periodo transitorio para la adaptación a la nueva situación hasta que se realicen los desarrollos reglamentarios oportunos.

Desde el 1 de marzo de 2013, los generadores del mercado, tanto del régimen ordinario como del régimen especial, pagan al operador del sistema por cada una de las instalaciones de potencia neta, o instalada en el caso del régimen especial, superior a 1 MW una cantidad mensual fija de 25,28 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 0,07148 euros por cada MWh que figure en el último programa horario operativo de cada hora.

Costes Operador del Mercado

El Operador del Mercado asume la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado diario e intradiario de energía eléctrica en los términos que reglamentariamente se establezcan.

La cuantía correspondiente a la retribución de la sociedad OMI-Polo Español, S.A. correspondiente al año 2013 es de 14.568 miles de euros y de la misma forma que Operador del sistema, se financiará de los precios que cobre a los agentes del mercado de producción, tanto a los generadores del régimen ordinario y del régimen especial como a los comercializadores, consumidores directos en mercado y gestores de cargas del sistema, que actúen en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad.



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

A partir de 1 de marzo de 2013, los generadores del mercado que actúen en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad pagarán al Operador del Mercado por cada una de las instalaciones de potencia neta o instalada en el caso del régimen especial superior a 1 MW una cantidad mensual fija de 8,647352 euros/MW de potencia disponible. Los comercializadores, consumidores directos en mercado y gestores de cargas del sistema, que actúen en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad pagarán al Operador del Mercado 0,024515 euros por cada MWh que figure en el último programa horario final de cada hora.

Costes Comisión Nacional de Energía

La Comisión Nacional de Energía (CNE) es el organismo regulador de los sistemas energéticos, encargado de velar por la competencia efectiva en los sistemas energéticos y por la objetividad y transparencia de su funcionamiento. La financiación de la CNE se articula a través de tres tasas, que se aplican a los sistemas de hidrocarburos líquidos, de hidrocarburos gaseosos, y a los sistemas eléctricos. Esta última tasa se define en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, como coste con destino específico, que deben satisfacer los consumidores directos en mercado y comercializadores por los contratos de acceso a las redes. La cuantía de la tasa a la CNE se establece a partir de 1 de enero de 2013 en un porcentaje de 0,150% sobre el peaje de acceso.

3.2.5.3 Costes de transición a la competencia

Durante el tiempo que estuvo vigente el Marco Legal Estable, entre 1988 y 1997, las tarifas que pagaban los consumidores debían ser suficientes para cubrir todos los costes del sistema eléctrico. En el Real Decreto 1538/1987, que establecía el sistema para determinar estas tarifas eléctricas, se reconocieron para cada una de las diferentes tecnologías de producción existentes unos gastos de inversión que debían recuperarse a largo plazo.

Cuando entra en vigor la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico (LSE) estos costes de inversión no habían sido pagados en su totalidad, por lo que se establecen los



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

denominados Costes de Transición a la Competencia (CTC). Los CTC trataban de reflejar aquellos costes que no iban a poder ser recuperados como consecuencia del cambio regulatorio de un sistema que garantizaba la recuperación de los costes (Marco Legal Estable, MLE) a otro en el que la recuperación de los mismos dependería solo de la rentabilidad de las mismas. Con ello se pretendía asegurar la estabilidad financiera de las eléctricas ante el cambio que se iba a producir en el funcionamiento del sistema, además de incentivar el consumo de carbón autóctono.

De acuerdo con lo dispuesto en la LSE, las sociedades titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica, que a 31 de diciembre de 1997 estuvieran incluidas en el ámbito de aplicación del Real Decreto 1538/1987 percibirían durante un período transitorio máximo de diez años una retribución fija como coste permanente del sistema. El reparto de CTC entre las empresas se realizaba según unos porcentajes fijados, y se definía como la diferencia entre el precio de mercado y el precio de referencia, que se fijó en 3,606 cent€/kWh. Además, también se asignó un importe por consumo de carbón autóctono.

Mediante el Real Decreto 7/2006, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético, se suprimen los CTC. Según este RD, se trata de “un mecanismo innecesario y distorsionador que requiere una urgente supresión”, debido a varias razones. En primer lugar, por generar distorsiones en los precios de mercado al ser integrados como determinantes en las estrategias de oferta; en segundo lugar, por quedar obsoletas las hipótesis sobre las que se basaron los cálculos de los CTC al promulgarse la Ley; y por último por presentar las instalaciones afectadas un alto grado de amortización. De esta forma se eliminaron los CTC, pero se siguieron preservando los regímenes de incentivo al consumo de carbón autóctono y de apoyo a las instalaciones singulares que desarrollan planes específicos de especial relevancia tecnológica.



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

En la Figura 38 se muestra la evolución en millones de euros de los CTS, desde su creación en 1998 cuando supusieron un coste de 1.378 millones de € hasta que se eliminaron completamente en el año 2010.

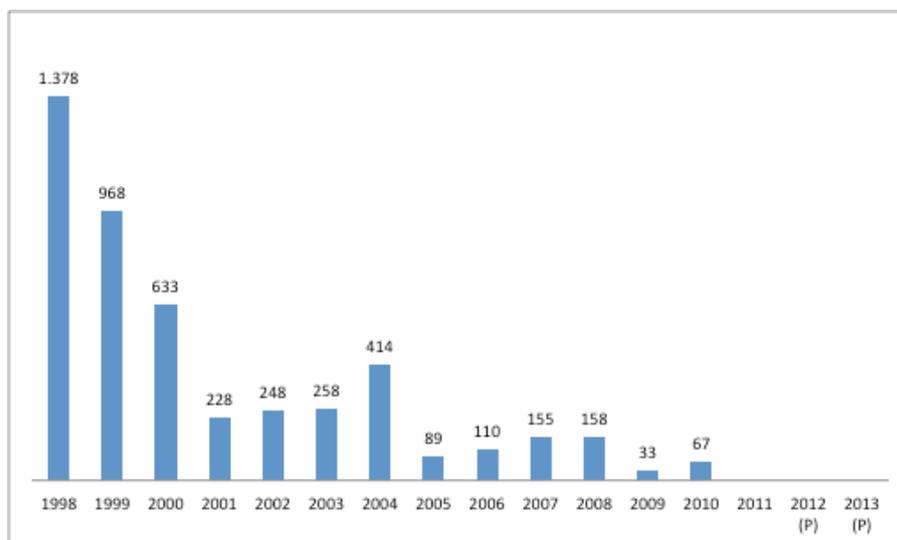


Figura 38-Evolución CTCs en millones de Euros

3.2.6 COSTES ASOCIADOS AL DÉFICIT DE TARIFA

Tras la LSE de 1997, la liberalización para el consumidor final se llevó a cabo de forma gradual. Desde 1997 hasta 2009, las empresas distribuidoras de electricidad ejercían también la función de comercializadoras. De esta forma, los ingresos del sistema procedían tanto de los peajes de acceso como de las tarifas a las que las empresas distribuidoras suministraban energía eléctrica a los consumidores y que se fijaban en base a los costes del sistema eléctrico, incluyendo el coste de la energía. El 1 de Julio de 2009 se pasó a un sistema liberalizado, en el que los consumidores pueden elegir libremente un comercializador con el que pactan un precio de electricidad. Desde entonces son los peajes de acceso la principal fuente de ingresos del sistema eléctrico, sirviendo para financiar las actividades reguladas junto con el resto de costes del sistema.



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

Desde el año 2000, debido a la evolución expansiva de diferentes costes del sistema, la recaudación por los peajes de acceso a la red que fija la Administración y que pagan los consumidores no ha sido suficiente para cubrir la totalidad de costes reales asociados a las actividades reguladas y al funcionamiento del sector eléctrico. Esta situación ha provocado la aparición en el sistema eléctrico español de un déficit tarifario.

En un primer momento se impuso a determinadas empresas eléctricas la obligación legal de financiar dicho déficit en sus balances, con el derecho de recuperarlo de la tarifa en el futuro. El 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, 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 Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE) y su colocación a terceros a través de un mecanismo competitivo.

Sin embargo, después de la aprobación de este Real Decreto-ley se dieron una serie de circunstancias como fueron una importante caída de la demanda, el incremento en la producción eléctrica a partir de fuentes renovables primadas y la reducción de los precios de mercado por la delicada situación económica internacional, que provocaron un mayor desajuste en el sistema debido a que no se trasladaron estos costes a los peajes de acceso. Los límites anuales máximos fijados resultaron insuficientes.

Por ese motivo, se fueron establecido medidas urgentes con el fin de corregir este problema, como el Real Decreto-ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo, y el 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. En este último se elevaron los límites máximos de déficit para los años 2010, 2011 y 2012, manteniendo el



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

objetivo de eliminación de la aparición de nuevo déficit en el sistema eléctrico a partir del 2013, y se adoptaron medidas puntuales con el fin de reducir determinadas partidas de costes del sistema.

Entre estas medidas estaban la limitación de las horas equivalentes primadas de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas (debido a la sobreinstalación de este tipo de tecnología), el incremento de la cuantía establecida para el otorgamiento del aval del Estado para hacer frente a los déficits previstos para los años 2010 y 2011 hasta un máximo de 22.000 millones de euros, y se estableció un peaje de generación correspondiente a los productores de energía.

Estas acciones han tenido un efecto parcial sobre el problema del déficit tarifario, que ha pasado de ser una consecuencia temporal de los desajustes transitorios entre ingresos y costes del sistema a convertirse en un problema estructural, cuya eliminación resulta imprescindible para asegurar la sostenibilidad económica del sistema eléctrico. Además, como muestra la Figura 39 el problema es doble, ya que por un lado se encuentran los déficits acumulados desde 2000, y por otro los déficits anuales que se siguen generando debido al crecimientos de los costes del sistema.

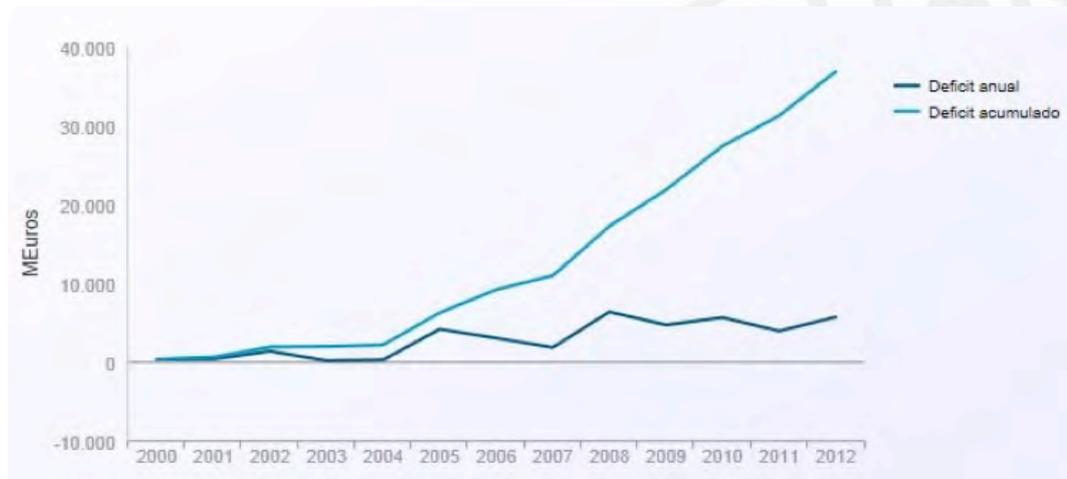


Figura 39-Déficit de tarifa del sector eléctrico español

Fuente: EyS



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

Más recientemente, la Ley 24/2013 de 26 de diciembre del Sector Eléctrico aborda en su artículo 19 los desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema, y establece que el déficit de ingresos de un ejercicio no podrá superar el 2 por ciento de los ingresos estimados del sistema para dicho ejercicio, y de la misma forma, la deuda acumulada por desajustes de ejercicios anteriores tampoco podrá superar el 5% de dichos ingresos.

Partiendo de no trasladar los incrementos de los costes del sistema acaecidos en los últimos años íntegramente al consumidor, se realiza una revisión del modelo que permita reducir los niveles de costes. Se establece que la parte del desajuste que 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.

Además, mientras las partidas de costes del sistema eléctrico reflejen pagos que correspondan a deudas pendientes de años anteriores, los cargos no podrán ser revisados a la baja.

Según la CNE, el saldo de deuda acumulada a 31 de diciembre de 2012 es de 25.500,894 millones de euros, de los que 14.417 millones están cedidos a FADE y pendientes de cobro, 3.310 millones se encuentran cedidos a terceros y 7.773 millones quedan todavía pendientes de titularizar en el balance de las compañías eléctricas. Desde el año 2003 el importe satisfecho para financiar el déficit del sistema eléctrico a través de las anualidades que se incorporan en los peajes de acceso de los consumidores asciende a aproximadamente 11.000 millones de euros.



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

	miles de €
Cedida a terceros	3.310.101
Déficit peninsular 2005	2.348.819
Déficit ex ante	961.282
Empresas eléctricas	7.773.599
Extrapeeninsular 2003-2005	28
Déficit 2010	2.155.588
Déficit 2011	2.016.802
Déficit 2012 (pendiente de liquidación definitiva)	3.601.182
FADE	14.417.193
TOTAL Importe pendiente de pago a 31/12/2012	25.500.894

Tabla 10-Deuda del sistema eléctrico estimada a 31 de diciembre de 2012, desglosada por tipología de titulares de derechos de cobro frente al sistema eléctrico y categoría de déficit (miles de Euros)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CNE

Cada año los costes regulados deben incorporar la anualidad correspondiente al pago de dichos déficits. En general, el diferimiento de pagos por los consumidores es de 15 años.

En la 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, se establecen las anualidades previstas para 2013 para satisfacer el desajuste de ingresos.

Desajuste de ingresos	Euros
Anualidad FADE	1.632.194.664
Déficit extrapeeninsular 2003 a 2005	3.964
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2005	296.184.600
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2007	96.409.440
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2010	203.831.526
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2011	93.101.701
Déficit 2012 (Desajustes)	280.263.657
TOTAL	2.601.989.552

Tabla 11-Anualidades para la financiación del desajuste de ingresos en 2013

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del BOE



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

A los efectos de su liquidación y cobro, estos costes se considerarán como costes de las actividades reguladas, y en concreto como coste con destino específico, que deben satisfacer los consumidores directos en mercado y comercializadores por los contratos de acceso a las redes. En la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, aparece un término definido como recargo para recuperar el déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2005 y el 31 de diciembre de 2005 cuya cuantía corresponde a un porcentaje de 0,150% sobre el peaje de acceso.

3.3 OTROS COSTES DEL SISTEMA

Todos los costes del sistema no aparecen recogidos como costes de acceso a la red. Existen otros costes regulados, como son las ayudas al carbón, el bono social o los pagos por capacidad, cuya financiación se produce de forma singular.

3.3.1 AYUDAS A LA MINERÍA DEL CARBÓN

El consumo del carbón en España se destina en su mayor parte a la producción de energía eléctrica. El resto se destina a la producción de coque y a usos industriales y domésticos. El carbón fue la principal fuente de electricidad en España durante muchos años. En 1985 la participación del carbón utilizado en la generación eléctrica fue del 40%, y en 2007, aunque el porcentaje de su participación fue menor (un 27,4% del total), seguía ocupando el primer lugar en cuanto a generación frente a otras tecnologías. En concreto, en el año 2007, se produjeron 71.833 GWh a partir del carbón, en parte nacional y en parte importado.

El 1 de Enero del 2008 entró en vigor la segunda fase del Protocolo de Kioto, por lo que el precio que había que pagar por las emisiones de CO₂ aumentó considerablemente. Al ser el carbón la fuente de generación eléctrica con mayor



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

emisión de CO₂ por kWh generado, provocó que se empezara a utilizar más gas, que emite la mitad de CO₂ que el carbón por kWh. El carbón, siendo el nacional especialmente contaminante, además de CO₂ emite NO_x, SO₂ y partículas a la atmósfera. Se redujeron drásticamente las importaciones y también el uso del carbón nacional, con más cantidad en azufre y por tanto más contaminante.

Así, durante unos años disminuyó el uso del carbón, alcanzándose un mínimo en 2010. Esto supuso un importante excedente de carbón nacional, por lo que en 2010, el Gobierno el **procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro**, para fomentar el consumo de carbón nacional. De esta forma aumentó la producción eléctrica a base de carbón. En 2013 el carbón ha cubierto el 15,5% de la demanda de energía eléctrica en España, unos 42.383 GWh, solo superada por la energía nuclear y por la eólica. Sin embargo, esta cifra es un 26,5% menor que en 2012. Es de esperar que la contribución del carbón a la cobertura de la demanda nacional se vaya reduciendo progresivamente, debido a sus altos costes de extracción, que lo hacen escasamente competitivo, su escasa calidad, por su bajo poder calorífico, y su alto poder contaminante.

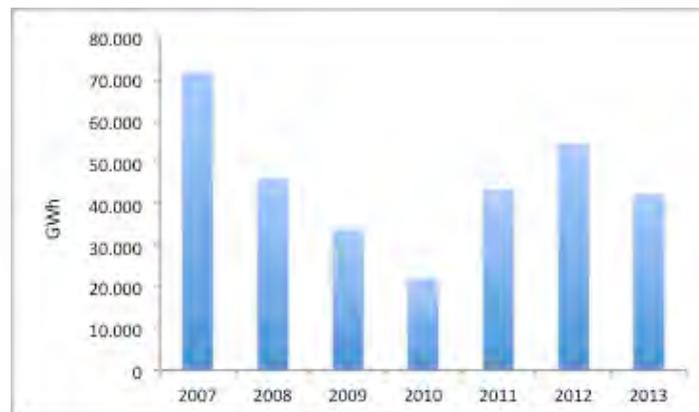


Figura 40-Evolución de la cobertura del carbón nacional (GWh)

Fuente: Elaboración propia, Datos REE

La importancia de esta materia prima se debe a que constituye el único recurso energético de origen fósil en España. Se tiene disponibilidad permanente y garantía de suministro. Sin embargo, estas reservas nacionales son escasas y de



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

baja calidad. Además, tanto sus 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. Por todas estas razones se importa alrededor del 70% del carbón utilizado en la generación eléctrica en España, y los carbones nacionales se consumen mezclados con carbón importado en una proporción característica que varía entre el 40% y el 60%.

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.

El carbón se localiza en determinadas áreas de las Comunidades Autónomas de Asturias, Castilla y León, Aragón, y en menor cantidad en Cataluña, Andalucía y Castilla-La Mancha. Determinadas comarcas de estas regiones dependen enteramente de la minería del carbón, por lo que su declive plantea graves problemas socioeconómicos, territoriales y sociales. Las acciones de reestructuración, como tales, se iniciaron a mediados de la década de los años ochenta.

A principios de los noventa funcionó un régimen de ayudas que distinguía entre empresas mineras de carbón con Contrato Programa, cuyas necesidades se financiaban con cargo a los Presupuestos Generales del Estado, y las empresas mineras de carbón sin Contrato Programa, que eran financiadas por medio de la tarifa eléctrica.

En 1997, con la liberalización del sector, también se tomaron medidas para hacer que las ayudas a la minería fueran compatibles con la liberalización del mercado. Ese año el Impuesto sobre Electricidad fue incorporado a los impuestos especiales por la Ley 66/1997 de Medidas Fiscales. Este impuesto tiene como objetivo básico la obtención de los ingresos necesarios para compensar la supresión del recargo en concepto de coste específico asignado a la minería del carbón de la tarifa eléctrica, que hasta el 31 de diciembre de 1997 estuvo en vigor y que



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

representaba el 4,864% de la misma. Este concepto se tratará con más detenimiento en el tema correspondiente a los impuestos sobre la tarifa eléctrica.

A pesar de la mencionada supresión del concepto de ayudas a la minería del carbón de la tarifa de los consumidores, con la LSE de 1997 apareció un término nuevo en la misma tarifa, los Costes de Transición a la Competencia (CTC), que incluían un importe por consumo de carbón autóctono. Se establecieron unos incentivos, definidos como la diferencia entre el precio de mercado y el precio de referencia, para conseguir que los titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica consumieran carbón autóctono para cubrir las cantidades fijadas anualmente.

Por último, a finales de 1997, en el Real Decreto 2020/1997 se establece un régimen de ayudas para la minería del carbón y el desarrollo alternativo de las zonas mineras, entre las que se incluyeron las ayudas al funcionamiento y a la reducción de actividad de las empresas mineras y las ayudas destinadas a cubrir las cargas excepcionales vinculadas a planes de modernización, reestructuración y racionalización de la actividad. Además, se establece que estas ayudas serán regresivas y que las empresas de difícil viabilidad reducirán su producción.

Más adelante, el Plan del Carbón para el periodo 2006-2012 nació con el objetivo de "encauzar el proceso de ordenación de la minería del carbón teniendo en cuenta los aspectos sociales y regionales derivados de la misma así como la necesidad de mantener una determinada producción de carbón autóctono que permita garantizar el acceso a las reservas". Tenía por objeto también atenuar el impacto que produce la pérdida de puestos de trabajo en el sector fomentando la creación de empleo alternativo al carbón mediante el apoyo a proyectos empresariales generadores de empleo, la potenciación de los recursos humanos de las comarcas financiando actividades de formación y la creación de infraestructuras. Sus objetivos fueron más amplios que la simple ayuda estatal a un sector económico regulado, sino que contemplaba de forma destacada el desarrollo rural y la transición de determinadas comarcas españolas que no tuvieran otras alternativas económicas.



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

Como ya se ha mencionado, en 2010 se vio reducida de forma importante la demanda de carbón nacional para la producción de energía eléctrica, debido entre otras razones a la importante contracción de la demanda de electricidad y al desarrollo de otras tecnologías de producción, en particular las renovables. Esto generó la aparición de un importante excedente de carbón que no pudo ser absorbido por los productores de energía.

Como medida de fomento del consumo de carbón autóctono para la generación de energía eléctrica, se elaboró un Proyecto de Real Decreto por el que se crea el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro, que realiza una serie de modificaciones en el funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica, estableciendo un nuevo servicio de ajuste del sistema, que se celebraría inmediatamente después de la casación del mercado diario. Este ajuste 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 utilicen carbón nacional como combustible. Como compensación, se establece una serie de pagos a las unidades retiradas e incluidas en un primer momento en el programa de funcionamiento del mercado diario. De esta forma se aseguraba la venta de las cantidades previstas en el plan Nacional 2006-2012.

Se justificó la medida por considerar que aporta un grado de fiabilidad adecuado para asegurar la correcta operación del sistema y del suministro eléctrico, asegurando la garantía del suministro a los consumidores eléctricos. Esta medida se tratará con más detalle en el capítulo correspondiente al análisis de la componente de mercado, al tratarse ésta de un sistema de ajuste del mercado mayorista de energía eléctrica.

Con respecto a la Unión Europea, ésta ha puesto de manifiesto que la pequeña contribución del carbón a la combinación energética global ya no justifica el mantenimiento de las subvenciones a este sector con el fin de garantizar el suministro de energía en los países miembros. La política de la UE de fomento de



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

las fuentes de energía renovables y de una economía sostenible y segura de baja producción de carbono no justifican el apoyo indefinido a las minas de carbón no competitivas.

La Decisión 2010/787/UE del Consejo de la Unión Europea, de 10 de diciembre de 2010, establece un nuevo marco regulatorio en relación a las ayudas estatales destinadas a facilitar el cierre de minas de carbón no competitivas.

Esta regulación concreta la necesidad de que cada estado miembro presente un Plan de Cierre en el que se incluyan todas aquellas unidades de producción no competitivas que tienen previsto abandonar la actividad antes del 31 de diciembre de 2018, y que será sometido a autorización por la Comisión Europea. De esta forma que se prorroga hasta 2018 la posibilidad de que se concedan ayudas para cubrir costes relacionados con el carbón destinado a la producción de electricidad. Además, estas ayudas solo cubrirán las pérdidas de la producción, y solo podrán considerarse si el cierre de la explotación de las unidades de producción se realiza como tarde el 31 de diciembre de 2018. Además, se establece que el volumen global de las ayudas al cierre deberá seguir una tendencia decreciente: de la ayuda concedida en 2011, la reducción no deberá ser inferior al 25% a más tardar a finales de 2013, al 40% a más tardar a finales de 2016 y al 75% a más tardar a finales de 2017.

Por último, se establece que si las unidades de producción a las cuales se conceden las ayudas no estuvieran cerradas en la fecha fijada en el plan de cierre autorizado por la Comisión, el Estado recuperará todas las ayudas concedidas a las empresas correspondientes a todo el período cubierto por el plan de cierre.

El Plan de Cierre de la Minería del Carbón no Competitiva, presentado por las empresas mineras españolas para acogerse al plan de ayudas al cierre de las explotaciones no competitivas, fue rechazado por la Dirección General de la Competencia de la Comisión Europea al considerar que las previsiones de las empresas mineras españolas carecían de la suficiente credibilidad y nivel de detalle. Las razones que alega Competencia de la UE para restar credibilidad a la



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

información dada por las empresas mineras se basa en que estas “no prevén reducciones significativas en la producción de carbón en varias unidades”, así como en que “el nivel de desglose de costes es insuficiente”. Esto provoca que las ayudas concedidas desde 2011 (en el marco del nuevo reglamento europeo) se consideren “ilegales y no justificadas”. Por tanto, próximamente se requiere el nuevo envío de un plan de cierre de la minería no competitiva que se ajuste a las exigencias europeas.

Por último, un coste adicional relacionado con el sector de la minería del carbón lo representa el Plan de Viabilidad de Elcogás. La Central térmica de Elcogás es una planta termoeléctrica de tipo Gasificación integrada en ciclo combinado (GICC), que utiliza carbón y coque de petróleo como combustible. Es la primera en España con esta tecnología (GICC), que transforma el carbón y el coque en gas, de forma que se eliminan las emisiones de dióxido de azufre, partículas y mercurio. Dada su naturaleza experimental, dicha planta tenía problemas para garantizar su sostenibilidad económica, por lo que en Resolución de 27 de marzo de 2007 el Gobierno decidió dotar con carácter excepcional a Elcogás con un apoyo regulatorio mediante un Plan de Viabilidad, de forma que pudiera continuar con su actividad y cumplir con el objetivo, definido por la UE, de desarrollar tecnologías de producción limpias y para el que fue concebida su implantación.

De esta forma, se ha articulado en un complejo sistema de ayudas económicas a la minería del carbón que se financian por los Presupuestos Generales del Estado. Aparte de la recaudación por el Impuesto sobre Electricidad, los Presupuestos Generales para 2013 incluyeron un total de 539 millones de euros para el para las empresas mineras, costes sociales y para la reactivación económica de las comarcas afectadas por la reducción de la actividad minera. Entre estas ayudas se encuentran las que sirven para garantizar el consumo de carbón (sufragando los costes de explotación o cediendo gratuitamente los derechos de emisión de CO₂) y las destinadas a suavizar o absorber la reducción de la actividad minera (sufragando costes de reestructuración empresarial).



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

Desde el año 1990 la minería del carbón ha costado al Estado cerca de 24.000 millones de euros en un total de cuatro planes sectoriales. Las necesidades que atiende el carbón se van reduciendo, por lo que es lógico reducir con ello el impacto de las ayudas al mismo.

En este marco, el RD 13/2012 establece una reducción de un 10% tanto del volumen máximo de producción con carbón nacional por parte de las centrales adscritas al mecanismo de restricciones por garantía de suministro, como del precio al que se retribuye dicha producción. Como ya se ha mencionado, el Real Decreto que instauró el procedimiento de restricciones técnicas por garantía de suministro tiene una fecha de finalización, 2014, por lo que la vía de ayuda al carbón nacional con este procedimiento desaparecerá a partir de este año. Sin embargo, se mantienen las correspondientes ayudas que se realizan a través de los PPGG.

Aunque no cabe duda de que el carbón nacional es nuestra única fuente autóctona de energía fósil, y garantiza una alta garantía de suministro, a la vez que sirve como tecnología de respaldo a las renovables, es cierto que los ciclos combinados también pueden realizar estas funciones.

3.3.2 FINANCIACIÓN DEL BONO SOCIAL

En el Real Decreto-ley 6/2009 de 30 de abril se aprueba el bono social, un mecanismo de protección para colectivos vulnerables por el que se congela la tarifa eléctrica vigente a la entrada en funcionamiento de la TUR (1 de julio 2009), de forma que el tránsito de la tarifa integral a las tarifas de último recurso pueda ser realizado de una forma razonable para todos. El bono social se configura como una protección adicional del derecho al suministro de electricidad, y es considerado obligación de servicio público según 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.



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

Los consumidores con derecho al bono social será los que, acogidos a la tarifa de último recurso pertenezcan a uno de los siguientes colectivos:

1. Los clientes domésticos con una potencia contratada inferior a 3 kW.
2. Los pensionistas con prestaciones mínimas.
3. Las familias numerosas.
4. Las familias en las que todos sus integrantes se encuentren en situación de desempleo.

El bono social cubrirá la diferencia entre el valor de la Tarifa de Último Recurso y un valor de referencia, que se denominará tarifa reducida, y que se corresponde con la tarifa eléctrica vigente el 1 de julio de 2009. En un principio se calculó que beneficiaría a unos 5 millones de consumidores, pero en 2013 son 2,4 millones los beneficiarios inscritos, que equivalen al 10,2% del total de usuarios y al 6,3% de la electricidad consumida en los hogares con tarifa regulada.

Inicialmente, el coste de dicho bono fue distribuido por el Gobierno entre las compañías generadoras de electricidad a razón de unos 150 millones de euros al año. Sin embargo, Iberdrola recurrió esta normativa sobre la financiación del bono social ante el Supremo, al considerarla "discriminatoria" por cargarse únicamente en las empresas generadoras, sin explicitar las razones de esta elección. En la sentencia, no se cuestionó el bono social en sí, sino el sistema elegido para su financiación, que impone toda la carga del mismo al sector de la generación, en vez de a todos los sectores empresariales –de generación, transporte y distribución eléctrica-, a la generalidad de los usuarios o, simplemente, con cargo al presupuesto estatal, dado que se trata de la financiación de una ayuda social. En 2012 el Tribunal Supremo declaró inaplicable la obligación de las empresas de generación de energía eléctrica de financiar el bono social y reconoció a Iberdrola el derecho a que se le reintegren las cantidades que ya habían sido abonadas por ese concepto.



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

Entonces, hasta definir un nuevo mecanismo de financiación, los costes asociados a la financiación del bono social y la devolución de éste a Iberdrola pasaron a ser definidos como costes liquidables del sistema.

En julio de 2013, el Real Decreto-ley 9/2013 estableció que el coste del bono social pasa a ser asumido por las sociedades, que desarrollen simultáneamente las actividades de producción, distribución y comercialización de energía eléctrica, en total 27 empresas. Estas aportaciones serán calculadas para cada sociedad anualmente por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en función de el número de suministros conectados a sus redes de distribución y del número de clientes de las empresas comercializadoras en que participe el mismo grupo.

De esta forma, los conceptos asociados al bono social que han supuesto un coste en 2013 son los relacionados con la Sentencia antes mencionada, es decir, la devolución de la financiación del bono social, y la financiación del mismo en 2012, año en el que todavía no se había definido el nuevo mecanismo de financiación.

	Miles €
Devolución de la financiación del Bono Social	108.000
Financiación Bono Social 2012	187.000
Impacto Sentencia TS de 7/02/2012	292.500

Tabla 12-Costes asociados al bono social 2013

Fuente: Elaboración propia, datos CNE

En la Orden IET/350/2014, de 7 de marzo, por la que se fijan los porcentajes de reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social correspondientes a 2014, se establece que el 94,2% de la financiación del bono social en 2014 será asumido por Endesa, Iberdrola y Gas Natural Fenosa mientras que la financiación restante será asumido por otras 24 empresas que también participen en actividades simultáneas de producción, distribución y comercialización.



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

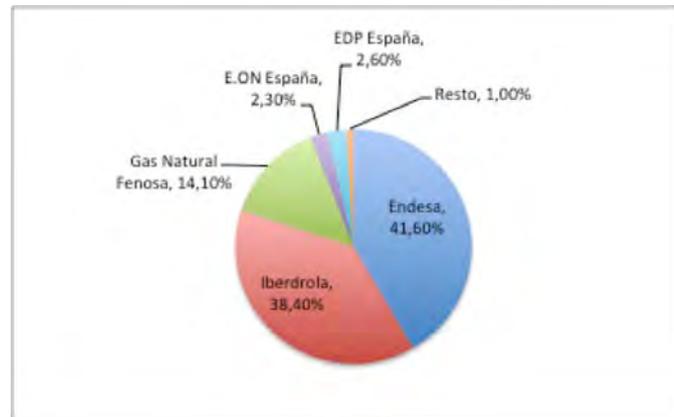


Figura 41-Reparto de la financiación del bono social 2014

Fuente: Elaboración propia, datos BOE

3.3.3 PAGOS POR CAPACIDAD

Otro coste regulado del sistema son los pagos por capacidad, que ya se estudiaron en el Análisis de la Componente de Mercado, ya que a pesar de ser un coste regulado, es incluido dentro del coste de mercado, y no como peaje de acceso. Ya se estudió la normativa de este concepto, pero aquí se trata el coste que representa para el sistema.

Actualmente, bajo el concepto de pagos por capacidad se incluyen dos tipos de servicio: el incentivo a la inversión en capacidad a medio y largo plazo y el servicio de disponibilidad a medio plazo, que hace referencia a generadores que, siendo necesarios en momentos de consumo punta, van a estar sin funcionar durante muchas horas a lo largo del año.

En el artículo 16.1.c) de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico se establece que “el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio podrá establecer una retribución en concepto de pago por capacidad en función de las necesidades de capacidad del sistema”. Con ello, se crea un sistema retributivo regulado que complementa el ingreso que se produce en el mercado eléctrico, con el objetivo de establecer una señal económica que incentive la entrada de nueva capacidad en el



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

mercado y para evitar el cierre de aquellas instalaciones que garantizan la seguridad del suministro eléctrico.

Para 2013, la previsión de los costes de pago por capacidad se muestran en la Tabla 13.

	Miles €
Incentivo a la inversión	619.816
Incentivo a la disponibilidad	192.512
Resolución restricciones por garantía de suministro	419.563
Coste pagos por capacidad	1.231.891

Tabla 13-Concepto coste pago por capacidad 2013 en Miles de Euros

Fuente: Elaboración propia, datos CNE

Los ingresos en concepto de pago por capacidad serán los relativos al término regulado con el mismo nombre y se es añadido al precio resultante del mercado mayorista de energía eléctrica, y que es pagado por los consumidores finales. Los ingresos previstos para 2013 son 1.507.701 miles de Euros, que al ser mayores que los costes, provocan un superávit de 275.810 miles de Euros en dicho año.

Este mecanismo de retribución, al tratarse como un complemento del mercado mayorista de energía eléctrica, se trata con más detalle en el Análisis de la componente de Mercado.

3.4 COSTES ESTIMADOS PARA 2013

Los costes del sistema eléctrico corresponden a la suma de los costes de acceso (desglosados en el apartado 2.1), el déficit o superávit de los pagos por capacidad, y otros costes como son los relativos al bono social, los sobrecostes por compensación extrapeninsular de los años 2011 y 2012, y los relativos a intereses por los desajustes del sistema. Para 2013 se estiman unos costes de casi 20.000 millones de Euros.



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

	Miles €
Costes de acceso	19.644.067
Pagos por capacidad	-275.810
Otros costes/ingresos liquidables	553.000
Impacto Sentencia TS de 7/02/2012 (Bono social)	292.500
Estimaciones sobrecostes SEIE 2011 y 2012	58.000
Coste intereses definitivos por déficit posteriores a 2009	200.000
Total costes regulados	19.921.257

Tabla 14-Previsión de costes para 2013

Fuente: Elaboración propia, datos CNE y BOE

Cabe señalar que dentro de las necesidades de financiación del sistema para 2013 no se está considerando el coste de la compensación extrapeninsular en 2013, que será financiado con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.

3.5 INGRESOS ESTIMADOS PARA 2013

Los ingresos procedentes de las tarifas eléctricas proceden de los peajes de acceso que pagan los consumidores, con penalizaciones o no por exceso de reactiva o capacidad, y los peajes correspondientes a exportaciones. Estos conceptos en 2013 aportarán unos 14.077 millones de Euros.

	Miles €
Ingreso peajes de acceso	13.735.885
Ingresos reactiva y excesos capacidad	262.000
Ingresos por exportaciones	79.200
Ingresos por tarifas de acceso	14.077.085

Tabla 15-Previsión de ingresos por tarifas de acceso para 2013

Fuente: Elaboración propia, datos CNE y BOE



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

También son ingresos regulados los peajes que pagan las unidades de generación, los consumos de energía eléctrica por parte de las mismas y los ingresos provenientes del artículo 21 de la Orden ITC/1659/2009.

En esta última Orden, por la que se organiza 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, se establece que aquellos consumidores, que sin derecho a la TUR, carezcan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador del mercado libre, pagarán por la energía eléctrica consumida al comercializador de último recurso que les corresponda. El precio que deberán pagar será el correspondiente a la tarifa TUR sin DH, incrementado sus términos en un 20%. De esta forma, los ingresos que obtengan los comercializadores de último recurso por encima de los correspondientes a la TUR sin DH tendrán la consideración de ingresos liquidables, debiendo el comercializador de último recurso proceder a su abono al distribuidor al que esté conectado el consumidor.

De esta forma, la previsión de ingresos regulados del sistema es la mostrada a continuación.

	Miles €
Ingresos por tarifas de acceso	14.077.085
Peajes Generadores	127.000
Ingresos art. 21 Orden ITC/1659/2009	60.000
Consumos en generación	100.000
Total ingresos regulados	14.364.085

Tabla 16-Previsión de ingresos regulados para 2013

Fuente: Elaboración propia, datos CNE y BOE

En 2013 se prevén unos ingresos de 14.364 millones de Euros. Esta cuantía dependerá, por un lado, de la revisión de las tarifas de peaje que se hagan a lo largo del año y, por otro, del consumo eléctrico realmente efectuado.



3.6 COMPARACIÓN DE INGRESOS Y COSTES ESTIMADOS PARA 2013

A pesar de las medidas del RDL 2/2013 sobre la retribución de las actividades reguladas, las necesidades de financiación del sistema eléctrico no cubiertas con los ingresos procedentes de las tarifas de acceso ascienden a una cuantía de 5.557 millones de Euros, aproximadamente el 28% del total de las necesidad del sistema.

	Miles €
Total costes regulados	19.921.257
Total ingresos regulados	14.364.085
Déficit (-)/Superávit (+) de actividades reguladas	-5.557.172

Tabla 17-Diferencia entre ingresos y costes regulados para 2013

Fuente: Elaboración propia, datos CNE y BOE

Sin embargo, al tener en cuenta otros ingresos previstos, a parte de los regulados, la situación del sistema cambia.

Los ingresos por peajes de acceso previstos para 2013 cubrirían el 72% de los costes de acceso previstos para 2013, teniendo en cuenta el saldo de los pagos por capacidad. El resto de ingresos para cubrir los costes del sistema eléctrico se obtendrían externamente a los peajes, y corresponden a los ingresos provenientes de la subastas de emisiones de CO2 (máximo 450 millones de Euros), los ingresos por la aplicación de la Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética (estimados en 2.921 millones de Euros), y los ingresos del crédito extraordinario al sistema eléctrico para 2013, con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.

Este crédito por importe de 2.200 millones de Euros se aprobó por medio de la Ley 15/2013, de 17 de octubre, con el objetivo de cubrir determinados costes del sistema eléctrico procedentes de los incentivos para el fomento a la producción de



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables. Los dos primeros conceptos -ingresos provenientes de la subastas de emisiones de CO₂ y los ingresos por la aplicación de la Ley 15/2012 de medidas fiscales para la sostenibilidad energética- fueron incluidos en la Ley de Presupuestos Generales del Estado para 2013

	Miles €
Subastas de emisiones de CO ₂	450.000
Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad	2.921.468
Ingresos extraordinarios	2.200.000
Total Otros ingresos previstos	5.571.468

Tabla 18-Previsión de otros ingresos para 2013

Fuente: Elaboración propia, datos CNE y BOE

En la Tabla 19 se presenta la suficiencia entre ingresos y costes del sistema eléctrico para 2013.

	Miles €
Total costes regulados	19.921.257
Total ingresos regulados	14.364.085
Total otros ingresos previstos	5.571.468
Déficit (-)/Superávit (+) total	14.296

Tabla 19-Diferencia entre costes regulados e ingresos totales para 2013

Fuente: Elaboración propia, datos CNE y BOE

Las necesidades financieras del sistema para 2013 ascienden a 19.921,257 millones de Euros. Los ingresos regulados (fundamentalmente por tarifas de acceso) aportarán 14.364 millones de Euros. El resto de ingresos, externos a los peajes de acceso, deberán aportar 5.571,468 millones de Euros a efectos de lograr la suficiencia ingresos del sistema eléctrico en 2013.

Cabe indicar que aunque el escenario de costes e ingresos del sistema eléctrico para 2013 se muestra suficiente, este estará sujeto a incertidumbres derivadas de



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

la evolución de la demanda y de los ingresos procedentes de la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

3.7 LIQUIDACIÓN DE LOS PEAJES DE ACCESO

El Ministerio de Industria, Energía y Turismo es el agente responsable de efectuar las liquidaciones de las actividades reguladas en el sistema eléctrico español. De manera esquemática, el proceso se describe en la Figura 43.

- Los comercializadores y los consumidores directos en el mercado abonan al distribuidor los peajes de acceso correspondientes.
- Igualmente, los generadores abonan a transportistas y distribuidores las cantidades resultantes de la aplicación de los peajes de acceso de las instalaciones de generación.
- Transportistas y distribuidores entregan las cantidades recaudadas al Ministerio.
- El Ministerio abona los denominados costes con destino específico.
- El Ministerio abona los complementos a las instalaciones de producción en régimen especial.
- Se ajusta con Red Eléctrica de España el saldo de ingresos y cobros que ha realizado como Operador del Sistema (pagos por capacidad, incentivo a la inversión y disponibilidad a centrales de generación, y complemento retributivo a las centrales de carbón nacional por el proceso de restricciones por garantía de suministro, pagos por interrumpibilidad a los grandes consumidores, ajustes de los intercambios de energía internacionales y saldos de pérdidas en la red).
- Se abona la retribución de las actividades reguladas (transporte y distribución).
- Se abonan las anualidades para amortización de los déficits al FADE y otras entidades financiadoras.

Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

- Se abonan otros costes regulados, tales como bono social, desvíos de los sobrecostes extrapeninsulares, etc.
- El saldo pendiente (positivo o negativo) sirve para ajustar el déficit (reducirlo o aumentarlo) y es abonado por las empresas eléctricas obligadas a financiarlo.

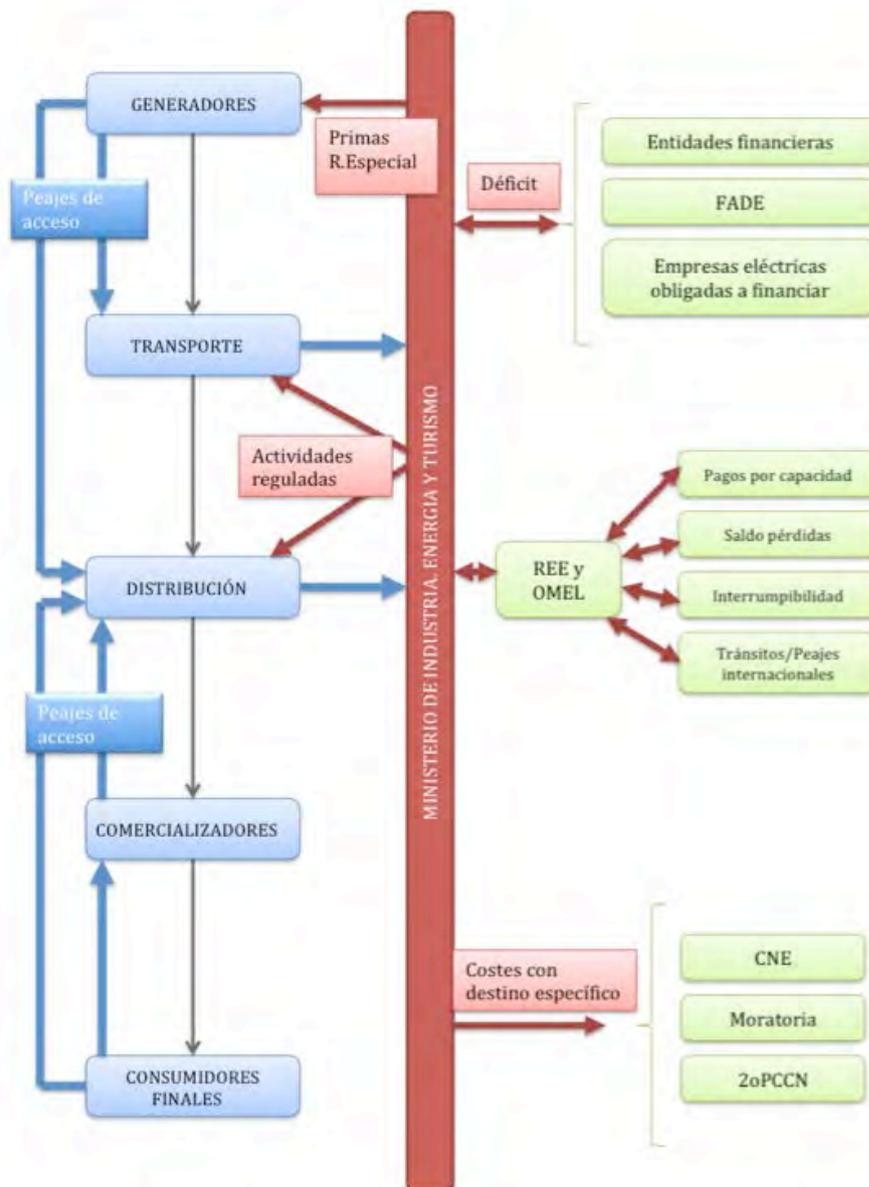


Figura 42-Esquema de la liquidación de los ingresos y costes regulados

Fuente: Elaboración propia



3.8 COMPARATIVA CON EUROPA

Como ya se hizo con la componente de mercado, se va a analizar el peso que tienen los costes regulados del sistema en la factura eléctrica en España en comparación con el resto de países europeos.

A continuación se muestra para los países de la UE, cuánto representan los peajes de acceso (o costes de la red) y cuánto lo hace la componente de mercado (o suministro de energía) sobre el precio final del suministro sin impuestos.

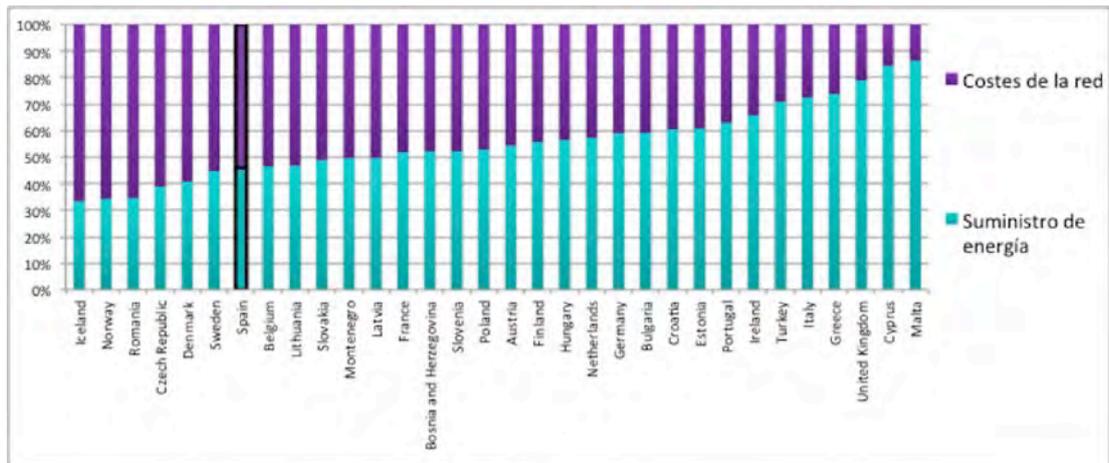


Figura 43-Composición del precio la electricidad sin impuestos en Europa

Fuente: Elaboración propia, datos Eurostat

En España aproximadamente la mitad de la factura es destinada a cubrir los costes regulados, situándose por encima de la media europea.

Con respecto a su evolución, en la Figura 45 se muestra cómo han evolucionado dichos costes con respecto a la media europea. Se comprueba que en 2008 estos costes eran inferiores a los del resto de países, y mientras que la media se ha mantenido estable, con un ligero incremento, los costes del sistema en España han crecido hasta alcanzar un 60% más que la media europea.



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

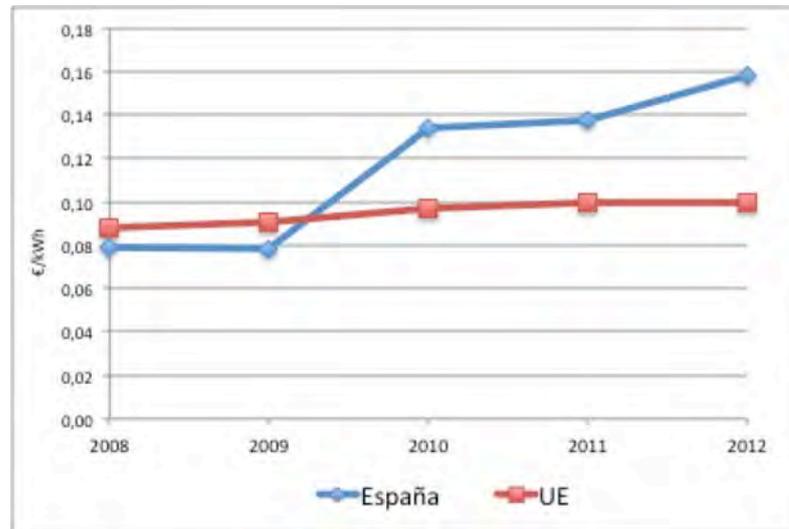


Figura 44-Evolución de los costes de la red en España en relación con la media europea

Fuente: Elaboración propia, datos Eurostat

Se comprueba que los peajes de acceso son los que han encarecido la factura eléctrica de los consumidores españoles. Mientras que la componente de mercado se sitúa en el entorno europeo, no sucede así con la componente regulada, que no cesa de alejarse de la media de la UE.

Además, si se compara la gráfica anterior con la evolución de los precios finales en Europa y en España (Figura 46), se ve claramente cómo en el momento en el que los peajes de comienzan a crecer alrededor de 2009, esto se traslada en un precio final que también crece por encima de la media europea.



Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

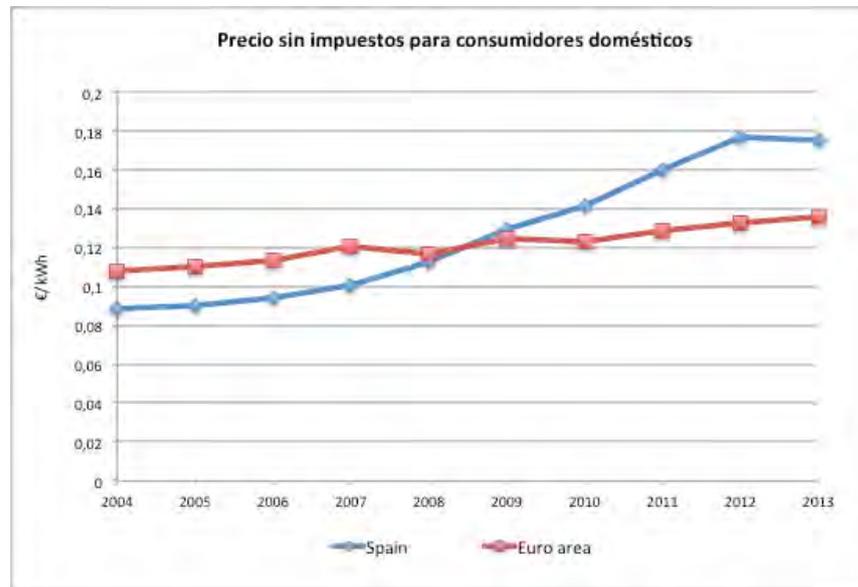


Figura 45- Evolución de los precios finales de electricidad (sin impuestos) para consumidores domésticos

Fuente: Elaboración propia, datos Eurostat



Capítulo 4 CÁLCULO DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD

A la suma de la componente de mercado y de la componente regulada deben añadirse otros pagos como son el margen comercial, el alquiler de equipos y los impuestos para obtener el precio final que pagará un consumidor. Por último, se presenta un ejemplo del cálculo de la factura eléctrica para un consumidor tipo.

4.1 OTROS PAGOS EN LA FACTURA ELÉCTRICA

4.1.1 MARGEN COMERCIAL

Con la recaudación del margen comercial, los comercializadores deben gestionar el proceso de atención, facturación y cobro a los clientes, más otros procesos relacionados con la actividad de comercialización, como la gestión del bono social y, además, tener un margen de beneficio razonable para la actividad.

El mecanismo de las subastas CESUR permite anticipar el nivel de precios de la energía a mercado para el trimestre, y al integrarse en la TUR, asegurara a las CUR la recuperación del coste de la energía comprada. De esta forma, la actividad de las CUR queda aislada del riesgos de precio, teniendo como única compensación por su actividad este margen fijo reconocido.

Para los consumidores acogidos a la Tarifa de Último Recurso, el margen comercial supone una cuantía de 4 €por kW contratado y año. Es decir, para un consumidor medio, con una potencia contratada de 5,5 kW representa 22 €cada año.



Este margen comercial establecido para las CUR se fijó administrativamente el 1 de julio de 2009 en la Disposición transitoria tercera de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, y no ha sido modificado desde entonces. Su valor es especialmente importante, ya que se trata del único valor fijado administrativamente y que puede suponer una diferencia respecto al mercado liberalizado. Si el valor del coste de gestión comercial fuera demasiado ajustado, sería difícil que los comercializadores que operan en el mercado libre pudieran ofrecer precios competitivos que pudieran hacer frente a las TUR. Al contrario que los CUR, estos comercializadores compran energía en el mercado a precios mayoristas y venden esa energía a los consumidores a precios pactados libremente por ambas partes, incluyendo en ese precio el margen comercial.

4.1.2 ALQUILER DE EQUIPOS DE MEDIDA

La legislación española permite que el contador sea propiedad del consumidor o que éste lo alquile a terceros. Por lo general la opción más adoptada es la de alquilar el equipo a la compañía distribuidora. Es la empresa comercializadora la que emite la factura eléctrica, con un cargo en concepto de alquiler del equipo de medida. La distribuidora a su vez le factura a la comercializadora el mismo importe por el alquiler de equipos.

Cada punto de suministro de electricidad en España tiene un contador instalado, lo que equivale a alrededor de 28 millones de contadores instalados. Estos contadores son distintos dependiendo de la tipología del consumidor, clasificándose en cinco tipos, que fueron descritos en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto. Se clasifican en función de la tensión y de la potencia contratada, siendo los Tipos 1, 2 y 3 de alta tensión, y los 4 y 5 de baja tensión. Cerca del 95% de los puntos de suministro cuentan con un contador de Tipo 5.

En la Disposición adicional primera de la Orden ITC3860/2007 de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008, se presenta un plan de sustitución de equipos de medida. Se pretende



Cálculo del precio de la electricidad

sustituir el 100% del parque de contadores de potencia hasta 15 kW, es decir Tipos 4 y 5, por contadores que permitan discriminación horaria y telegestión antes del 31 de diciembre de 2018.

La nueva metodología de cálculo del precio de la electricidad para el pequeño consumidor (antiguo TUR) establece la aplicación de los precios horarios del mercado mayorista al consumo real realizado por el usuario en cada hora del día. Este método requiere contadores preparados para realizar lecturas horarias. Aunque desde el 1 de abril, fecha en que entró en vigor el real decreto, ya se aplican precios horarios reales, los contadores todavía no están preparados para ello.

Según la CNMC, a 31 de diciembre de 2013, había instalados 27,8 millones de contadores para puntos de suministro con una potencia contratada inferior a 15 kW, de los cuales, el número de contadores Tipo 5 con capacidad de telemedida⁵ y telegestión⁶, ascendía a 7,9 millones (un 28% del total). El resto, casi 20 millones, siguen siendo contadores analógicos. La renovación de los contadores es imprescindible para poder aplicar en el futuro precios horarios, ya que estos requerirán 24 señales al día, una para cada hora. Mientras tanto, y hasta que se lleve a cabo la sustitución de los contadores, se aplicarán de forma transitoria unos perfiles de consumo estimados por REE.

Con respecto a los precios de alquiler, mediante el Real Decreto 1483/2001 de 27 de diciembre, se estableció el porcentaje del 1,125% como precio máximo de alquiler del precio medio del aparato que se trate, de forma que:

- Para consumidores con potencias contratadas hasta 15 kW (Tur y no TUR), si se trata de un contador analógico sin discriminación horaria y sin telegestión el precio de alquiler es de 0,57 €/mes. Esto nos indica que el precio del aparato es de $0,57/0,01125=50,66$ €

⁵ permite leer el contador a distancia

⁶ permite discriminar las lecturas y obtener curvas horarias



Cálculo del precio de la electricidad

- Si se trata de un contador electrónico monofásico con discriminación horaria y con posibilidad de telegestión para consumidores domésticos el precio será de 0,81 €/mes. En este caso, no se considera solo el precio del equipo, sino también los costes asociados a su instalación y operación y mantenimiento de los mismos (incluidos los costes asociados a la verificación).
- De igual forma, los contadores electrónicos trifásicos con discriminación horaria y con posibilidad de telegestión para consumidores domésticos, considerando los mismos costes tendrán un precio de alquiler de 1,36 €/mes.

La amortización que se contempla es de $100/1,125 = 88,88$ meses o lo que es lo mismo 7,4 años. Sin embargo, pasado este tiempo se sigue pagando la misma cuantía por el alquiler del contador. Habría que aplicar un mecanismo de ajuste en el precio de alquiler una vez que se haya superado el plazo de amortización de 7,4 años.

4.1.3 IMPUESTOS DE LA FACTURA ELÉCTRICA

4.1.3.1 Impuesto especial sobre la electricidad

Este impuesto fue incorporado a los impuestos especiales por la Ley 66/1997, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social, y el Real Decreto 112/1998, de 30 de enero, introduce las normas reglamentarias necesarias en relación con este impuesto.

De acuerdo con lo establecido en la Exposición de Motivos de la Ley 66/1997, la creación del Impuesto sobre la Electricidad tiene como objetivo básico la obtención de los ingresos necesarios para compensar la supresión del recargo sobre la facturación de energía eléctrica, en concepto de coste específico asignado a ayudas a la minería del carbón, que hasta el 31 de diciembre de 1997 estuvo en vigor y que representaba el 4,864% del importe facturado sin IVA. El tipo impositivo del impuesto es, por lo tanto, del 4,864%.



Por tanto, se trata de un impuesto que nace vinculado a la asunción por el Estado de un nuevo gasto en relación con el apoyo a dicho sector, y debido a la necesidad de modificar el sistema de financiación de la minería del carbón que, por imperativo comunitario, pasa a realizarse a través de los recursos presupuestarios.

La base imponible del impuesto está constituida por el resultado de multiplicar por el factor $(100/100-4,864)=1,05113$ el importe correspondiente al coste de la energía, los peajes de acceso y el margen comercial, es decir los conceptos relacionados con el suministro de electricidad. No se incluye por tanto la facturación por alquiler de contadores, acometidas, verificaciones, etc. que, sin embargo, sí entran a formar parte de la base imponible del IVA.

Aunque en su origen el impuesto eléctrico tenía un destino específico, actualmente no lo tiene.

4.1.3.2 IVA

El tipo impositivo de esta impuesto es del 21%, y la base imponible se corresponde con la suma de todos los conceptos incluidos en la factura, incluido el Impuesto sobre la Electricidad.

4.1.3.3 Análisis de la carga fiscal del precio de la electricidad

Continuando con la comparativa europea, se va a estudiar la cuantía que representan los impuestos sobre el precio final que paga el consumidor en comparación con el resto de países europeos.

En la Tabla 20 se realiza un análisis comparativo de la fiscalidad en los diferentes estados miembros de la UE del precio medio del kWh del sector doméstico partiendo del precio medio correspondiente al primer semestre del año 2013, en cada uno de los países, y elaborado a partir de datos de Eurostat.

En la misma se han calculado, para cada uno de ellos, las cuotas correspondientes a un kWh, tanto por impuesto especial en aquellos casos en que esté implantado,



Cálculo del precio de la electricidad

como por IVA, así como la carga fiscal, compuesta por la suma de ambas, y la presión fiscal, medida como el porcentaje que representa la total carga fiscal sobre el precio final para el consumidor.

	Precio medio antes de impuestos (€/kWh)	Otros impuestos (€/kWh)	IVA (€/kWh)	Carga fiscal (€/kWh)	% Presión fiscal	
1	Dinamarca	0,13	0,11	0,06	0,17	56,67%
2	Alemania	0,15	0,10	0,05	0,14	48,85%
3	Portugal	0,12	0,05	0,04	0,09	41,85%
4	Suecia	0,14	-0,03	0,04	0,07	35,32%
5	Italia	0,15	0,06	0,02	0,08	34,64%
6	Rumania	0,09	-0,02	0,03	0,04	32,73%
7	Austria	0,14	0,03	0,03	0,07	32,13%
8	Holanda	0,13	0,03	0,03	0,06	31,82%
9	Francia	0,10	0,03	0,02	0,05	31,59%
10	Finlandia	0,11	0,02	0,03	0,05	30,16%
11	Noruega	0,14	0,02	0,04	0,05	28,08%
12	Bélgica	0,16	-0,02	0,04	0,06	27,15%
13	Eslovenia	0,12	0,02	0,03	0,04	26,89%
14	Estonia	0,10	-0,01	0,02	0,04	26,42%
15	Grecia	0,12	0,02	0,02	0,04	25,14%
	Media UE	0,13	-0,02	0,03	0,05	24,55%
16	Hungría	0,11	0,01	0,03	0,03	24,05%
17	Polonia	0,12	0,00	0,03	0,03	21,96%
18	España	0,18	0,01	0,04	0,05	21,36%
19	Islandia	0,08	0,00	0,02	0,02	21,08%
20	Croacia	0,11	0,00	0,03	0,03	20,48%
21	Eslovaquia	0,14	0,00	0,03	0,03	18,49%
22	República Checa	0,12	0,00	0,03	0,03	18,10%
23	Chipre	0,23	0,01	0,04	0,05	17,50%
24	Lituania	0,11	0,00	0,02	0,02	17,37%
25	Latvia	0,11	0,00	0,02	0,02	17,27%
26	Montenegro	0,08	0,00	0,02	0,02	17,24%
27	Albania	0,10	0,00	0,02	0,02	16,70%
28	Bulgaria	0,08	0,00	0,02	0,02	16,56%
29	Irlanda	0,20	0,01	0,03	0,03	14,99%
30	Bosnia y Herzegovina	0,07	0,00	0,01	0,01	14,57%
31	Luxemburgo	0,14	0,01	0,01	0,02	13,18%
32	Malta	0,16	0,00	0,01	0,01	5,00%
33	Reino Unido	0,17	0,00	0,01	0,01	4,77%

Tabla 20- Presión fiscal en la tarifa eléctrica en Europa, 1er semestre 2013

Fuente: Elaboración propia, datos Eurostat

- La presión fiscal en la factura eléctrica oscila entre el 4,77% de Reino Unido y el 56,67% de Dinamarca.
- Dinamarca es el país europeo que destina a impuestos un mayor porcentaje del precio que pagan por la electricidad, concretamente, el 56,67% del



Cálculo del precio de la electricidad

precio del kWh. Le siguen Alemania (48,85%), Portugal (41,85%) y Suecia (35,32%).

- España se sitúa en un nivel intermedio. 3,19 puntos porcentuales por debajo del promedio del conjunto de países, ocupando el dieciochoavo lugar. Los españoles pagan 0,18 euros por kWh, el 21,36% de los cuales corresponde a impuestos, ligeramente inferior al 24,55% de la media de la UE.
- Se puede observar cómo en el caso del kWh doméstico las cuotas por IVA suelen ser superiores a las cuotas por impuesto especial, con las únicas excepciones de Dinamarca, Alemania, Portugal e Italia.
- Países como Islandia, Irlanda, Luxemburgo, Malta y Reino Unido, no aplican tipo alguno de impuesto especial.

En el siguiente gráfico, puede apreciarse el peso que los impuestos tienen sobre el precio final para el primer semestre de 2013.

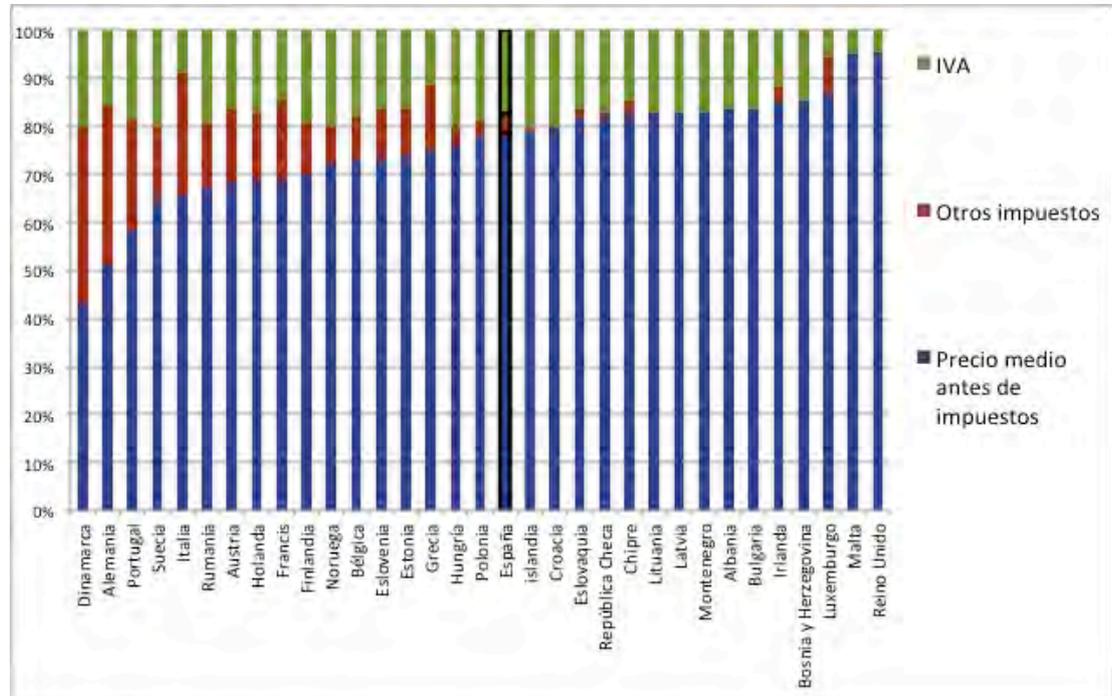


Figura 46-Fiscalidad del precio medio del kWh en el sector doméstico en Europa, 1er semestre 2013

Fuente: Elaboración propia, datos Eurostat



Una de las principales debilidades del sistema energético español es el alto precio de la electricidad. Por eso, una vez analizadas las componentes que componen este precio y su comparativa con el resto de países europeos se puede llegar a conclusiones sobre la causa del alto precio.

En el Análisis de la Componente de Mercado se demostró que sólo en cinco países de la Unión Europea (Dinamarca, Chipre, Alemania, Italia e Irlanda) se paga más que en España por la electricidad. Como muestra la Figura 47, Dinamarca y Alemania son los dos países que más carga impositiva tienen en la UE, dedicando a ello cerca de la mitad de la factura eléctrica. Por ello, se podría considerar que los altos precios de electricidad en ambos países pueden tener su origen en los importantes impuestos. Sin embargo, en el caso de España, con una carga fiscal menor que la media europea, los precios finales siguen siendo de los más altos de los países del entorno.

Además, en el Análisis de la Componente de Mercado se demostró que en cuanto al precio resultante de los diferentes mercados de electricidad en Europa, si bien había diferencias puntuales, estas no reflejan la diferencia que existe en los precios finales.

De esta forma, se puede afirmar que la causa de que la factura eléctrica en España sea tan elevada es causa de los costes regulados del sistema, que son superiores al resto de países europeos y que aumentan cada año considerablemente.

4.2 FACTURA DE ELECTRICIDAD

A partir del análisis que se ha hecho del precio de la energía eléctrica para un consumidor doméstico, este se resume en los componentes mostrados a continuación, distinguiendo entre si se encuentra acogido a la Tarifa de Último Recurso o si por el contrario acude al mercado libre. Ambos tipos de tarifa tienen



Cálculo del precio de la electricidad

la misma estructura de precios, aunque habrá componentes que se formen de distinta manera.

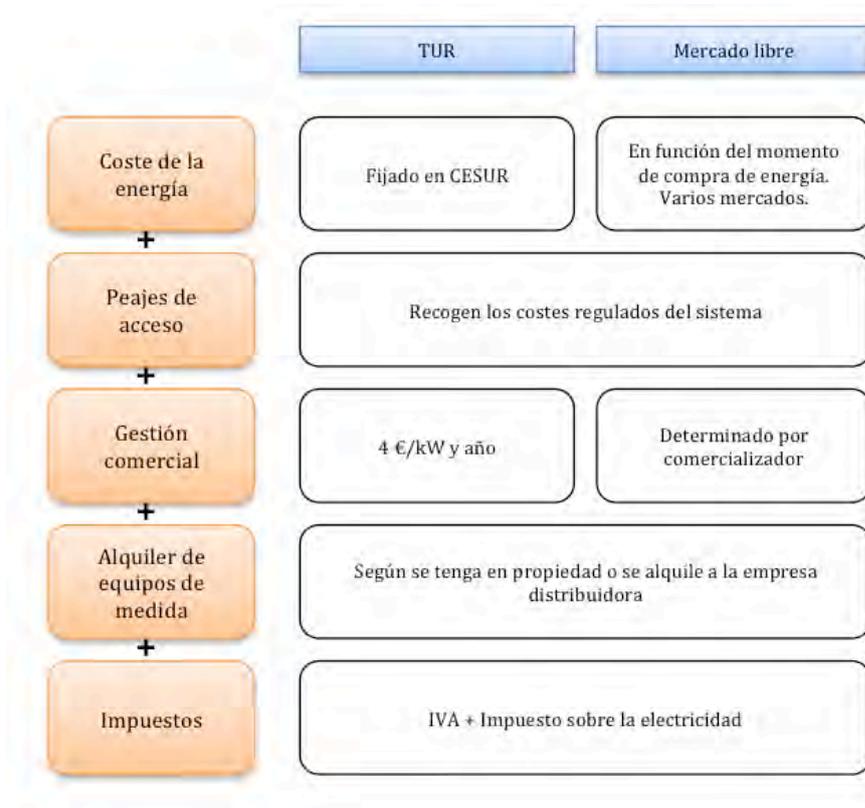


Figura 47-Composición de la factura

Fuente: Elaboración propia

Con respecto al coste de la energía, como se explicó en el tema dedicado a la componente de mercado, los comercializadores que operan en el mercado libre compran energía en el mercado a precios mayoristas y venden esa energía a los consumidores a precios pactados libremente por ambas partes, mientras que los Comercializadores de Último Recurso por otra parte, se aprovisionaban en las subastas de energía para el suministro de último recurso (subastas CESUR) y en el mercado diario. Tras la invalidación de la subasta CESUR en diciembre de 2013 por parte de la CNMC, el Gobierno estableció un precio transitorio para las TUR para el primer trimestre de 2014, y en abril de 2014 ha entrado en vigor un nuevo mecanismo que elimina el sistema de subastas trimestrales y donde el precio se



Cálculo del precio de la electricidad

vincula directamente al mercado diario de la electricidad. Este nuevo mecanismo de Precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC), que equivale a la TUR, permitirá una mayor transparencia en la fijación del precio, al ser directamente el resultado del mercado. Además, las CUR también deberán ofrecer un precio fijo de electricidad durante todo el año.

Cabe recordar que en el coste de la energía se incluyen también otros costes, como son los pagos por capacidad, los servicios de ajuste, y las pérdidas estándar.

Al coste de la energía se le añaden los peajes de acceso o de acceso a las redes, que son repercutidos a todos los consumidores según sus características, independientemente de la forma de adquisición de su energía. Como ya se abordó en el Análisis de la Componente Regulada del Precio de la Electricidad, estos peajes son fijados por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo en base a los costes regulados del sistema

El margen comercial varía según la tarifa. Mientras que en la TUR está fijado en 4 €/kW y año, si el consumidor compra su electricidad en el mercado libre, el margen de beneficio que obtendrá la comercializadora estará incluido en el precio que pacten libremente ambas partes. Por último, el alquiler de equipos de medida y los impuestos son conceptos comunes a ambas tarifas.

4.2.1 ANÁLISIS DE LA FACTURA ELÉCTRICA

A la hora de analizar una factura de electricidad típica, se pueden diferenciar tres bloques.



Cálculo del precio de la electricidad

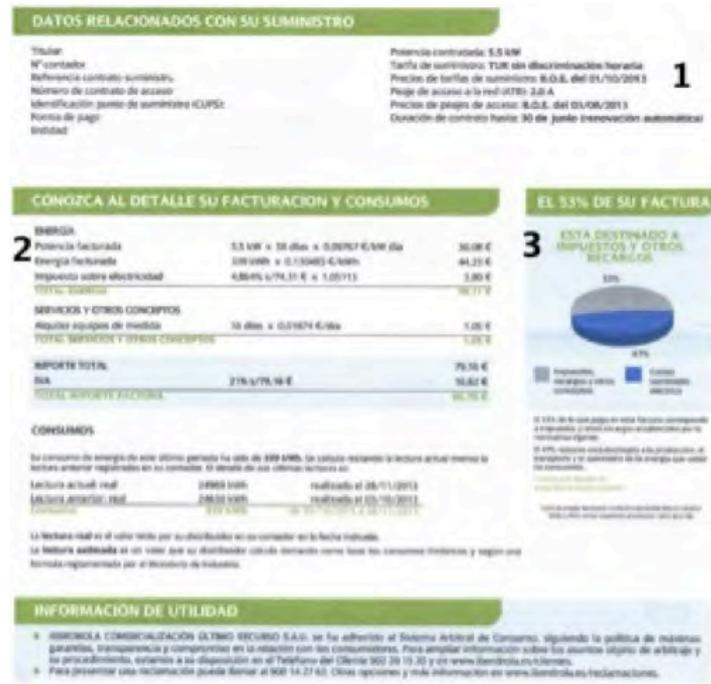


Figura 48-Factura de comercializadora tipo

1. Datos del cliente y del suministro

La cabecera de la factura contiene la información del suministro de electricidad, como son el tipo de tarifa contratado, el periodo de facturación, etc. y del cliente al que se está facturando: nombre, dirección, forma de pago, etc.

2. Facturación

A continuación aparece el detalle de los conceptos propiamente facturados. La factura estará compuesta de un término de potencia, que es fijo y es función de la potencia contratada, y de un término de energía, que será variable en función de la energía consumida en el periodo de facturación.

3. Destino de la factura

En la factura los comercializadores también incluyen el detalle del destino de los ingresos recaudados a través de la factura eléctrica. Más adelante se volverá a este punto.

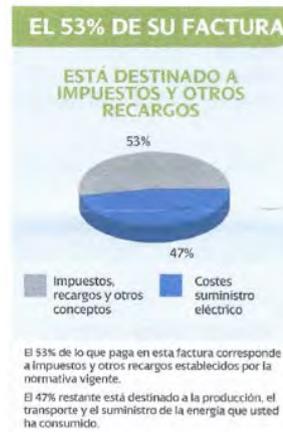


Figura 49-Detalle del destino de lo que paga el consumidor en su factura

Fuente: Comercializadora tipo

4. Información adicional.

Por último, en el reverso de la factura, se incluye un gráfico con la evolución histórica del consumo facturado y los datos de contacto de la comercializadora.

4.2.2 EJEMPLO DE CÁLCULO DE LA FACTURA ELÉCTRICA

Mediante un ejemplo, se trata de “reconstruir” el precio del suministro a partir de estos diferentes componentes para aclarar el cálculo mostrado en la factura de la electricidad. Para el ejemplo se ha tomado un consumidor tipo acogido a la tarifa de último recurso (TUR), como el 70% de los españoles, con una potencia contratada de 5,5 kWh, y con un consumo de energía de 339 kWh en 56 días.

En la factura se recogen los datos relacionados con el suministro, como se muestra en la Figura 51. Se trata de una tarifa TUR sin discriminación horaria, por lo que se pagará lo mismo independientemente de la hora del día. Se recogen también las referencias al Boletín Oficial del Estado donde están publicados los precios de las TUR y de los peajes de acceso a aplicar.



Cálculo del precio de la electricidad

Potencia contratada: 5,5 kW
Tarifa de suministro: TUR sin discriminación horaria
Precios de tarifas de suministro: B.O.E. del 01/10/2013
Peaje de acceso a la red (ATR): 2.0 A
Precios de peajes de acceso: B.O.E. del 03/08/2013
Duración de contrato hasta: 30 de junio (renovación automática)

Figura 50- Características del suministro

El consumo de energía eléctrica del periodo correspondiente se calcula restando la lectura actual registrada en el contado menos la lectura anterior.

CONSUMOS		
Su consumo de energía de este último periodo ha sido de 339 kWh . Se calcula restando la lectura actual menos la lectura anterior registradas en su contador. El detalle de sus últimas lecturas es:		
Lectura actual: real	24969 kWh	realizada el 28/11/2013
Lectura anterior: real	24630 kWh	realizada el 03/10/2013
Consumo	339 kWh	de 03/10/2013 a 28/11/2013

Figura 51- Consumo de electricidad

El periodo de facturación es bimestral y en este caso se corresponde con 56 días, desde el 3 de octubre de 2013 hasta el 28 de noviembre de 2013.

Coste de la energía

Al tratarse de una Tarifa de Último Recurso, el precio de la energía consumida es fijado trimestralmente el Ministerio de Industria Energía y Turismo de acuerdo con un procedimiento establecido a partir de la subasta trimestral CESUR. Este mecanismo de subasta permite anticipar el nivel de precios de la energía a mercado (CEMD) para el trimestre.

A este coste estimado de la energía se le suma el sobrecoste por servicios de ajuste y los pagos por capacidad, y a todo se le aplica el coeficiente por pérdidas, para elevar a barras de central lo que marca el contador:

- Coste estimado del Mercado Diario (CEMD) = 0,05095 €/kWh
- Sobrecoste servicios de ajuste = 0,00689 €/kWh



- Pago por capacidad = 0,009812 €/kWh
- Coeficiente por pérdidas = 14%
- Coste de la energía (CE) = (CEMD + Sobrecoste servicios de ajuste + Pago capacidad) x coef.pérdidas = 0,07723 €/kWh

Coste de la energía (CENERGIA) = CE x ECONSUMIDA = 0,07723 €/kWh x 339 kWh = 26,18 €

Peajes de acceso

Los peajes de acceso están compuestos de dos términos, el de potencia y energía, de forma que habrá una parte del peaje de acceso que dependerá de la potencia contratada y otro término que lo hará de la energía consumida en el periodo correspondiente.

La tarifa de acceso correspondiente a este ejemplo es la 2.0A, como se indica en la factura. Esta tarifa corresponde a puntos de consumo con potencia contratada inferior a 10 kW y sin discriminación horaria, por lo que se pagará los mismo independientemente de la hora del día.

- TPA = 31,649473 €/kW año
Tarifa de potencia = TPE x PCONTRATADA = 31,649473 €/kW año x 5,5 kW x 56/365 = 26,71 €
- TEA=0,0532553 €/kWh
Tarifa de energía = TEA X ECONSUMIDA = 0,0532553 €/kWh x 339 kWh = 18,05 €

Peaje de acceso = Tarifa de potencia + Tarifa de energía = 26,71 + 18,05 = 44,75 €



Cálculo del precio de la electricidad

Como se puede apreciar, es el término de potencia es el que más importancia tiene dentro del peaje de acceso, ya que representa un 60% del mismo.

Otros costes

Finalmente hay que considerar otros pagos adicionales que no forman parte de la tarifa TUR ni de la tarifa de acceso.

- El margen comercial

$$MCOMER = 4 \text{ €/kW y año} \times PCONTRATADA = 3,37 \text{ €}$$

- El alquiler del contador

$$ACONTADOR = 0,57 \text{ €/mes} \times 56/30 = 1,05 \text{ €}$$

Impuestos

- El impuesto sobre la Electricidad

$$\begin{aligned} IEELECTRICIDAD &= 4,864\% \times (PENERGÍA + PACCESO + MCOMER) \\ &\times 1,05113 = 3,80 \text{ €} \end{aligned}$$

- El Impuesto sobre el Valor Añadido

$$\begin{aligned} IVA &= 21\% \times (PENERGÍA + PACCESO + MCOMER + ACONTADOR \\ &+ IEELECTRICIDAD) = 16,62 \text{ €} \end{aligned}$$

Teniendo en cuenta todos estos costes, el pago total de la factura eléctrica de los 56 días sería:

$$\begin{aligned} P_{TOTAL} &= CENERGÍA + PACCESO + MCOMER + ACONTADOR + \\ &IEELECTRICIDAD + IVA = 26,18 + 44,75 + 3,37 + 1,05 + 3,80 + 16,62 = \end{aligned}$$

Figura 52-Precio total de la factura



Cálculo del precio de la electricidad

Para el ejemplo se ha preferido seguir un enfoque conceptual explicativo del origen de cada coste. Sin embargo, en la factura no aparece toda esta descomposición, sino que los cuatro primeros sumandos del precio total (precio de la energía, peajes de acceso y margen de comercialización) se mezclan.

De esta forma, solo aparecen dos términos, un término de potencia que se multiplica por la potencia contratada, y un término de energía, que se multiplica por el consumo.

- El término de energía está compuesto por el coste de la energía más el término del peaje de acceso que depende de la energía:

$$Te = CE + TEA = 0,07723 \text{ €/kWh} + 0,0532553 \text{ €/kWh} = 0,1304853 \text{ €/kWh}$$

- El término de potencia incluye el término de potencia del peaje de acceso (que representa un 60% del peaje) y el margen comercial:

$$Tp = TPA + MCOMER = 31,649473 \text{ €/kW año} + 4 \text{ €/kW año} = 35,6494 \text{ €/kW año} = 0,09767 \text{ €/kW día}$$

Mediante estos dos términos se calculan:

- El término variable (energía) se calcula multiplicando el consumo de dicho periodo (kWh) por el precio del término de energía (€/kWh):

$$\begin{aligned} \text{Energía facturada} &= Te \times E_{\text{CONSUMIDA}} = 0,1304853 \text{ €/kWh} \times 339 \text{ kWh} \\ &= 44,23 \text{ €} \end{aligned}$$

- La potencia facturada se calcula multiplicando la potencia contratada de cada cliente (kW) por el número de días del período de facturación y por el precio del término fijo (€/kW/día):

$$\begin{aligned} \text{Potencia facturada} &= Tp \times P_{\text{CONTRATADA}} = 0,09767 \text{ €/kW día} \times 56 \\ &\text{días} \times 5,5 \text{ kW} = 30,08 \text{ €} \end{aligned}$$



Cálculo del precio de la electricidad

La suma de ambos términos constituye el importe base de facturación, al que se le aplican los posibles descuentos, según promociones que haya obtenido el cliente y, finalmente, se le añaden los impuestos. El pago total en la factura aparece como:

$$PTOTAL = T_p \times PCONTRATADA + T_e \times ECONSUMIDA + ACONTADOR + IELECTRICIDAD + IVA = 30,08 + 44,23 + 1,05 + 3,80 + 16,62 = 95,78 \text{ €}$$

Figura 53-Precio total como aparece en la factura

Como se puede comprobar, una mayor simplicidad en la factura eléctrica supone una pérdida de información para el consumidor en cuanto al origen de los costes que éste asume.

Volviendo sobre el detalle del destino de la factura que se indica en la misma por parte de los comercializadores, esta indica que el 53% corresponde a impuestos, recargos y otros conceptos. En este porcentaje se están incluyendo los impuestos (IVA e Impuesto sobre la Electricidad), el término de potencia del peaje de acceso y los pagos por capacidad. Se indica que el resto corresponde a los costes del suministro eléctrico, en el que incluyen el coste de la energía (menos los pagos por capacidad), el término de energía del peaje de acceso, el alquiler de equipos de medida y el margen comercial. Si bien este detalle da una idea a grandes rasgos de la naturaleza de la composición del precio, no contribuye a aclarar el origen de los diferentes pagos que realiza el consumidor.

La Figura 56 representa de forma clara cómo se ha obtenido cada componente de la factura en el ejemplo de aplicación. Cabe destacar que el término correspondiente a la energía facturada no se corresponde solo con el coste de mercado de la energía eléctrica que se ha consumido, sino que también tiene en cuenta las pérdidas, los pagos por capacidad, los servicios de ajuste y el término



Cálculo del precio de la electricidad

de energía del peaje de acceso. De esta forma, el coste de la energía como tal representa tan solo un 18% de la factura, como representa la Figura 56, junto con el peso que tiene cada concepto sobre el precio final.

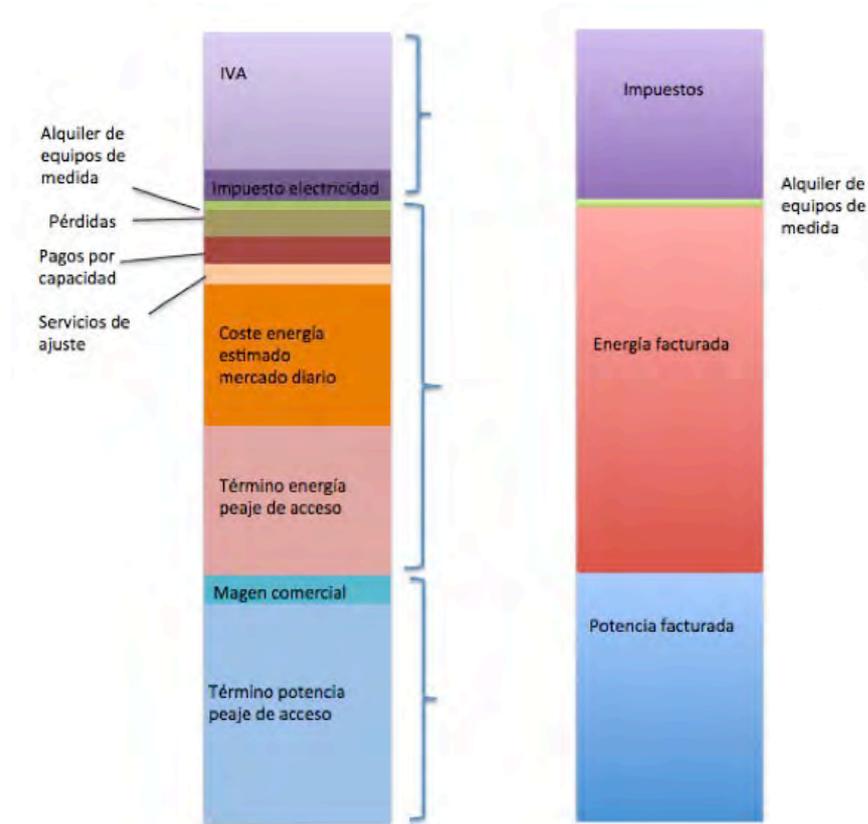


Figura 54-Formación del precio

Fuente: Elaboración propia



Cálculo del precio de la electricidad

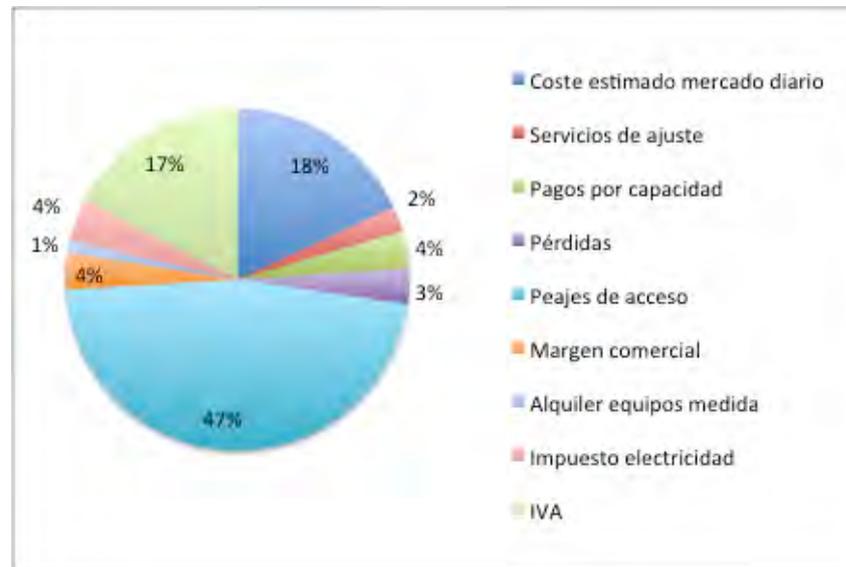


Figura 55-Composición de la factura eléctrica, 2013

Fuente: Elaboración propia

El concepto que más importancia tiene en el precio que paga un consumidor son los peajes de acceso, que como ya se ha dicho cubren los costes regulados del sistema. Estos reciben casi la mitad de la factura: en este ejemplo 44,76 € de los 95,78 € que se pagan por el suministro son destinados a este fin.

Aunque este tema ya se abordó en el Análisis de la Componente Regulada del Precio de la Electricidad, es importante recordar como se reparte este concepto que tiene tanta importancia en el precio. Como muestra la Figura 56, el transporte y la distribución de la energía eléctrica representan de forma conjunta el 37% de estos costes de acceso. Es decir, en este ejemplo aproximadamente unos 16 € un 17% de la factura, son destinados a cubrir los costes de transporte y distribución de la energía que se ha consumido.

Cálculo del precio de la electricidad

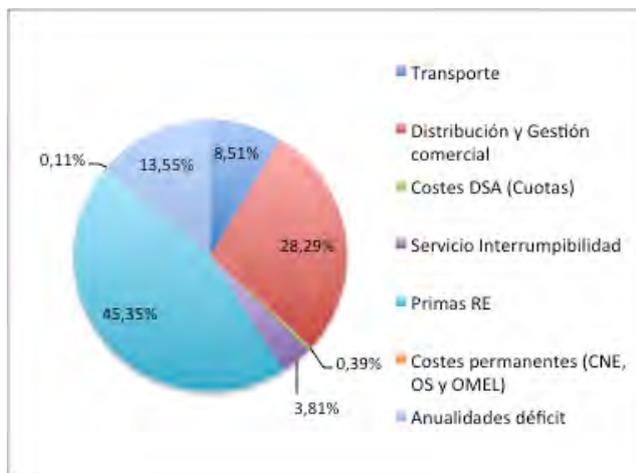


Figura 56-Estimación del destino del concepto peajes de acceso

Fuente: Elaboración propia

A partir de datos de la CNE se ha realizado una estimación del reparto de los 44,76 € que suponen los peajes de acceso en la factura considerada.

Concepto	€ en la factura	% sobre el peaje de acceso	% sobre el precio final
Primas RE	20,30	45,35%	21,19%
Transporte	3,81	8,51%	3,98%
Distribución	12,66	28,29%	13,22%
Anualidades déficit	6,07	13,55%	6,33%
Servicio de interrumpibilidad	1,71	3,81%	1,78%
Resto de costes regulados	0,22	0,49%	0,23%
TOTAL Peajes de acceso	44,76	100,00%	46,73%

Figura 57-Estimación del destino del concepto peajes de acceso

Fuente: Elaboración propia

De esta forma, se comprueba que más importante que los costes de transporte y distribución son los que se destinan a las primas para la generación en Régimen Especial, alcanzando casi la mitad de los peajes de acceso. En la factura del ejemplo unos 20 € se usarán para cubrir estas primas, o lo que es lo mismo, el 21% de la factura eléctrica. Se comprueba que este concepto es el que más peso tiene en el precio final que paga un consumidor, por delante del coste estimado de la energía.



Cálculo del precio de la electricidad

A continuación se recoge una estimación de la cantidad de la factura que podrían suponer las primas al Régimen Especial por tecnologías.

Tecnología	€ en la factura	% sobre Primas RE	% sobre el peaje de acceso	% sobre el precio final
Cogeneración	4,46	21,98%	9,97%	4,66%
Solar Fotovoltaica	6,35	31,30%	14,20%	6,63%
Termosolar	2,71	13,36%	6,06%	2,83%
Eólica	4,58	22,54%	10,23%	4,78%
Hidráulica	0,40	1,97%	0,89%	0,42%
Biomasa y residuos	1,80	8,85%	4,02%	1,88%
TOTAL Primas RE	20,30	100,00%	45,36%	21,19%

Figura 58-Estimación del destino del concepto Primas RE

Fuente: Elaboración propia

Se destinará el 6,63% de la factura a cubrir los incentivos a la energía solar fotovoltaica. En segundo lugar, la energía eólica y la cogeneración recibirán cada una aproximadamente un 4,7% del precio pagado por el consumidor. Se comprueba que el impacto de estas primas sobre el precio del kWh es muy importante.

4.3 RESULTADOS

A continuación, basándose en el análisis de los costes realizados, se recoge el precio desglosado por los conceptos estudiados. Para esta aplicación se ha escogido un precio total de 100 € para mayor facilidad.



Cálculo del precio de la electricidad

Componente de mercado	Coste estimado mercado diario		18,03	27,33	100	
	Servicios de ajuste	Sobrecoste mercado intradiario	-0,02			2,44
		Sobrecoste restricciones	1,46			
		Sobrecoste procesos del OS	1			
	Pago por capacidad	Incentivo a la inversión	1,75			3,47
		Incentivo a la disponibilidad	0,54			
		Resolución restricciones por garantía de suministro	1,18			
Pérdidas		3,39				
Componente regulada	Primas RE	Cogeneración	4,66	21,20		
		Solar fotovoltaica	6,63			
		Termosolar	2,83			
		Eólica	4,78			
		Hidráulica	0,42			
		Biomasa y residuos	1,88			
	Transporte	Retribución transporte	3,94	3,98		
		Incentivo disponibilidad	0,04			
	Distribución	Retribución distribución	12,69	13,22		
		Incentivo pérdidas y calidad	0,53			
	Anualidades déficit		6,33			
	Servicio de interrumpibilidad		1,78			
	Costes asociados a la industria nuclear		0,18			
Resto de costes regulados		0,05				
Margen comercial			3,52			
Alquiler de equipos de medida			1,10			
Impuestos	Impuesto sobre electricidad		3,97	21,33		
	IVA		17,36			

Tabla 21-Desglose de 100 € en la factura eléctrica

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 61 se recoge el precio de este punto de suministro en el mismo periodo de facturación durante para tres años consecutivos, suponiendo que se haya mantenido la potencia contratada y que el consumo haya sido el mismo.



Cálculo del precio de la electricidad

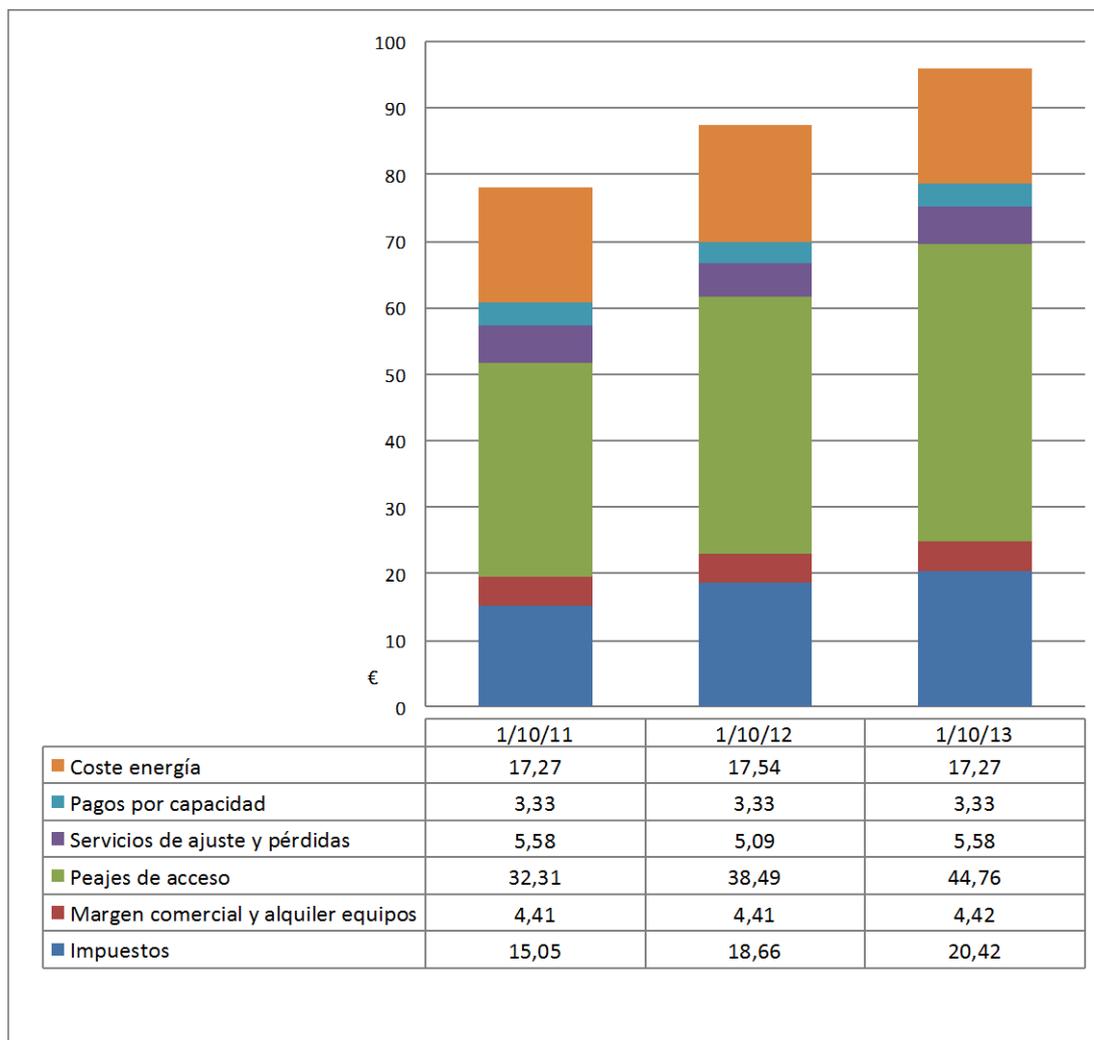


Figura 59-Evolución de la factura para tres años consecutivos

Fuente: Elaboración propia

Se comprueba que desde el 1 de octubre de 2011 hasta la misma fecha en 2013 la factura eléctrica para este consumidor ha aumentado un 23%, desde 77,95 € hasta 95,78 €. Este aumento es significativo porque se ha producido en solo dos años y se puede observar que ha sido producido por dos factores: la subida del IVA al 21% y un crecimiento considerable de los peajes de acceso, casi un 38% desde 2011.

Como ya se analizó en el Análisis de la Componente Regulada, desde 2007 los peajes de acceso aumentan cada año sobre todo debido a las mencionadas primas



Cálculo del precio de la electricidad

al RE. Mientras que en 2007 estas representaban apenas un 20% de los costes regulados, en 2013 han alcanzado casi la mitad. Otros costes, como son los de transporte y distribución, han ido perdiendo peso en los costes regulados a medida que han aumentado los años.

4.4 POSIBLES ACTUACIONES DE LOS CONSUMIDORES

Si el consumidor considerado en el ejemplo decidiera permanecer acogido a la TUR, su margen de actuación en relación con la factura eléctrica se centraría en:

1. Revisar la potencia contratada, adecuándola a sus verdaderas necesidades. El consumidor considerado vería la siguiente variación sobre su factura bimestral en caso de cambiar la potencia.

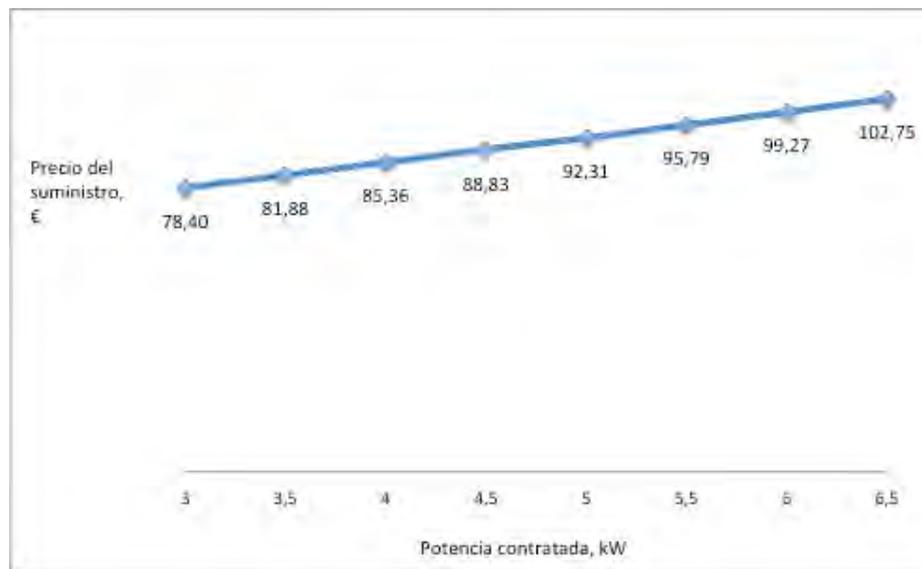


Figura 60-Variación del precio en función de la potencia contratada

Fuente: Elaboración propia

Sin embargo, se deben tener en cuenta las penalizaciones que pueden incrementar la factura por utilizar más potencia de la contratada.



Cálculo del precio de la electricidad

2. Mejorar el ahorro y la eficiencia energética mediante medidas como el cambio a lámparas de poco consumo y a electrodomésticos clase A, desconexión de aparatos no utilizados, mejoras en la climatización, etc.

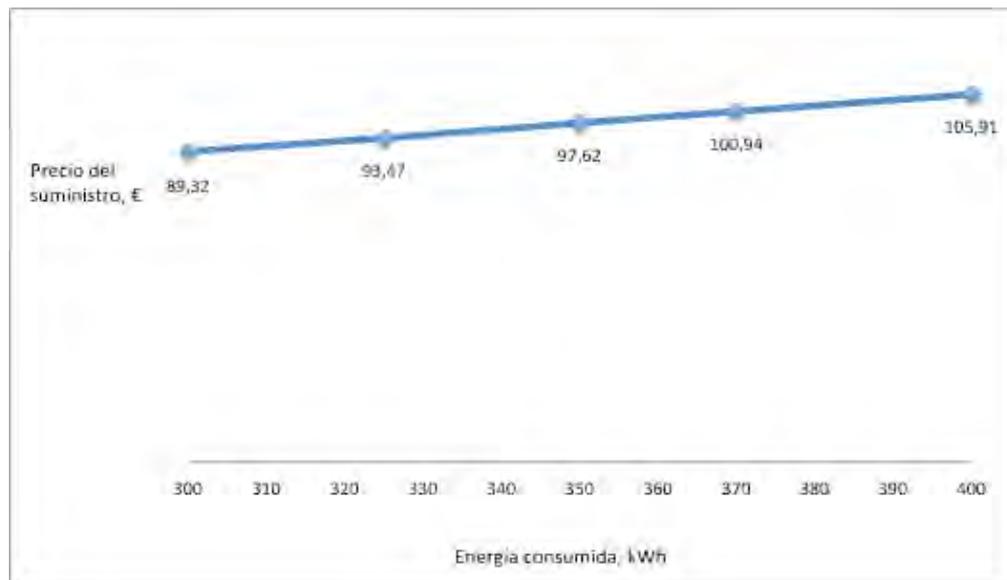


Figura 61-Variación del precio en función de la energía consumida

Fuente: Elaboración propia

3. En caso de utilizaciones inadecuadas la energía reactiva puede producir un incremento de la factura. En este caso, la instalación por parte del cliente de un equipo de compensación de reactiva puede ser amortizada a muy corto plazo si se evitan los pagos suplementarios por exceso de reactiva.
4. De cara al nuevo método de cálculo a partir de los precios horarios del mercado diario, se debería intentar desplazar todo lo posible el consumo a horas de menor demanda y por tanto precios más bajos. Estos precios para cada hora podrán consultarse a partir de las 20:00 h del día anterior en la página de Red Eléctrica.

En paralelo con lo anterior, el consumidor podría salir de la TUR y establecer un contrato con una comercializadora de mercado libre. En este caso, los precios de los términos de potencia y energía y las condiciones de revisión de los mismos



Cálculo del precio de la electricidad

(normalmente una vez al año en vez de trimestralmente) quedarían establecidos en el contrato.

Para el mismo periodo considerado en el ejemplo anterior, se han tomado los precios ofrecidos por una comercializadora en el mercado libre:

- $T_e=0,134062 \text{ €/kWh}$
- $T_p=0,099409 \text{ €/kW día}$

Con lo que el pago total quedaría de la siguiente forma:

- Energía facturada = $T_e \times E_{\text{CONSUMIDA}} = 0,134062 \text{ €/kWh} \times 339 \text{ kWh} = 45,44 \text{ €}$
- Potencia facturada = $T_p \times P_{\text{CONTRATADA}} = 0,099409 \text{ €/kW día} \times 56 \text{ días} \times 5,5 \text{ kW} = 30,62 \text{ €}$

$$P_{\text{TOTAL}} = T_p \times P_{\text{CONTRATADA}} + T_e \times E_{\text{CONSUMIDA}} + A_{\text{CONTADOR}} + I_{\text{ELECTRICIDAD}} + \text{IVA} = 30,62 + 45,44 + 1,05 + 3,88 + 16,79 = 96,74 \text{ €}$$

Figura 62-Precio total como aparece en la factura

Se comprueba que este precio es casi equivalente a los 95,78 € que se obtenían con la tarifa TUR. Sin embargo, se podrían comparar ofertas de diferentes comercializadores e incluso obtener alguna oferta, de forma que se podría llegar a mejorar el precio de las TUR.



Capítulo 5 COGENERACIÓN

Como se ha comprobado en la formación de la factura eléctrica para un consumidor doméstico, las primas al Régimen Especial son un concepto especialmente relevante a la hora de entender la formación del precio final. Representan el 20% del precio que se paga por la electricidad, siendo el concepto que más peso tiene en su formación.

Un 22% de estas primas son destinadas a la cogeneración, energía que a pesar de no ser renovable (el 84% de las plantas de cogeneración españolas funcionan con gas natural o combustibles fósiles) recibe aproximadamente 4,67 € de cada 100 € pagados en la factura.

La necesidad de hacer un uso eficiente de las fuentes de energía da origen a la idea de aprovechar el calor producido en los procesos de generación eléctrica, y esto es lo que se conoce como cogeneración. Este aprovechamiento del calor residual la convierte en una fuente de energía perteneciente al Régimen Especial, junto con todas aquellas tecnologías que contribuyen a un desarrollo sostenible.

Las plantas de cogeneración se desarrollaron de forma que se pudiera destinar una gran parte de la energía consumida en la generación eléctrica, en la producción industrial y conseguir así un abaratamiento de los costes energéticos para la industria. Surgen así en muchos países europeos, primero a nivel industrial y posteriormente a nivel doméstico, como una alternativa más eficiente que la generación de energía térmica y eléctrica por separado, que además produce menos emisiones contaminantes, reduce las pérdidas de transporte y garantiza el suministro energético a barrios aislados.

En el caso español, por el contrario, las previsiones de capacidad fueron en muchos casos excesivas, de forma que resultaba más ventajoso para el generador vender toda la electricidad producida y comprar a la empresa comercializadora la totalidad que se demanda para producir. De manera que bajo este contexto no se



busca la eficiencia o la reducción de las emisiones de gases contaminantes para la atmósfera, sino que prima el beneficio económico, impidiendo su evolución a otros niveles.

5.1 DEFINICIÓN

La cogeneración consiste en la producción conjunta de energía eléctrica o mecánica y de energía térmica útil (calor o frío) a partir de la misma fuente de energía primaria. La energía mecánica se suele aplicar a un alternador para producir electricidad.

La cogeneración tiene sentido en aquellas instalaciones en las que existen demandas que combinan consumos tanto eléctricos como térmicos. Una cogeneración no es una pequeña central eléctrica: ha de producir también calor útil.

La cogeneración satisface los elevados consumos energéticos que requieren las industrias manufactureras en sus procesos de producción, en las que se aprovecha el calor residual asociado a estas plantas de cogeneración, que estarán instaladas en las mismas industrias, de forma que se ahorra combustible. Así, las plantas de cogeneración estarán asociadas a una industria (diversos sectores como el químico, papelería, alimentario, petroquímico, industria cerámica), o bien a un complejo de edificios (aeropuerto, hospital, etc.).

En España el 91% de la potencia de cogeneración está ligada a sectores industriales, mientras que el resto corresponde a sector terciario y residencial.

Se trata de un sector heterogéneo en el que conviven diversas tecnologías (ciclos simples, ciclos combinados, secado directo, turbinas, motores), diversas aplicaciones (industrial, agrícolas, terciario) y amplio rango de potencias (desde 50 kW hasta más de 100 MW). También se pueden utilizar una gran variedad de combustibles: gas natural, fuel, biomasa, biogás, etc.



5.1.1 VENTAJAS DE LA COGENERACIÓN

La cogeneración se trata de una tecnología eficiente, ya que supone un ahorro de energía primaria utilizada en el proceso. Contribuye a una disminución del impacto ambiental, por la reducción de emisiones que implica este ahorro.

Para un país, el uso eficaz de la cogeneración contribuye al cumplimiento de los objetivos de política energética y sostenibilidad ambiental. España, al igual que la mayoría de los países europeos, es extremadamente dependiente de los suministros energéticos del exterior. La cogeneración puede también contribuir positivamente a la seguridad del abastecimiento energético, esencial para un futuro sostenible.

Además, al producir la electricidad localmente se producirán menos pérdidas de transporte y distribución, suponiendo un ahorro de inversión en infraestructuras de transporte y distribución.

Para el titular de la planta de cogeneración asociada a una industria, ésta supondrá ventajas económicas, de competitividad y de seguridad de suministro. En primer lugar verá una disminución de la factura energética, ya sea por el ahorro o la venta de electricidad o calor. Además, este ahorro vendrá también por la disminución de pérdidas en el transporte, al generarse y consumirse la energía en el mismo lugar. Este abaratamiento en la factura supone un aumento de la competitividad de la industria.

Sin embargo, la instalación de una planta de cogeneración también implicará unos riesgos, como pueden ser complejidad en la instalación, necesidad de personal especializado o riesgo financiero.



5.2 *DIRECTIVA EUROPEA SOBRE COGENERACIÓN*

El desarrollo sostenible del sector energético en la Unión Europea en lo que afecta a aspectos medioambientales y de la seguridad de suministro, está estrechamente relacionado con la mejora de la eficiencia energética.

Los objetivos europeos de eficiencia energética pueden ser alcanzados con ayuda de la cogeneración, debido a sus mencionados beneficios en el ahorro de energía primaria, las pérdidas evitadas y la reducción de emisiones, en particular las de efecto invernadero. Además, el uso eficaz de la energía mediante la cogeneración puede contribuir a la seguridad y diversificación de abastecimiento y a la competitividad de los estados miembros de la Unión Europea.

En ejecución de dichos objetivos, en octubre de 2003, *el Dictamen del Comité de las Regiones de la UE* subrayó la necesidad de incrementar la cogeneración en Europa, pasando del 9% al 18% en 2010. Para ello, se alienta los estados miembros a establecer medidas de apoyo adecuadas. Se debe fomentar la cogeneración utilizando todo tipo de combustible pero especialmente los renovables, con énfasis en la biomasa, y las unidades de tipo reducido.

El fomento de la cogeneración de alta eficiencia sobre la base de la demanda de calor útil es una prioridad para la Unión Europea, donde tiene un considerable potencial en términos de ahorro de energía. Sin embargo, sigue estando muy desaprovechada en la UE. En este contexto, el 11 de febrero de 2004 se promulgó la *Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo*, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía.

El objetivo de la directiva fue la creación de un marco común para promover y facilitar la instalación de centrales de cogeneración en los estados miembros, estimulando su uso en la producción de energía térmica y mecánica o eléctrica como una técnica de ahorro de energía primaria.



El objetivo a corto plazo debía ser hacer posible la consolidación de las instalaciones de cogeneración existentes y promover nuevas instalaciones. A medio y largo plazo, la directiva debería crear el marco necesario para la cogeneración de alta eficiencia para reducir las emisiones de CO₂ y otras sustancias y contribuir al desarrollo sostenible.

Además, esta directiva unifica para todos los países europeos el significado de cogeneración: *es la generación simultánea en un proceso de energía térmica y eléctrica y/o mecánica*. Se considera cogeneración de alta eficiencia cuando el ahorro de energía primaria sea superior al 10%, en comparación con la producción por separado de calor y electricidad con el mismo combustible.

Para garantizar que el respaldo a la cogeneración esté basado en la demanda de calor útil y en el ahorro de energía primaria, es necesario establecer criterios para determinar y evaluar la **eficiencia energética** de la producción de cogeneración con arreglo a la definición básica. Se define eficiencia como la suma anual de la energía, eléctrica, mecánica y del calor útil dividida por la energía primaria consumida.

La Comisión establece valores de referencia de la eficiencia armonizados para la producción por separado de electricidad y calor. Basándose en dichos valores de referencia de la eficiencia armonizados, los Estados miembros garantizarán mediante una **garantía de origen** que la electricidad haya sido producida mediante cogeneración de alta eficiencia. Se debe especificar:

- Calor específico inferior del combustible empleado, uso del calor generado y lugares y fecha de producción
- Cantidad de electricidad producida
- Ahorro de energía primaria

Por último, se obliga a todos los Estados miembros a adoptar y publicar un informe cada cuatro años que analice el potencial nacional de cogeneración de alta eficiencia y que vaya acompañado de un análisis separado de los obstáculos a la



cogeneración y de las medidas adoptadas para garantizar la fiabilidad del sistema de garantía.

Con esta directiva, se anima a los estados miembros a elaborar planes de apoyo de una duración mínima de cuatro años, evitando cambios frecuentes en los procedimientos administrativos y que respeten el principio de la eliminación gradual.

En marzo de 2007 el Consejo Europeo se pronunció sobre los objetivos en materia energética y ambiental para 2020. Estos objetivos fueron denominados 20/20/20, es decir, que para este año el 20% de la energía final provenga de fuentes renovables, mejorar la eficiencia energética en un 20% en la UE frente al escenario tendencial y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20%.

5.3 MECANISMOS DE APOYO A LA COGENERACIÓN

Para poder alcanzar los objetivos de producción con energías renovables y cogeneración, se pusieron en marcha en Europa y en el resto del mundo, distintos sistemas de apoyo a las energías renovables. En muchos países europeos se venían ya aplicando diversos mecanismos de ayuda a este grupo de tecnologías.

Éstas requieren apoyo, dado que, en general, tienen costes más elevados que las tecnologías convencionales.

Dichos sistemas de apoyo pueden clasificarse atendiendo a estos dos criterios fundamentales:

- Si la intervención regulatoria actúa sobre el precio o retribución recibida o si lo hace sobre la cantidad de potencia a instalar o de energía a generar.
- Si dicha intervención actúa en la fase inicial de inversión o en la fase posterior de generación de electricidad.



En la Tabla 1 se clasifican los principales sistemas de apoyo vigentes actualmente a partir de la combinación de tales criterios.

	Precios regulados	Cantidades reguladas
Basados en la inversión	Subsidios a la inversión Incentivos fiscales	Subastas
Basados en la generación	Tarifas o primas reguladas (FIT)	Cuotas y Certificados verdes

Tabla 1-Tipología de los sistemas de apoyo a las energías renovables y cogeneración en Europa

Fuente: “Los sistemas de apoyo a la electricidad renovables en la UE”, APPA

Se debe tener claro como punto de partida que adoptar impulsos regulatorios de cualquier tipo llevará unos costes asociados, al menos en un periodo inicial, que generalmente se cargarán a los peajes de acceso y repercutirán en el precio de la factura eléctrica.

En cuanto a la cogeneración, en Europa han funcionado una amplia variedad de mecanismos de apoyo. Los países europeos generalmente han elegido entre dos formas de apoyo: tarifa o prima regulada para la electricidad vertida a las redes (Feed-in Tariff o FiT), o los Certificados Verdes, ambos bajo el criterio de intervención regulatoria en la fase posterior de generación de electricidad. Aunque de forma menos extendida, también se han promovido incentivos fiscales y subsidios a la inversión.

Los principales métodos de apoyo a la cogeneración en la UE se exponen a continuación.

Tarifas o primas reguladas (FIT)



Se trata de un instrumento normativo diseñado para acelerar la inversión en energías renovables y cogeneración mediante el establecimiento de una tarifa fijada (superior al precio de mercado), prima o sobre precio, por unidad de energía eléctrica inyectada a la red. Es decir, se fija administrativamente el precio al que se le compra la energía al generador, de forma que éste obtiene la seguridad del precio que recibirá por la electricidad, como si se tratara de un contrato a largo plazo. En la mayoría de los países donde se aplica, el cobro del precio o prima queda, además, garantizado durante un periodo de tiempo que oscila entre un mínimo de 15 años y un máximo que coincide con la vida útil de la instalación. Este instrumento suele incluir una disminución progresiva de la tarifa, para tratar de incentivar innovaciones o aprendizaje en la tecnología que reduzcan costes y para ser más eficientes.

Este sistema fue implementado por primera vez en Estados Unidos en 1978, siendo adoptado posteriormente por más de 50 países, entre los que destacan Alemania, España y Dinamarca. De entre todos los sistemas de apoyo, es el que actualmente prevalece de forma mayoritaria en la Unión Europea.

El sistema alemán de FIT establece distintas tarifas en función del tamaño de la instalación, ubicación y tecnología, las cuáles son aseguradas por un largo periodo de tiempo. Otro elemento característico del FIT alemán, consiste en la disminución progresiva de estas tarifas, reduciéndose cada año según el tipo de energía.

Al igual que en el sistema alemán, en el FIT español, las tarifas, que variarán cada año, dependen del tipo de tecnología y del tamaño de la instalación. Sin embargo, los generadores tendrán la opción de vender su electricidad a la tarifa regulada o al precio acordado en el mercado más una prima. Además, no se va reduciendo progresivamente, sino que apenas variará en un período determinado de tiempo (sin importar en que año entró en funcionamiento la central), al cabo del cual se reduce por igual para todas las centrales de ese tipo de energía.



Ambos países han conseguido el mayor incremento en potencia del Régimen Especial en comparación con el resto de países europeos.

En 2008 la Agencia Internacional de la Energía consideró este sistema como el más eficaz.

Certificados Verdes

Este sistema de apoyo a las energías renovables y cogeneración se basa en la fijación de una cuota de producción de este tipo de energías a los generadores o distribuidores. En caso de no cumplir la cuota exigida se ven expuestos a una penalización.

El cumplimiento de esta obligación se acredita mediante los Certificados Verdes. Estos son otorgados previamente y de forma gratuita a los generadores de electricidad del RE en función de su producción y siguiendo generalmente la proporción de un certificado verde por cada MWh generado. Cada año los sujetos obligados por la cuota deberán demostrar su cumplimiento mediante los certificados verdes equivalentes a la cuota fijada.

Así, se trata de un sistema que fomenta únicamente el desarrollo de las tecnologías más competitivas, por lo que la mayoría de los países que lo emplean han introducido modificaciones para fomentar el resto de tecnologías .

En este sistema, se genera un mercado secundario de estos certificados, entre los obligados excedentarios y los deficitarios. Se permite a los generadores vender estos certificados verdes, de forma que obtengan un ingreso extra a parte de la venta de electricidad, creando un incentivo a invertir en estas tecnologías.

Los certificados verdes se utilizan actualmente en Bélgica y Polonia.

Incentivos fiscales

Consiste en fomentar las energías del RE con instrumentos fiscales, como la aplicación de un IVA reducido, exenciones de impuestos de los dividendos



generados por estas inversiones, amortizaciones aceleradas, etc. Suelen acompañarse de otros apoyos, como los FIT o los Certificados Verdes.

Subsidios a la inversión

Algunos países conceden ayudas por un porcentaje del coste de la inversión en algunas tecnologías, lo que reduce el coste del capital.

Otras formas de apoyo

otras formas de ayuda, como apoyo a los biocombustibles, biomasa, etc.

Los principales métodos de apoyo a la cogeneración en Europa se recogen en la tabla a continuación por países.



	Incentivos fiscales	FIT Tarifas o primas reguladas	Certificados verdes	Subsidios a la inversión	Otros
Austria		✓			✓
Bélgica	✓		✓		✓
Bulgaria		✓			✓
Chipre					✓
República Checa		✓			✓
Dinamarca					
Estonia					✓
Finlandia				✓	✓
Francia		✓			✓
Alemania		✓			✓
Gecia	✓	✓			✓
Hungría		✓			✓
Irlanda					✓
Italia	✓	✓		✓	
Letonia		✓			✓
Lituania		✓			✓
Luxemburgo	✓				✓
Malta	✓				✓
Holanda	✓	✓		✓	✓
Polonia			✓		
Portugal				✓	✓
Rumania		✓		✓	
Eslovaquia		✓			
Eslovenia		✓			✓
España	✓	✓			✓
Suecia				✓	✓
Reino Unido	✓	✓		✓	

Tabla 2-Resumen de los mecanismos de apoyo a la cogeneración en Europa, 2007

Fuente: CODE Project

Se comprueba que el sistema más utilizado ha sido el de tarifas o primas reguladas. Sin embargo, y como se verá a continuación, diferentes combinaciones de los mismos mecanismos y la influencia de factores externos han llevado a la cogeneración a desarrollarse de una forma muy particular en cada país.



5.4 COMPARATIVA EUROPEA

La cogeneración tiene una larga tradición en Europa, abarcando tanto la de tipo industrial como la referente a aplicaciones conocidas como *district heating* o energía de distrito, enfocadas al mercado de calor útil doméstico y comercial. En agosto de 2013, la capacidad de cogeneración instalada en Europa era de 105,3 GW.

La Figura 64 ilustra el porcentaje de electricidad total que se genera en cada Estado Miembro por medio de cogeneración. Los países mostrados en verde oscuro generan más del 30% de su electricidad por medio de la cogeneración, mientras que aquellos países en amarillo claro, usan menos del 5%.

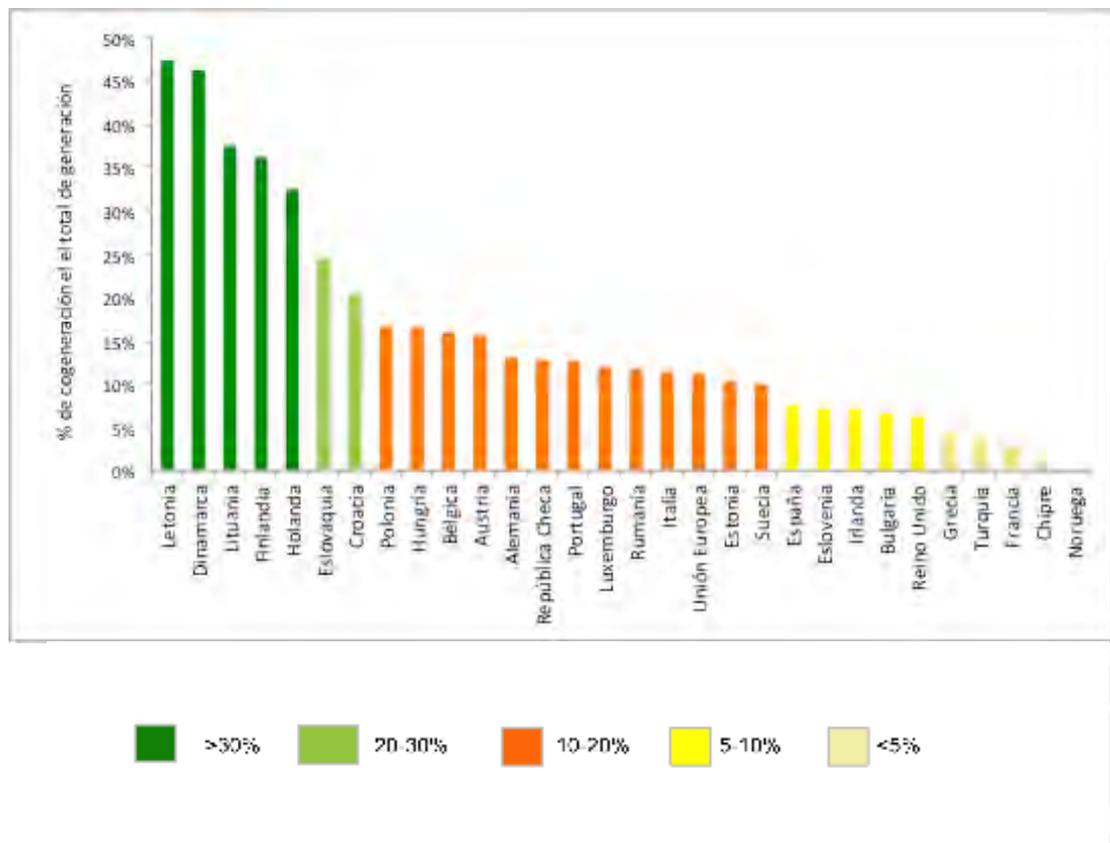




Figura 63- Porcentaje de cogeneración en la producción de electricidad total por países de la UE, 2011

Fuente: Elaboración propia, datos Eurostat

La media europea es que un 11,2% de la energía eléctrica es producida a partir de cogeneración. Sin embargo, se comprueba que el grado de penetración de la cogeneración en los distintos países es muy diverso.

En la región del norte de Europa están los países con la tasa de aportación de la cogeneración más alta respecto al total de energía producida. Dinamarca, Holanda, Letonia, Lituania y Finlandia producen más del 30% de su electricidad por medio de este método. En concreto, Dinamarca y Letonia producen casi la mitad de su electricidad por medio de esta tecnología.

En la Figura 65 se indica para diferentes países de la Unión Europea la energía eléctrica generada por sistemas de cogeneración, así como la cobertura satisfecha respecto a la demanda energética total del país correspondiente. Respecto a la energía eléctrica, esta está desglosada en dos conceptos: la aportada por agentes en forma de *district heating* (energía de distrito) y la generada por autoprodutores.

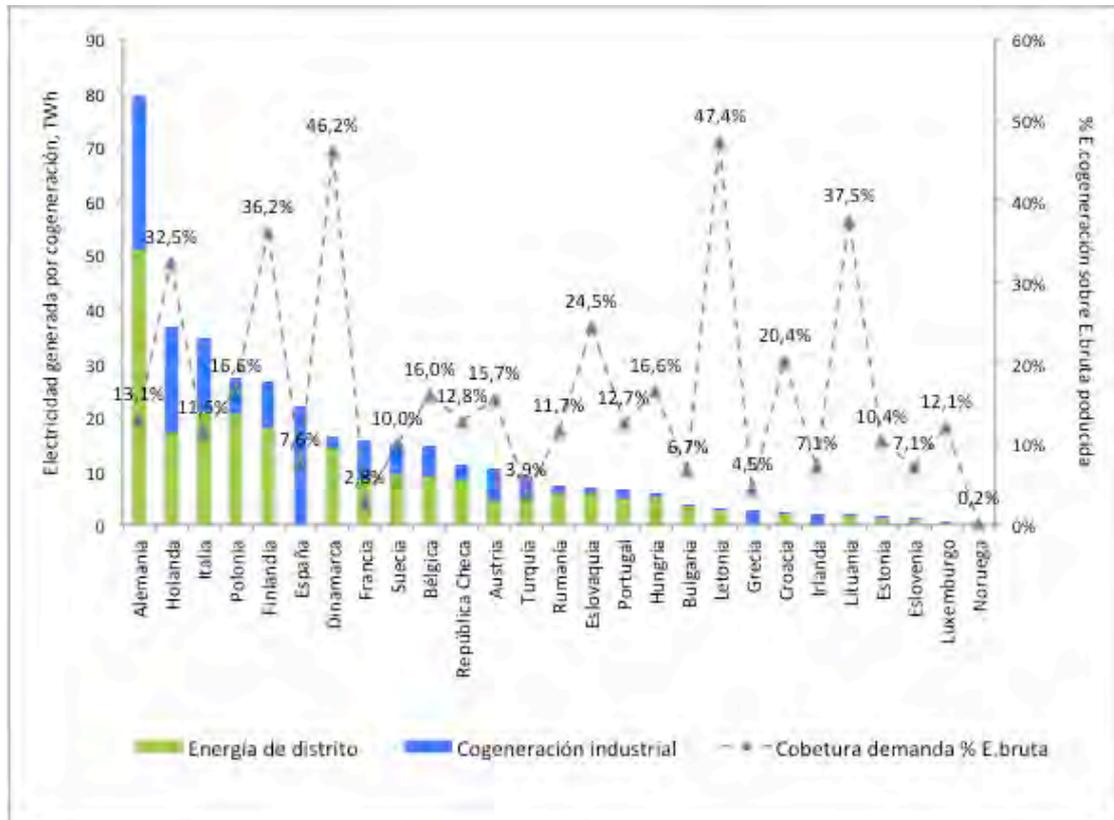


Figura 64-Electricidad de cogeneración y cobertura respecto a la electricidad bruta por países de la UE, 2011

Fuente: Elaboración propia, datos Eurostat

El alto nivel de cogeneración en Finlandia, Letonia y Lituania refleja el frío clima de ambos países, que lleva a una necesidad significativa de calor, a la vez que de electricidad. La fuerte demanda de ambos (calor y electricidad) ha ayudado a estimular la inversión en cogeneración, debido al alto desarrollo de *district heating*.

De igual forma, en Dinamarca el crecimiento de la cogeneración se ha debido sobre todo al *district heating*. Esta tecnología ha recibido importantes políticas de apoyo, incluyendo incentivos fiscales y subsidios. Las políticas de apoyo también



Cogeneración

fueron un factor importante en Holanda, combinado con disponibilidad de gas natural, el combustible más usado en cogeneración.

Una estructura para gas natural menos desarrollada y menos demanda de calor, en Grecia sobre todo, pero también Portugal e Irlanda, han obstaculizado el desarrollo de cogeneración, y el porcentaje de producción de electricidad a partir de esta tecnología es bajo.

Es destacable la gran implantación de sistemas de energía de distrito en la UE, que aún no ha sido introducida en España de forma significativa. España no cuenta con desarrollo en este ámbito probablemente debido a que las condiciones climatológicas requieren soluciones más sofisticadas con refrigeración. Sin embargo, España es el segundo país europeo, por detrás de Alemania, que más electricidad genera por medio de la cogeneración.

Se aprecian también diferencias en cuanto a los combustibles empleados en las plantas de cogeneración. En la mayoría de países europeos, el gas natural sigue siendo el combustible más utilizado, seguido de combustibles sólidos fósiles, como el carbón y la turba.

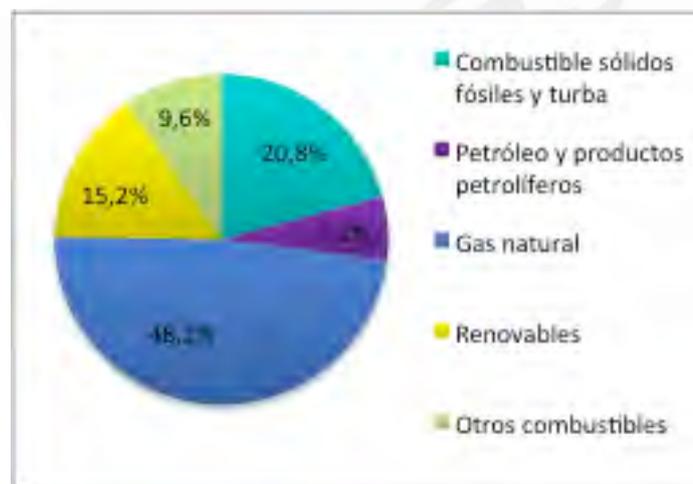


Figura 65-Combustibles usados en cogeneración en Europa

Fuente: Elaboración propia, datos Eurostat

El uso de energías renovables en cogeneración, como la biomasa, proporciona la oportunidad de mejorar el comportamiento medioambiental y de cumplir los objetivos de producción con energía renovable. Sin embargo, como muestra la Figura 66, estos combustibles renovables solo proporcionaron un 15,2% de la producción por cogeneración en Europa en 2011.

Esta es la media europea, pero al igual que la tasa de producción, el uso de combustibles empleados es muy diverso, como se ve reflejado en la Figura 67.

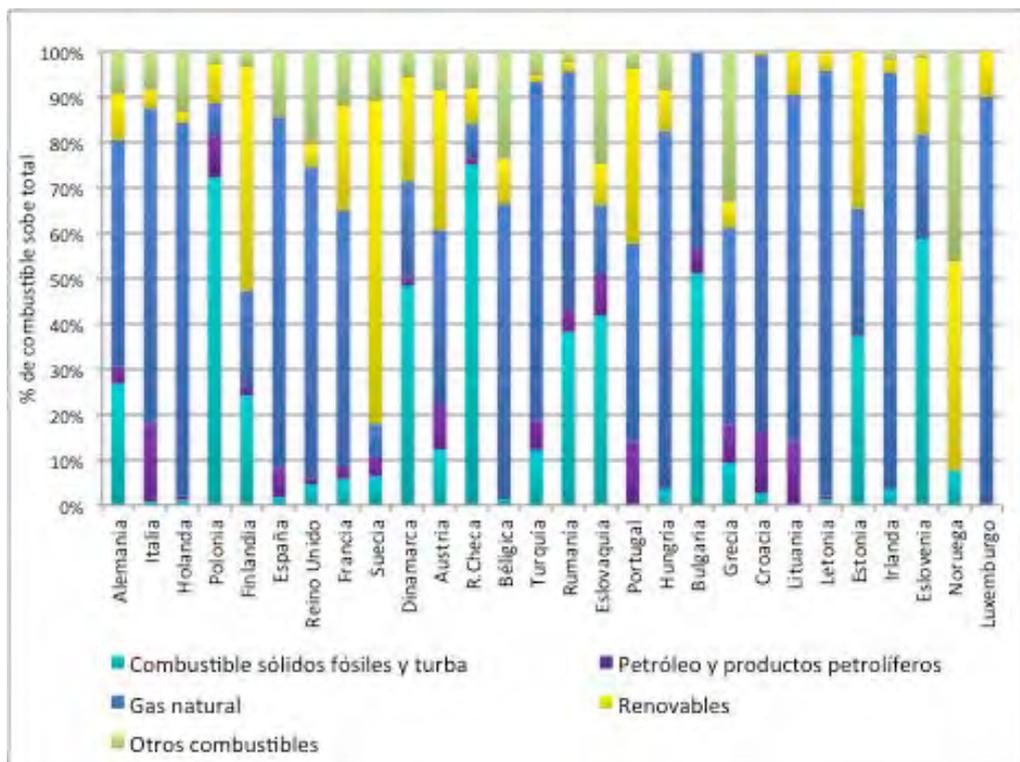


Figura 66-Combustibles usados por países de la UE, 2011

Fuente: Elaboración propia, datos Eurostat



Especialmente en los países nórdicos, sobre todo en Dinamarca, Finlandia, Suecia y Noruega, el porcentaje de gas natural utilizado en cogeneración es muy pequeño en comparación con otros combustibles, como los renovables, que acaparan en algunos casos más de la mitad de la producción con cogeneración. En estos países hay un apoyo limitado a la cogeneración con combustibles fósiles, sobre todo en Suecia y Finlandia, en donde hay un impuesto para este tipo de combustibles.

Los países del este de Europa, como Polonia, Bulgaria, República Checa o Rumanía, son los que mayor porcentaje tienen de combustibles sólidos fósiles, mientras que España, junto con Holanda e Irlanda, se encuentra entre los que más participación de gas natural tienen en la producción por cogeneración.

Los países más avanzados están haciendo una transición hacia combustibles renovables y con menos emisiones. Esta debería ser la dirección a seguir por el resto de Europa, ya que entraña el futuro de la cogeneración.



Capítulo 6 EL DETALLE DEL CASO ESPAÑOL Y PROPUESTAS DE MEJORA

6.1 *EVOLUCIÓN DE LA COGENERACIÓN EN ESPAÑA*

Originalmente, la cogeneración nace como una tecnología que contribuye a la eficiencia energética, debido a que posee un rendimiento eléctrico superior al normal, contribuyendo a una mejor utilización energética de los recursos. El fin de la cogeneración por tanto, era el ahorro de energía adicional por parte del titular de la industria a la que estuviera asociada la planta.

Más adelante, se permitió verter los excedentes de producción eléctrica a la red, estando las empresas distribuidoras obligadas a comprarlos. Esta energía eléctrica vertida a la red comienza a ser primada, pero se sigue exigiendo un cierto grado de autoconsumo, lo cual es lógico por ser éste el fin de la cogeneración.

Sin embargo, en 2006 se elimina toda imposición de autoconsumo, permitiendo verter a la red toda la energía eléctrica producida. De esta forma, toda ella es susceptible de recibir una prima, por lo que resulta más ventajoso para las industrias vender toda la energía eléctrica producida, a precio de mercado más prima, y comprar a la comercializadora toda la que se necesite para su actividad. Comienza entonces a convertirse en una fuente adicional de negocio, en muchos casos superando a la principal. Se pierde así el sentido original de la cogeneración, que ya no representa un mejor aprovechamiento o un ahorro, sino un negocio.

Siguiendo la evolución descrita, se pueden distinguir varias etapas que van ligadas a los marcos legales, que más adelante se estudiarán detenidamente. En base a



El detalle del caso español y propuestas de mejora

esto, se muestra en la Figura 68 la evolución de la potencia de cogeneración instalada en España.

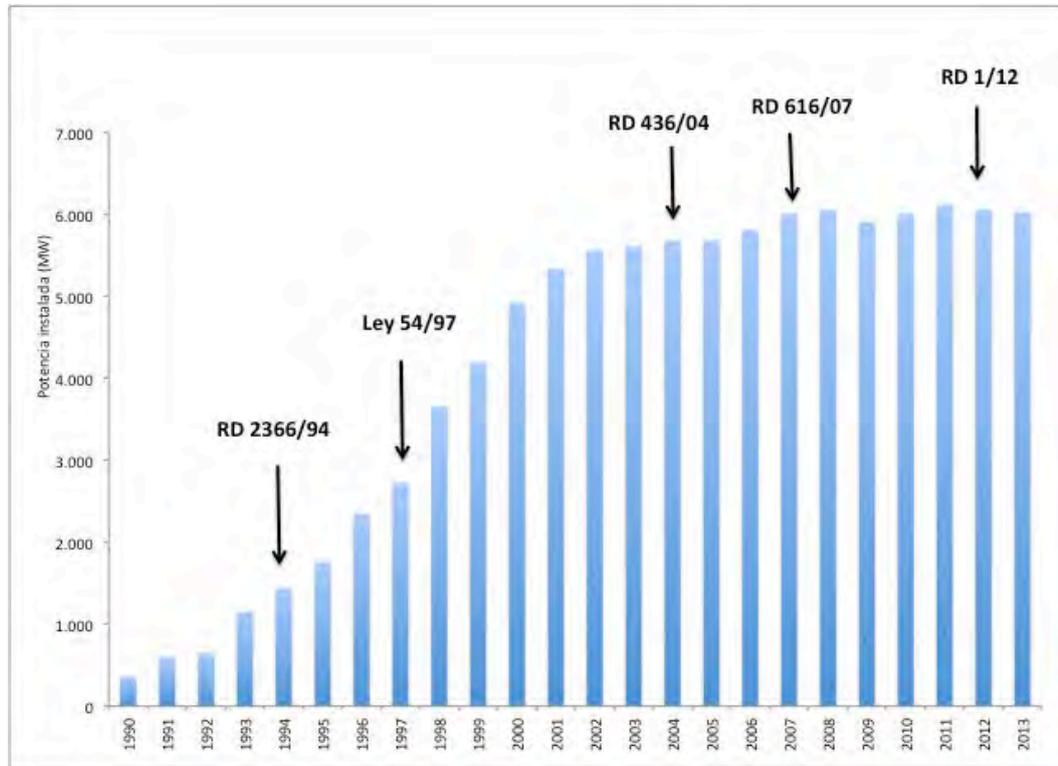


Figura 67-Evolución de la potencia instalada de cogeneración en España

Fuente: Elaboración propia, datos CNE

Se comprueba que esta tecnología tuvo un crecimiento muy importante en los años noventa. En este periodo, la cogeneración se expandió desde los 356 MW en 1990 hasta los 4.923 MW en el año 2000, con una media anual de incremento de potencia instalada de 31, 68%.

A partir del año 2000 la tasa de crecimiento se ralentiza. A pesar de ser un ritmo de crecimiento más lento, esta sigue creciendo, habiendo aumentado de media su potencia un 1,61% cada año desde el año 2000.

En agosto de 2013 había 999 instalaciones, con potencia instalada total de 6.033 MW. En el mismo año, la tasa de participación de la cogeneración en la producción de energía eléctrica en España fue cercana al 11%.

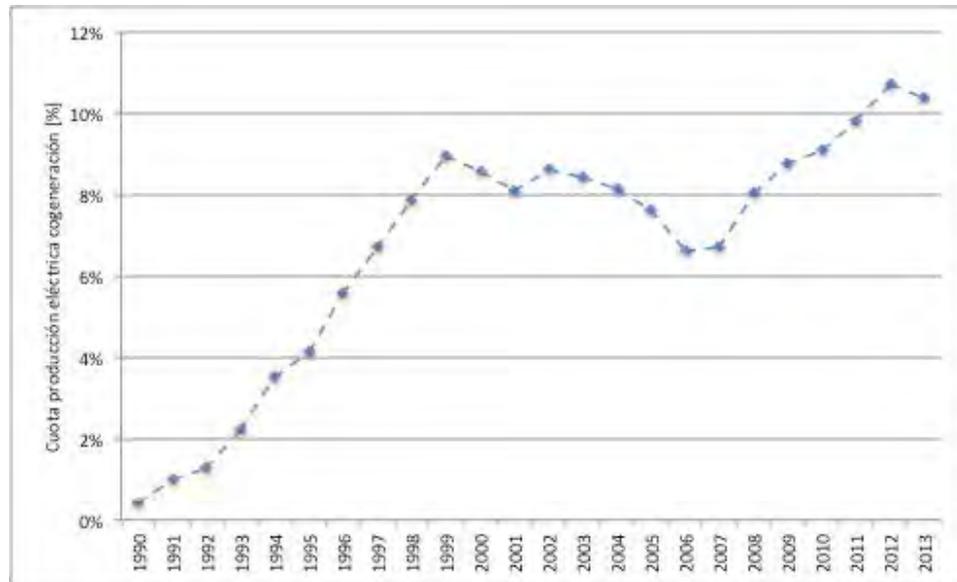


Figura 68-Evolución de la participación de la cogeneración en la producción de electricidad

Fuente: Elaboración propia, datos CNE

6.2 LEGISLACIÓN DE LA COGENERACIÓN

El desarrollo de la cogeneración es fundamental para entender la situación actual, que se considerará como punto de partida para posibles mejoras del sector.

Primera etapa (1980-1993)

La actividad de cogeneración se define por primera vez en España en 1980 con la aprobación de la Ley 82/1980, sobre conservación de energía. Establece un régimen económico para la cogeneración diferenciado del resto de la generación de electricidad, regulándose por primera vez la conexión de las plantas de cogeneración a la red para transferir a la compañía suministradora de electricidad sus excedentes de energía eléctrica, siendo obligatoria su adquisición por parte de las mismas.



El detalle del caso español y propuestas de mejora

Con el Real Decreto 907/82, de fomento de la autogeneración de energía eléctrica, se continúa el desarrollo de la regulación, poniéndose así los cimientos para una primera etapa de evolución de las plantas de cogeneración.

Posteriormente, el Plan Energético Nacional 1991-2000 incluye, entre sus prioridades de política energética, objetivos de nuevas plantas de cogeneración para ese periodo.

Segunda etapa (1994-1997)

Esta es la etapa de mayor crecimiento. En 1994 se publica la Ley de Ordenación del Sector Eléctrico (LOSEN) y el Real Decreto 2366/94 sobre producción eléctrica en régimen especial. Las cogeneraciones son catalogadas como un grupo diferenciado: centrales de cogeneración son las que combinan la producción de energía eléctrica con la producción de calor útil para su posterior aprovechamiento energético, cualquiera que sea su combustible principal. Se detallaba de una forma más precisa el esquema de retribución de la electricidad de cogeneración, con un término de potencia, un término de energía y otros complementos adicionales por los servicios prestados. El artículo 12 de dicho RD establece que este precio reflejará “los costes evitados del sector eléctrico por concepto de generación, de transporte y distribución”.

Esta normativa propiciaba un marco a medio plazo para la cogeneración y dio un importante impulso a la cogeneración. Entre 1994 y 1998 se instalaron alrededor de 500 nuevas plantas.

Tercera etapa (1998-2003)

Durante los primeros años de esta fase, la cogeneración siguió con la misma tasa de crecimiento que en el anterior periodo, pero en los últimos años se vio ralentizado.

En noviembre de 1997 fue aprobada la Ley 54/97 del Sector Eléctrico, que diferencia entre los productores de energía eléctrica en Régimen Ordinario y los



El detalle del caso español y propuestas de mejora

acogidos al Régimen Especial. Se incluye a las plantas de cogeneración en el Régimen Especial siempre que su potencia instalada no supere los 50 MW, regulando los siguientes aspectos:

- Necesidad de autorización administrativa previa de carácter reglado.
- Derecho de los productores de incorporar su producción al sistema eléctrico.
- Régimen retributivo de la energía eléctrica vertida a la red regulado y complementado con la percepción de una prima (se priman solamente los excedentes eléctricos de las instalaciones de menos de 10 MW).

Las plantas de cogeneración son incluidas en el Régimen Especial porque contribuyen a un ahorro de energía primaria, a pesar de que la mayoría funcionan con gas natural, por lo que acceden a los beneficios que supone pertenecer a dicho régimen, como son los incentivos a la producción.

Este nuevo marco regulatorio se desarrolla a través del Real Decreto 2818/1998. Éste impone una obligación a la planta de cogeneración de autoconsumo del 30% de la energía eléctrica, por lo que se obliga a dimensionar la planta en función de la demanda eléctrica y no de la térmica. Además, también se obliga al consumidor térmico a autoconsumir del cogenerador.

La importancia que había adquirido la cogeneración en la generación eléctrica en España se puso de manifiesto el 17 de diciembre del 2001, cuando se dio la máxima demanda histórica de electricidad del país. Se llegó a alcanzar una punta horaria de 34.930 MW (llegando la punta instantánea a 35.490 MW). No fue posible cubrir en su totalidad esa demanda, por lo que hubo que hacer uso de la interumpibilidad y de algunos deslastes selectivos.

Se recurrió a los cogeneradores para superar este déficit de producción: se ofrecieron incentivos especiales a los cogeneradores, y se solicitó que todas las plantas funcionasen a máxima potencia. Su aportación al sistema fue decisiva y fue reconocida su labor en la seguridad de suministro.



El detalle del caso español y propuestas de mejora

En este contexto, se publicó el Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, que establece la obligación para algunas instalaciones del RE a participar en el mercado y se fija un procedimiento de acceso al mismo. Se establece un incentivo transitorio para las instalaciones de cogeneración que participen en el mercado, en función de su potencia y valor de la tarifa general de gas natural.

Entre los años 2000 y 2002, las antiguas centrales de fuel/gas, construidas en los años 70 y 80 y hasta el año 2000, fueron sustituidas por centrales de ciclo combinado a gas para mejorar su rendimiento. Además, las inversiones se comenzaron a dirigir a parques eólicos y energía solar. Esto, junto con el nuevo marco impuesto por el RD 2818/98 para la cogeneración, derivó en menos inversiones nuevas en cogeneración, y su crecimiento se frenó ligeramente.

Cuarta etapa (2004-2006)

En 2004 se actualizó la regulación del Régimen Especial de generación a través del Real Decreto 436/2004, que introdujo la indexación de las tarifas a la Tarifa Media o de Referencia del sistema.

Se define un nuevo sistema basado en la elección por parte del titular entre vender su producción o excedentes de energía eléctrica al distribuidor, percibiendo por ello una retribución en forma de tarifa regulada, o bien por vender dicha energía eléctrica en el mercado, percibiendo en este caso el precio negociado más un incentivo por participa en él y una prima.

También en 2004 la Comisión Europea publica la Directiva 2004/8/CE de fomento de la cogeneración.

El Real Decreto Ley 7/2006, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético, elimina la imposición de un autoconsumo mínimo, por lo que toda la energía eléctrica producida es susceptible de recibir la prima o tarifa.

Es entonces cuando, al suprimir el autoconsumo, comienza a resultar más económico para los generadores vender toda la energía eléctrica producida, y



El detalle del caso español y propuestas de mejora

comprar toda la necesaria para su actividad, transformándose la cogeneración en otra fuente de ingresos. Las plantas dejan de diseñarse en función de la energía eléctrica demandada por la industria, y se pierde la eficiencia que busca la cogeneración.

Quinta etapa (2007-2011)

Esta nueva fase en la evolución de la cogeneración comienza con la incorpora al derecho español el contenido de la Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo mediante el Real Decreto 616/2007.

A este le sigue el Real Decreto 661/2007, que da una nueva regulación a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Se define un nuevo marco retributivo para la venta de excedentes de la energía eléctrica vertida a la red. Para vender, total o parcialmente, su producción neta de energía eléctrica, el titular de la planta podrá optar por vender su energía a una tarifa regulada, única para todos los periodos de programación, o bien vender dicha energía directamente en el mercado de producción de energía eléctrica, percibiendo el precio negociado en el mercado complementado por una prima.

Estas tarifas y primas se actualizan trimestralmente con fórmula indexada al IPC y al índice de precio del combustible.

También se crea un nuevo **complemento por eficiencia**, para las instalaciones que superen un determinado REE⁷, aplicable únicamente sobre la energía cedida al sistema. Este complemento será retribuido a la instalación independientemente de la opción de venta elegida.

Además, toda instalación acogida al régimen especial, independientemente de la opción de venta elegida, recibirá un complemento por energía reactiva.

⁷ Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE): relación entre la energía eléctrica producida y la energía equivalente del combustible utilizado no empleada en la producción de energía calorífica.



El detalle del caso español y propuestas de mejora

Aquellas cogeneraciones de potencia instalada mayor de 50 MW y no superior a 100 MW, siempre que cumplan el requisito mínimo en cuanto a cumplimiento del REE, tendrán derecho a percibir una prima, aplicada a la electricidad vendida al mercado, igual a la prima de una instalación de 50 MW del mismo grupo, subgrupo y combustible, determinada en el artículo 35, multiplicada por un coeficiente. Tendrán igualmente derecho a percibir el complemento por eficiencia.

Esta normativa permitió un nuevo desarrollo de la cogeneración, instalándose 161 plantas nuevas.

6.3 SITUACIÓN ACTUAL (Y PROYECCIÓN A FUTURO)

El contexto energético de los últimos años en España se ha caracterizado por la existencia de una senda de alta penetración de las energías renovables.

El Plan de Energías Renovables 2005-2010 planteó el objetivo de conseguir que las energías renovables representaran en torno al 12% de la demanda eléctrica desde 2010. Además, se establecieron objetivos individuales por tecnologías del Régimen Especial.

Al comparar la evolución de la potencia instalada con los objetivos que se fijaron para cada tecnología en el RD 661/2007 (recogidos en el Plan de Energías Renovables 2005-2010) para 2010, se comprueba que estos objetivos fueron cumplidos sobradamente.

En el caso de la cogeneración, su desarrollo contrasta con los objetivos estimados en el RD 661/2007. El objetivo que este establecía era de 9.215 MW para 2010. Teniendo en cuenta la potencia instalada a 2013, el grado de cumplimiento del objetivo se encuentra en un 67%.

El detalle del caso español y propuestas de mejora

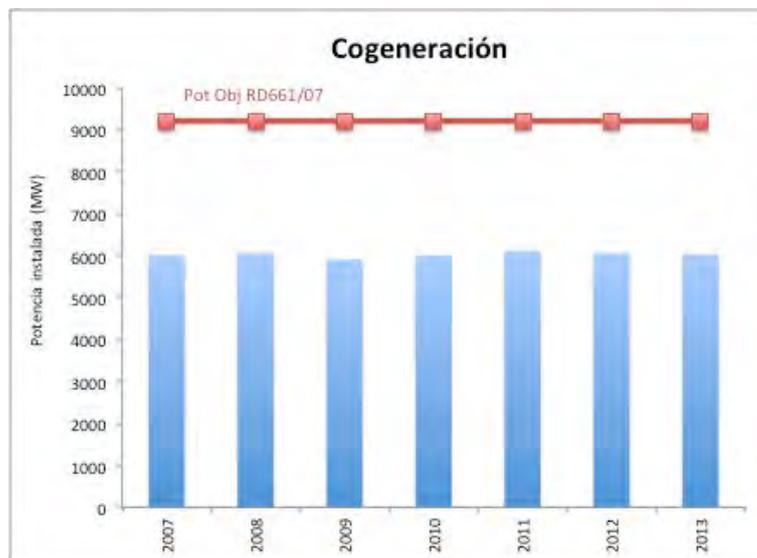


Figura 69-Evolución potencia instalada cogeneración y objetivo RD 661/2007

Merece especial atención los objetivos fijados en el mismo Real Decreto para otras tecnologías del Régimen Especial. Con respecto a la energía eólica, se fijaba en 2007 un objetivo de 20.155 MW instalados para 2010. En 2013 se tienen 22.740 MW, que implica un grado de cumplimiento de 116%.

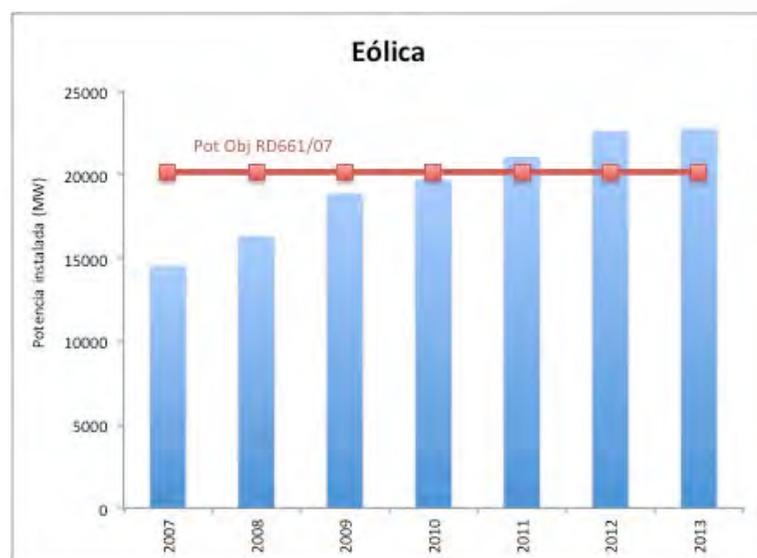


Figura 70-Evolución potencia instalada e.eólica y objetivo RD 661/2007



El detalle del caso español y propuestas de mejora

La situación es diferente en el caso de la energía solar fotovoltaica y la termoeléctrica. En poco tiempo el objetivo fue sobrepasado ampliamente.

Para la solar fotovoltaica, el objetivo era de 1731 MW para 2010. En solo un año, se pasó de 484 MW (en 2007) a 2528 MW (en 2008) . En 2013 hay una potencia instalada de 5.924 MW, más de tres veces el objetivo para 2010.

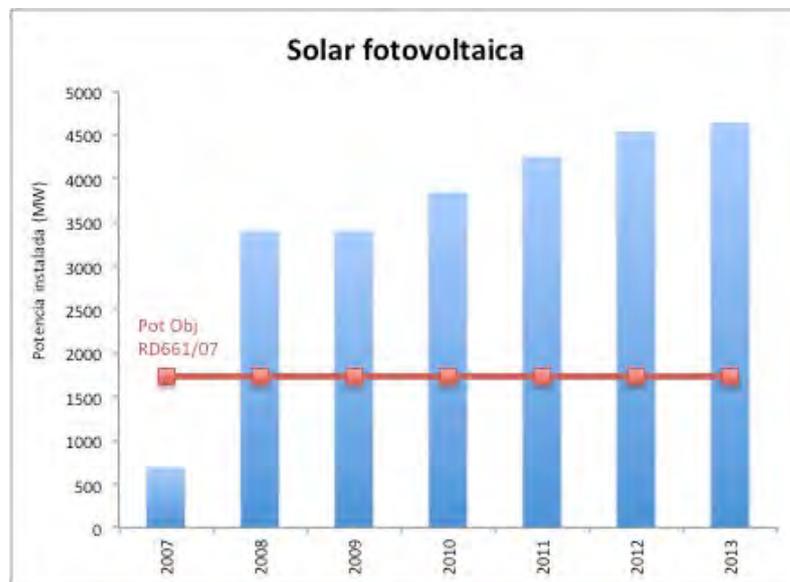


Figura 71-Evolución potencia instalada e.fotovoltaica y objetivo RD 661/2007

Con la energía solar termoeléctrica la situación es similar. En este caso, aunque la evolución fue algo más lenta, en 2013 tenemos más de seis veces el objetivo establecido por el RD 661.



El detalle del caso español y propuestas de mejora

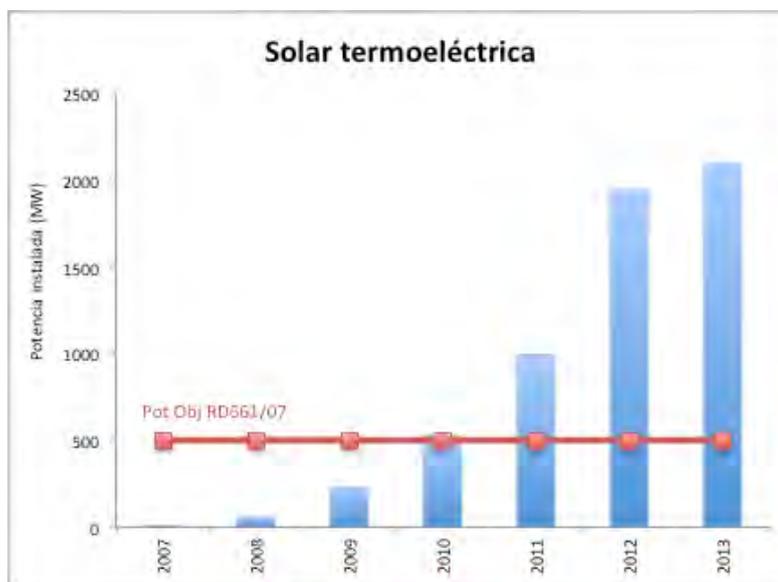


Figura 72-Evolución potencia instalada e. solar termoeléctrica y objetivo RD 661/2007

Al estar estas tecnologías del Régimen Especial incentivadas, su instalación desmesurada ha llevado en los últimos años a la evolución expansiva de los costes del sistema eléctrico.

A esta vía se le ha unido una evolución negativa de la demanda de electricidad debido a la coyuntura económica de los últimos años.

Se trata de una situación difícil de prever, por lo que además de la sobreinstalación de energías del Régimen Especial, se incorporaron ciclos combinados al parque de potencia español.

Esto ha llevado al sistema eléctrico español a un exceso de capacidad. En 2013 el máximo de potencia instantánea se registró el miércoles 27 de febrero a las 20.42 horas con 40.277 MW, mientras que la potencia instalada peninsular finalizó el año 2013 en 102.281 MW.

Todos estos factores han provocado la aparición de importantes desajustes entre dichos costes y los ingresos obtenidos a partir de los peajes de acceso. De esta



El detalle del caso español y propuestas de mejora

forma, y para evitar un nuevo incremento en los peajes de acceso, que pagan los consumidores eléctricos, han sido necesarias determinadas medidas urgentes de reducción de costes, que caracterizan la etapa actual del desarrollo de la cogeneración.

En enero de 2012, mediante el RD 1/2012, se suprimen los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos y suspende de forma indefinida los procedimientos de preasignación de retribución y para el otorgamiento del régimen económico primado. Esta normativa es aplicable a todas aquellas instalaciones que a 28 de enero de 2012 no estuvieran inscritas en el registro de preasignación de retribución.

También se suprimen el complemento por eficiencia y el complemento por energía reactiva regulados en los artículos 28 y 29 del RD ley 661/2007.

La Ley 15/2012 del 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, regula un impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica, aplicable a todas las instalaciones de generación. Se grava la venta de electricidad con 7% sobre ingresos a todos los productores de energía. Este nuevo impuesto tiene gran repercusión en las empresas cogeneradoras, ya que al funcionar simultáneamente como productoras y consumidoras de electricidad no pueden trasladar este nuevo impuesto a sus clientes finales, como sí lo hacen de manera parcial el resto de productores.

Además, esta ley crea un nuevo impuesto sobre el gas consumido, 0,65 €/GJ. Sin embargo, se tiene derecho a la devolución de 0,5 €/GJ por el gas natural que se pueda acreditar que no haya sido utilizado en la producción de electricidad, siempre y cuando se haya empleado en la generación de energía térmica con fines profesionales. Esta tasa se denomina el *céntimo verde*.

El RDL 2/2013, supone también nuevas medidas en el sistema eléctrico .



El detalle del caso español y propuestas de mejora

De las dos opciones de venta posibles de la electricidad, se mantiene la opción de venta a tarifa, y la opción de venta a mercado tiene prima 0, es decir la retribución en caso de escoger esta última opción sería el precio negociado en el mercado, sin ningún tipo de complemento. Además elimina los límites superiores e inferiores en la opción mercado cuando los hubiere.

Además, se impone a los productores del régimen especial vender la energía a tarifa regulada o a precio de mercado para el resto de la vida de la instalación.

Por último, se cambia la base de actualización de las tarifas reguladas que pasa a ser el IPC a impuestos constantes sin alimentos ni productos energéticos, a fin de utilizar un índice más estable.

6.4 RETRIBUCIÓN A LA COGENERACIÓN

Como ya se ha mencionado, el aprovechamiento del calor residual convierte a la cogeneración en una fuente de energía perteneciente al denominado Régimen Especial, en el que se engloban todas aquellas instalaciones orientadas a lograr un desarrollo energético sostenible. Estas requieren una retribución diferente al resto de tecnologías, por sus mayores costes.



El detalle del caso español y propuestas de mejora

La partida de costes destinada a la retribución de los incentivos a la cogeneración se incluyen dentro de la partida de costes de Primas al Régimen Especial, que se cargan a los peajes de acceso. De forma que estos incentivos son satisfechos por todos los consumidores eléctricos.

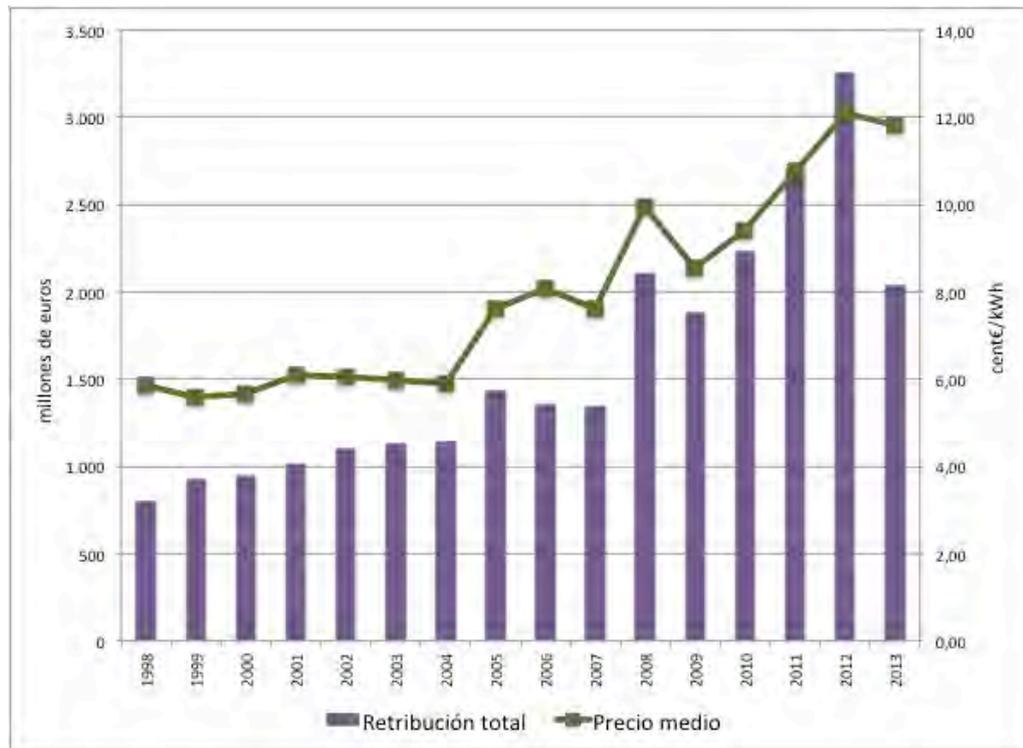


Figura 73-Retribución a la cogeneración y precio medio entre 1998 y 2013

Fuente: Elaboración propia, datos CNE

En 2012, las 1.007 instalaciones de cogeneración recibieron una retribución de 3.258 millones de €. El dato para 2013 corresponde solo a la retribución recibida entre enero y agosto de ese año. Sin embargo, el hecho de que el precio medio de retribución sea similar al del año anterior y que el número de instalaciones sea similar (999 instalaciones) implica que al final del año 2013 la retribución será parecida a la de 2012.

A continuación se compara esta retribución con la del resto de tecnologías del Régimen Especial.



El detalle del caso español y propuestas de mejora

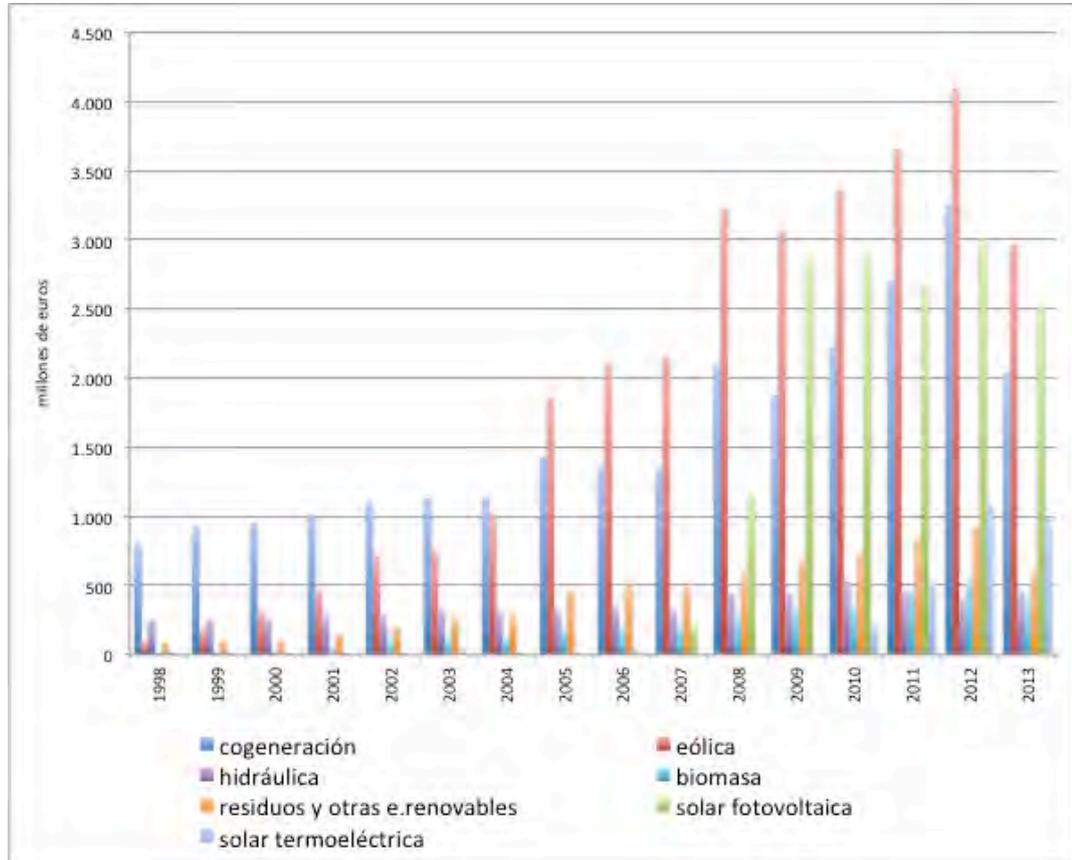


Figura 74-Retribución total recibida por tecnologías del RE

Fuente: Elaboración propia, datos CNE

La cogeneración fue de las primeras en recibir ayudas, entre 1994 y 2004 fue la que más incentivos recibió. En 2005 es superada por la eólica, y en 2009 por la fotovoltaica

La energía eólica es la que recibe una mayor retribución, al ser la que más contribuye a cubrir la demanda. En 2012 obtuvo 4.096 millones de € y vertió a la red 35.869 GWh.

La retribución total que han recibido la solar fotovoltaica y la cogeneración en los últimos años ha sido similar. Sin embargo, esto contrasta con la energía vendida



El detalle del caso español y propuestas de mejora

por ambas tecnologías: la procedente de cogeneración fue de 26.900 GWh, mientras que la correspondiente a solar fotovoltaica fue de 8.158 GWh.

Con respecto al precio medio recibido por cada tecnología, son las tanto la energía solar fotovoltaica como la termoeléctrica las que reciben un mayor precio medio.

En segundo lugar están la cogeneración, biomasa, y residuos. El precio medio de retribución de la cogeneración en 2013 fue de 11,81 cent €/kWh.

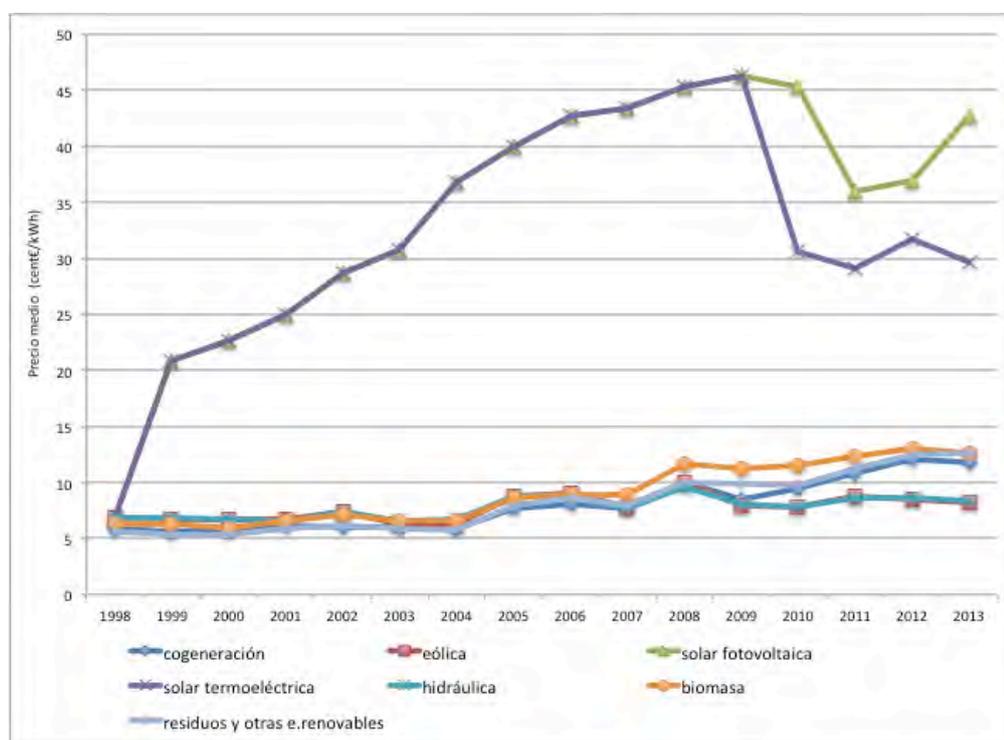


Figura 75-Precio medio (cent€/kWh) por tecnologías del RE

Fuente: Elaboración propia, datos CNE

Cabe destacar, que aunque en ocasiones fuera similar, el precio medio que recibe energía eólica es ahora menor que el de cogeneración, estando actualmente a la par que la hidráulica. Se trata de una tecnología madura, que ha superado el proceso de aprendizaje, que es el fin último de los incentivos.



El detalle del caso español y propuestas de mejora

Por esta razón cabe plantearse cuál es el fin de los incentivos a la cogeneración. Estos deberían servir para motivar innovaciones o el aprendizaje de tecnologías poco desarrolladas que pudieran contribuir finalmente a un entorno energético sostenible. Además, estos incentivos siempre deberían llevar implícita una disminución progresiva.

En el caso de la cogeneración, se trata de la única tecnología primada que funciona con combustibles fósiles, en concreto gas natural, y que se encuentra plenamente desarrollada. Únicamente debe verse como una tecnología eficiente para las industrias a las que este asociada, ya que les ayuda a ahorrar combustible.

Por último, cabe su comparación con los ciclos combinados, tecnología con la que se puede conseguir un rendimiento eléctrico similar. Al igual que la cogeneración, se emplea gas natural como combustible, y su energía térmica es transformada en electricidad mediante dos ciclos termodinámicos: el correspondiente a una turbina de gas mediante combustión (ciclo Brayton) y el convencional de agua/turbina de vapor (ciclo Rankine). Podría decirse que se trata de una cogeneración a gran escala, pero por el contrario, estos ciclos combinados no reciben primas.

La cogeneración debería regularse en base a lo que surgió, para contribuir a la eficiencia energética del país. Solo si se está funcionando en condiciones de máxima utilización, es decir, si se trata de electricidad excedentaria, y si el rendimiento eléctrico equivalente es tal que determina que se trata de una actividad eficiente, debería este excedente recibir una prima.

6.5 PROPUESTAS DE MEJORA

Se presentan las siguientes conclusiones en cuanto al desarrollo futuro de la cogeneración:

- La cogeneración debería realizar una transición hacia las energías renovables, biomasa en concreto. Este método se encuentra poco desarrollado en la



El detalle del caso español y propuestas de mejora

actualidad, pero se trata de una fuente renovable, que contribuye a la sostenibilidad energética en España, y tiene menor coste que el gas natural.

- Siguiendo la corriente europea, se debería proceder a su desarrollo en el sector residencial y terciario a través de sistemas de energía de distrito y microgeneración, para aporte de calefacción, refrigeración y agua caliente sanitaria.
- Fomento de la cogeneración, pero exigiendo un cierto grado de autoconsumo.

6.6 CONCLUSIONES

Las últimas regulaciones se han basado en medidas para resolver el problema del déficit tarifario a corto plazo. Para que el sistema eléctrico español sea sostenible, se precisa una política energética estable y predecible, que debe apoyarse en tres pilares fundamentales: la seguridad de suministro, la sostenibilidad medioambiental y la competitividad.

Son imprescindibles actuaciones inmediatas desde el punto de vista de la competitividad de España. La competitividad de la industria española depende de una energía segura, sostenible y asequible. De esta forma es necesaria una sostenibilidad compatible con la competitividad. Es evidente que la sostenibilidad medioambiental ha de ser una pieza fundamental, pero lo ha de ser también la sostenibilidad económica y financiera.

Se ha comprobado que los costes regulados representan gran parte de la factura. Por ello, para poder lograr un precio competitivo es necesario que muchas medidas estén dirigidas a actuar sobre ellos, de forma que se reduzcan en todo lo posible, o buscando nuevas vías de financiación. Además, como se ha comprobado, con las medidas tomadas en 2013 no se genera déficit, pero queda el problema de lo que hay acumulado.

En base al análisis de costes realizado se presentan las siguientes conclusiones:



El detalle del caso español y propuestas de mejora

- Se ha de diseñar una **estrategia energética** clara, explícita, orientada al interés nacional y, a ser posible, basada en un pacto de estado. Es necesario un consenso sin ideologías de por medio, primero político a largo plazo entre partidos, y luego entre el Gobierno y los agentes de mercado.

Las decisiones energéticas tienen un horizonte de muy largo plazo, muchas de las inversiones de este sector tienen un horizonte de vida útil superior a 40 años y son difícilmente reversibles. Por ello, se hace necesaria una planificación central. Esto también contribuirá a la necesitada estabilidad del sistema, evitando sus continuos ajustes guiados por intereses coyunturales.

- Europa debe seguir avanzando conjuntamente hacia la consolidación del **Mercado interior europeo de la energía**. Este mercado podría ofrecer a los consumidores un abastecimiento energético seguro y a precios más competitivos.

En 2014 se dio un impulso a este proyecto de mercado único de forma que se acoplaron los mercados, las directrices y los códigos de red aplicables en todas las redes europeas⁸. Pero un mercado único eléctrico europeo es imposible sin líneas de transporte suficientes entre sistemas, y aún se está muy alejado de esta situación, sobre todo España, que continua siendo una isla energética, y requeriría la implantación de interconexiones con las redes europeas.

- Para lograr la integración de los mercados europeos sería necesaria una **política común europea**. Si diferentes sistemas van a participar en el mismo mercado, debería haber coordinación en cuanto a apoyos, precios finales y tecnologías.
- En cuanto a las instalaciones del Régimen Especial, debe ser competencia de la Administración General del Estado el reconocimiento de dicha condición, y no de las administraciones locales, con el descontrol que esto supone.
- Debido a su peso en las tarifas, se hace necesaria una **revisión de las ayudas al Régimen Especial**. La cara generación eléctrica que las primas de las renovables representan hace que la situación actual del sistema eléctrico español sea insostenible.

⁸ El Price Coupling of Regions (PCR) es una iniciativa de siete mercados europeos de electricidad para desarrollar un sistema de acoplamiento de mercados que calcule los precios en toda Europa, y que permita asignar la capacidad transfronteriza en los mercados a corto plazo.



El detalle del caso español y propuestas de mejora

Las energías renovables refuerzan la seguridad de suministro, ayudan a la reducción de la dependencia energética y nos permiten afrontar los retos del cambio climático. Pero son más caras a corto y medio plazo, y la consecución de su desarrollo implica un sobre coste en las tarifas.

Estas energías representan el futuro de la energía en nuestro país, pero es necesaria una sostenibilidad compatible con la competitividad. Las ayudas deben ir a la par que la reducción de costes y la evolución tecnológica de las mismas, haciéndolas finalmente competitivas.

- Las primas cuentan con plazos excesivos, hasta 25 años, condicionando durante todo este tiempo las tarifas. Se podrían considerar otros mecanismos de ayuda, como dar ayudas a la inversión, en vez de a la producción, o beneficios fiscales.
- Las ayudas deberían adecuarse a cada tipo de generación, y ser proporcionales a la aportación de energía de cada tecnología al sistema eléctrico.
- Especialmente en aquellas poco maduras, para conceder ayudas se debería limitar el tamaño y a poder ser se debería incentivar que se situaran cerca de núcleos urbanos, en industrias o complejos residenciales, favoreciendo la generación distribuida.

Solo para estas tecnologías poco desarrolladas podría considerarse la opción de primas, pero solo con un límite de años, no más de 10 o 15, y siempre reduciéndose con el tiempo, de forma que se fomente la innovación y el desarrollo de tecnologías mas eficientes.

- Sería recomendable reducir el ámbito de aplicación de la Tarifa de Último Recurso, de esta forma que se eliminen obstáculos a la liberalización definitiva del suministro eléctrico. Podría llevar a más competencia y precios más bajos.
- Con respecto a la industria del carbón, al terminar en 2014 el plazo establecido para la UE para las ayudas a la producción con carbón, debería realizarse una revisión del Impuesto de electricidad, que fue creado con este objetivo.



El detalle del caso español y propuestas de mejora

- Se debe fomentar el ahorro y la eficiencia energética, ya que es la mejor herramienta para aumentar la seguridad de suministro, reducir las emisiones y los costes energéticos.
- Se podría considerar disminuir término de potencia de los peajes a favor del término de energía. De esta forma los consumidores se vuelven más conscientes del consumo, contribuyendo al ahorro y eficiencia energética, ya que se vería reflejado en la factura de forma más importante que si la mayor parte de la factura depende sobre todo de la potencia contratada.



BIBLIOGRAFÍA

- [1] REE; *El sistema eléctrico español. Avance del Informe 2013*; 19 de diciembre de 2013
- [2] REE; *El sistema eléctrico español 2012*
- [3] CNE; *Informe del seguimiento mensual y evolución de la proyección anual de los ingresos y costes del sistema eléctrico. Liquidación 4/2013*; 6 de junio de 2013
- [4] CNE; *Informe sobre la relación de los precios del mercado spot y el de los mercados a plazo*; 27 de julio de 2010
- [5] CNE; *Informe 3/2013 de la CNE sobre la propuesta de orden por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del Régimen Especial*; 12 de febrero de 2013
- [6] CNE; *Informe de supervisión del mercado minorista de electricidad. Junio 2011-Junio 2012*; 12 de abril de 2013
- [7] Market Observatory for Energy, European Commission; *Quarterly Report on European Electricity Markets*; Volume 6, issue 2, Second quarter 2013
- [8] Luis Agosti; A. Jorge Padilla; Alejandro Requejo; *El mercado de generación eléctrica en España: Estructura, funcionamiento y resultados*
- [9] María-Teresa Estevan Bolea; Blanca Lozano Cutanda; Eugenio Marín García-Mansilla; Julio Montes Ponce de León; Joaquín M^a Nebreda Pérez; Javier Penacho; *La Energía en España. Análisis y Proyecciones*
- [10] CODE; *European Summary Report on CHP support schemes*; diciembre de 2010
- [11] IDAE; *Análisis del potencial de cogeneración de alta eficiencia en España 2010-2015-2020*
- [12] Fenercom; *Guía de la cogeneración*; Madrid, 2010
- [13] Energía y Sociedad; *Mecanismos de apoyo a las energías renovables*
- [14] Esteban Díaz Expósito; *La cogeneración en España. Experiencia y desarrollo*; XVII Congreso Naturgas 2014
- [15] www.omie.es



- [16] www.energiaysociedad.es
- [17] Cuaderno de energía nº 41