



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA
(ICAI)

INGENIERO ELECTROMECAÁNICO

**ANÁLISIS DE LOS COSTES Y DEL PRECIO
DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA.
REPERCUSIÓN EN LA ENERGÍA
FOTOVOLTAICA.**

Autor: Raúl Serrano Valls
Director: Julio Montes Ponce de León

Madrid
Junio 2016



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA
(ICAI)

INGENIERO ELECTROMECAÁNICO

**ANÁLISIS DE LOS COSTES Y DEL PRECIO
DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA.
REPERCUSIÓN EN LA ENERGÍA
FOTOVOLTAICA.**

Autor: Raúl Serrano Valls
Director: Julio Montes Ponce de León

Madrid
Junio 2016

**ANÁLISIS DE LOS COSTES Y DEL PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA
EN ESPAÑA. REPERCUSIÓN EN LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA.**



**Raúl
Serrano
Valls**

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título:

**Análisis de los costes y del precio de la energía eléctrica en
España. Repercusión en la energía fotovoltaica**

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2015/2016 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es
plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada
de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Raúl Serrano Valls

Fecha: 08 / 06 / 2016

Serrano

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Julio Montes Ponce de León Fecha: / /

Vº Bº del Coordinador de Proyectos

Fdo.: Fernando de Cuadra García Fecha: / /

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESIS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

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

El autor D. Raúl Serrano Valls

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: **ANÁLISIS DE LOS COSTES Y DEL PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA. REPERCUSIÓN EN LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA**, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

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, 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 y 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 y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; 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, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- 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.
- 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

podieran 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:

- 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.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 08 de junio de 2016

ACEPTA



Fdo.....

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:

*A mis padres, por haber
estado siempre cuando
les he necesitado.*

ANÁLISIS DE LOS COSTES Y DEL PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA. REPERCUSIÓN EN LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA

Autor: Serrano Valls, Raúl.

Director: Montes Ponce de León, Julio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia de Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO:

El carácter estratégico de la energía eléctrica ha dado lugar a que este sector tenga, en comparación con otros, un alto nivel de regulación. Las diferentes reformas legales aprobadas por los distintos gobiernos han permitido la liberalización parcial del sistema. El comienzo de la liberalización vino marcado por la Ley 54/1997 en la que se fijaban las normas que regularían el sector eléctrico. Esta liberalización ha afectado a la generación y a la comercialización, mientras que el transporte y la distribución, por sus características particulares como monopolios naturales, han permanecido como actividades reguladas.

En los diecinueve años transcurridos desde el comienzo de la liberalización se han aprobado un gran número de leyes y reales decretos destinados a dirigir la evolución del parque de generación. Los distintos ejecutivos han impulsado normativas no siempre dirigidas en la misma dirección. Las variaciones en los objetivos marcados, el cambio de ciclo económico experimentado en este periodo y los desajustes con respecto a las previsiones iniciales han llevado al sector a una situación comprometida desde el punto de vista económico.

El objetivo de este proyecto es estudiar cuáles son los costes que se integran en el precio final de la energía eléctrica, analizar las consecuencias de las diferentes normativas aprobadas y proponer alternativas para solventar los problemas que en el análisis se han encontrado.

El estudio se ha dividido en dos partes que coinciden con las dos componentes del precio de la electricidad: la componente de mercado y la componente regulada.

En el apartado correspondiente a la componente de mercado se ha estudiado cuales son los diferentes mercados en los que tras la liberalización del sector eléctrico se negocia el precio de la energía. Se presta especial atención al mercado diario e intradiario, a los mercados a plazos regulados y a los mercados a plazos no regulados. De los diferentes mercados se ha analizado cuales son los mecanismos de participación, las exigencias normativas para intervenir como agente de mercado y las diferentes estrategias que pueden seguir los agentes para presentar sus ofertas en el mercado diario.

Se ha llegado a la conclusión de que en contra de lo pretendido, la liberalización no ha supuesto una disminución de los precios de la electricidad. Desde 1998 el precio de la electricidad en los mercados ha mantenido una tendencia alcista. El principal motivo que se ha encontrado para este aumento es la alta correlación entre el precio de la electricidad en el mercado diario y el precio del gas natural en los mercados internacionales a corto plazo.

A partir de 2008 se produjo un rápido crecimiento de las tecnologías pertenecientes al régimen especial. Sus bajos costes de operación les permiten ofertar a precios cercanos a cero con lo que se esperaba una reducción del precio de la energía eléctrica en su componente de mercado. Los datos obtenidos dejan de manifiesto que tras el cambio normativo de 2007 el precio en el mercado ha sido superior al registrado entre 1998 y 2006.

En la segunda parte del estudio se ha analizado la componente regulada de la electricidad centrandose el interés en tres partidas: las primas al régimen especial, los pagos por capacidad y el déficit de tarifa.

Para el estudio de las primas a las tecnologías del régimen especial se ha analizado los datos de la CNMC y de REE. Se ha realizado un estudio comparativo por tecnologías centrado en la cuantía de las primas, en su repercusión en la potencia instalada y en la generación energética que cada tecnología ha aportado. Con ello se ha podido analizar el grado de cumplimiento de los diferentes planes energéticos aprobados por el IDAE, así como el coste real que el desarrollo de estas tecnologías ha tenido para los consumidores.

En cuanto a los pagos por capacidad el estudio se ha enfocado en analizar las horas de funcionamiento de las diferentes centrales, su coste de mantenimiento como centrales

de respaldo y el papel de las mismas en la garantía de suministro. Se han presentado diferentes conclusiones encaminadas a disminuir el coste de esta partida.

La evolución del déficit de tarifa y las diferentes causas de su formación han sido el tercer punto de estudio dentro de este apartado. Para su análisis se han marcado dos periodos diferenciados el primero 2000-2007 y el segundo 2008-2015. El motivo de esta división es intentar comprender las causas de la deuda antes y después de la aprobación del R.D. 661/2007 ya que según se ha podido concluir la evolución en el primer periodo vino muy ligada a las fluctuaciones del precio del gas, mientras que en el segundo su evolución estuvo marcada por el desarrollo de las tecnologías del régimen especial.

Para concluir el trabajo se ha estudiado el papel que debe desempeñar la energía fotovoltaica en el futuro. Para ello se ha analizado cual ha sido el desarrollo de esta tecnología en España en los últimos años, que coste ha tenido para los consumidores y cuál ha sido la evolución de los precios de los paneles fotovoltaicos.

ABSTRACT:

The strategic nature of the electricity has led to this sector being, in comparison to others, highly regulated. The different legal reforms passed by the different governments have allowed the partial liberation of the system. The beginning of this liberation was started by the Spanish law 54/1997 which established the rules of the regulation of the electricity sector. This liberation has affected the generation and the introducing to the market, but not the transportation and distribution that, due to the fact of being natural monopolies, has remained as regulated activities.

Since the beginning of the liberation, nineteen years ago, a big quantity of laws and royal decrees has been passed in Spain. All of them were destined to guide the evolution of the electricity generation park. The different governments have promoted regulations which didn't always pull in that same direction. The variations in the established objectives, the changes in the economic cycle suffered during that period and the imbalance related to the initial estimates has provoked the electricity sector to be in a delicate situation financially speaking.

The objective of this project is to study the costs included in the final price of the electrical power to analyse the consequences of the different rules passed and to propose different alternatives to solve the problems detected in the analysis.

The research has been divided in two parts which coincide with the two components of the electricity price: the market component and the regulated component.

In the section related to the market component, the different markets in which the electricity price is negotiated after the liberation of the electricity sector are analysed. Special attention is paid to the daily and intraday electricity market, regulated forward market and unregulated forward market. The market mechanisms, the regulatory requirements to act as a trading agent and the different strategies that the agents can adopt to make an offer in the daily market are analysed for each of the aforementioned markets.

The conclusion reached is that, contrary to the claims of the authorities, the liberation of the market has not been translated into a decrease of the electricity prices. From 1998 on, an upward trend has been observed in the price of electricity in the markets. The main reason found for this increase is the high correlation between the electricity price in the daily market and the price of natural gas in the international markets.

For 2008 on, a fast growth of the technologies included in the special scheme was registered. Its operating costs allowed them to offer prices about 0. Therefore, a decrease of the price of the electricity in its market component was to be expected. Data obtained bring to light that, after the legislative change in 2007, the price in the market has been higher to that registered between 1998 and 2006.

In the second part of this research, the regulated component of the electricity was analysed, focusing on three elements: the premium of the special scheme, payments for capacity and the tariff deficit.

The data of the CNMC and the REE have been analysed in order to conduct research about the premiums of the technologies of the special scheme. A comparative research of the technologies focused on the price of the premiums, its impact on the installed power and the energy generation of each one of the technologies was carried out. With that research it has been possible to analyse the amount of compliance of the

different energy plans approved by the IDAE as well as the real cost that the development of these technologies has had for consumers.

Regarding capacity payments, the study has focused on analysing the operating hours of the different plants, their maintenance costs as supporting centrals and their role in the security of supply. In addition, different conclusions have been presented in order to reduce these costs

The evolution of the tariff deficit and the different causes of its annual growth have been the third point of study within this section. For the analysis, the period has been divided in two parts: the first one from 2000 to 2007 and the second one from 2008 to 2015. The reason for this division is to try to understand the causes of the debt before and after the approval of the Royal Decree 661/2007. As a conclusion, in the first period the evolution of the debt has been closely linked to fluctuations in gas prices, while in the second period it has been linked to the development of the special scheme technologies.)

To sum up, the role that the photovoltaic solar energy should play in the future has been evaluated. For this, it has been studied the development of this technology in Spain in the recent years, the cost of this development for consumers, and the evolution of photovoltaics panels prices.

Índice de la memoria:

1. Historia del sector y evolución normativa.	22
1.1 Primeras décadas del siglo XX.	22
1.2 El déficit productivo y el comienzo de la diversificación.	23
1.3 El desarrollo nuclear.	25
1.4 La crisis del petróleo y el Plan Energético Nacional.	26
1.5 El Plan Energético Nacional (1983-1992) y su desarrollo normativo.	27
1.5.1. Marco Legal Estable	28
I. Configuración de la tarifa	28
1.6 La liberalización del sector eléctrico (Ley 54/1997).	31
1.6.1. Regímenes productivos. Formas de participación	32
1.7 El sistema eléctrico tras la liberalización.	33
1.7.1. Primer lustro del siglo XXI, objetivos y logros	33
I. Clasificación de las centrales acogidas al Régimen especial	35
2. Costes de la tarifa.	38
2.1 La componente de mercado.	38
2.1.1. Mercado diario e intradiarios	38
I. Presentación de ofertas	40
II. La casación	41
2.1.2. Mercado a plazos	43
2.2 Componente Regulada.	45
2.2.1. Peajes de acceso y cargos	45
2.2.2. Pagos por capacidad	47
2.2.3. Primas a las renovables, cogeneración y residuos	52
I. Plan de energías renovables 2005-2010	52
II. El nuevo sistema de primas. Real Decreto 661/2007	54
III. Evolución de la potencia instalada en el periodo 2006-2010	55
Instalaciones fotovoltaicas	56
Instalaciones termosolares, eólicas, cogeneración y otras	57
IV. Comparativa entre tecnologías del R.E.	59
V. Conclusiones sobre la aplicación y consecuencias del R.D. 661/2007	62
VI. Periodo 2014 – 2015. El nuevo sistema retributivo (R.D. 413/2014)	66
2.2.4. El déficit de tarifa	68

I.	El origen del déficit.....	68
II.	El déficit de tarifa en el periodo 2000-2007.....	69
III.	El déficit de tarifa en el periodo 2008-2015.....	73
3.	La energía fotovoltaica y el autoconsumo.....	76
4.	Conclusiones.....	80
5.	Bibliografía y referencias.....	82

Índice de figuras

Figura 1: Mapa de centrales hidroeléctricas y puntos de consumo a principios del siglo XX...	22
Figura 2: Evolución de la potencia instalada en los años 40	24
Figura 3: Evolución de la potencia instalada.....	26
Figura 4: Comparativa entre costes y recargos en el MLE	30
Figura 5: Evolución de la demanda y de los ingresos necesarios durante el periodo de aplicación del MLE.....	31
Figura 6: Cobertura de la demanda según origen en %	33
Figura 7: Horizontes horarios para cada sesión del mercado	39
Figura 8: Bloques de compra y venta de energía.	40
Figura 9: Ejemplo de curvas agregadas para la H1 en una sesión diaria	42
Figura 10: Evolución de los peajes de acceso para la tarifa 2.0A.	47
Figura 11: Evolución de los ciclos combinados entre 2006 y 2015	48
Figura 12: Coeficientes de utilización de los ciclos combinados.....	49
Figura 13: Curva monótona de producción horaria de las centrales de ciclo combinado.	50
Figura 14: Coeficientes de utilización de los ciclos combinados por tecnologías	51
Figura 15: Evolución de la potencia fotovoltaica instalada en el periodo 2006-2010	56
Figura 16: Evolución de la potencia solar térmica instalada en el periodo 2006-2010.....	58
Figura 17: Evolución potencia eólica instalada en el periodo 2006-2010.....	58
Figura 18: Comparativa de capacidades por tecnología y régimen.....	59
Figura 19: Comparativa del peso relativo por tecnologías antes y después del RD 661/2007..	59
Figura 20: Prima equivalente anual por tecnologías.	61
Figura 21: Energía primada en función de la tecnología.....	61
Figura 22: Prima acumulada desde 2007 hasta la supresión de los incentivos en 2012.....	62
Figura 23: Importe anual de las primas a las renovables frente al importe previsto en el PER 2005-2010.	63
Figura 24: Precio Medio Diario	65
Figura 25: Evolución de la remuneración por tecnologías.....	66
Figura 26: Desglose de la retribución total por tecnología en el año 2015.	67
Figura 27: Déficit del sistema eléctrico generado anualmente en el periodo 2000-2014 (millones €)	68
Figura 28: Precio Medio Diario	69
Figura 29: Evolución de los precios de los combustibles fósiles y de la electricidad.....	70
Figura 30: Gráfico de dispersión entre el déficit acumulado y la prima acumulada entre 2008 y 2015.....	74

Figura 31: Evolución de los costes de inversión de una tecnología cristalina en tejado.....	76
Figura 32: Evolución de los costes de inversión de paneles cristalinos en suelo.....	77
Figura 33: Evolución de la potencia anual instalada Vs precio de los módulos	78

Índice de tablas:

Tabla 1: Moratoria nuclear y ayudas al carbón	30
Tabla 2: Balance de cumplimiento de objetivos del Plan de fomento a las renovables	34
Tabla 3: Precios de los peajes de acceso a la electricidad vigentes desde el 1-02-2014.....	46
Tabla 4: Componentes del precio final medio de la electricidad en 2014.....	49
Tabla 5: Plan de Energías Renovables	53
Tabla 6: Valores de las primas y de las tarifas reguladas para varios grupos del RE	55
Tabla 7: Potencia instalada acumulada por tecnologías del RE.....	56
Tabla 8: Régimen económico instalaciones fotovoltaicas.....	57
Tabla 9: Valor de la prima equivalente anual percibida por cada tecnología del régimen especial	60
Tabla 10: Balance de cumplimiento de los objetivos de financiación de los proyectos renovables	63
Tabla 11: Variación porcentual del valor de las primas tras la aplicación del nuevo marco retributivo para las tecnologías del régimen específico	67
Tabla 12: Tabla comparativa de liquidaciones anuales en el periodo 2000-2007.....	71
Tabla 13: Liquidaciones 2008-2015.....	73

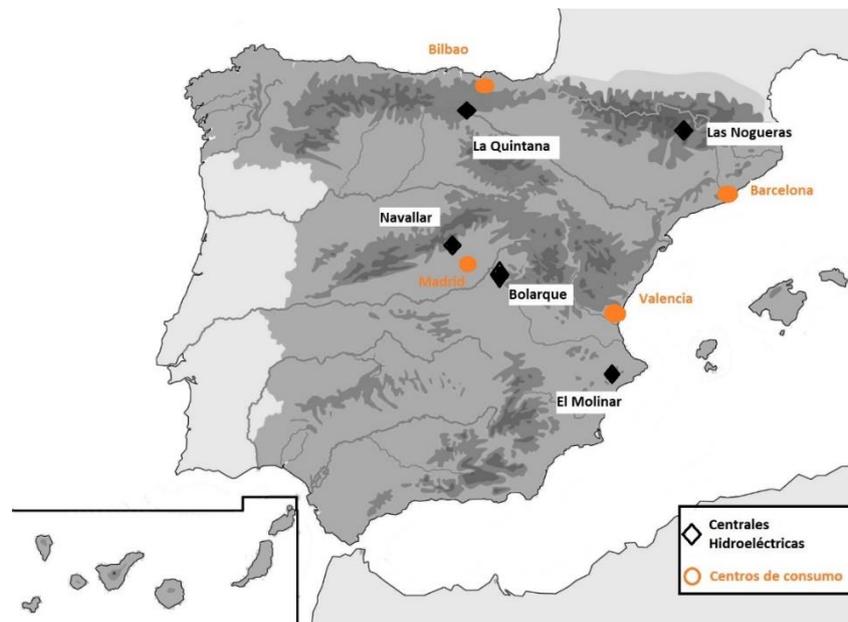
1. Historia del sector y evolución normativa.

1.1 Primeras décadas del siglo XX.

A principios del siglo XX comienzan a surgir en España las primeras empresas eléctricas. Inicialmente se configuraron como empresas de ámbito regional dedicadas tanto a la explotación de los recursos hídricos locales como a su distribución. Estas sociedades se configuraron en forma de monopolios naturales en las diferentes partes del territorio. Entre las empresas que surgieron en estos años destacan: Hidroeléctrica Ibérica, La Canadiense, Hidroeléctrica el Chorro, Eléctricas Reunidas, Hidroeléctrica Española y Unión Eléctrica Madrileña.

Debido a la orografía española, las grandes centrales hidráulicas de producción se situaron a distancias considerablemente largas de los puntos de consumo que se ubicaban en las principales ciudades. Las elevadas distancias dieron lugar a la construcción de líneas cuyas tensiones eran las más altas construidas en Europa hasta el momento.

Figura 1: Mapa de centrales hidroeléctricas y puntos de consumo a principios del siglo XX



Fuente: Elaboración propia

Bilbao era abastecido en 1908 a través de una línea de 75 km a una tensión de 30 kV. Por su parte, la electricidad se suministraba a Madrid desde diferentes centrales, entre las que destacan: La central de El Molinar de 22.500 kW, situada en el río Júcar y conectada a través de una línea de 250 km y 66 kV; Navallar de 7.500 kW, situada en Manzanares y conectada a través

de una línea de 25 km a 15 kV; y Bolarque construida en el río Tajo. Barcelona estaba conectada a la central de Las Nogueras situada a 110 km y cuya tensión de transporte era de 40 kV.

En el sur de España la central de El Corbacho ubicada en la provincia de Málaga fue construida por Hidroeléctrica el Chorro. El tendido que se utilizó fue de 150 km de longitud a una tensión de 40.000 V. El promotor de esta obra de vital importancia para el desarrollo industrial de la zona fue D. Rafael Benjumea, Conde de Guadalhorce.

La necesidad de construir largos tendidos entre los centros de producción y consumo dio lugar a la regulación de la servidumbre forzosa de paso de corrientes eléctricas en la Ley y Reglamento de Instalaciones Eléctricas y Servidumbres de paso del 23 de marzo de 1900. Con ella se pretendía crear un marco legal que amparase el tendido de este nuevo tipo de redes sobre propiedades de terceros.

El reconocimiento de la energía eléctrica como servicio público aparece por primera vez en el R.D. de 1924, en el que se afirma el deber de las compañías de suministrar electricidad a todo aquel que lo solicite, así como de mantener la tensión y la frecuencia. Además, en este decreto aparece recogido el derecho de la Administración a fijar las tarifas. Entre las razones recogidas en el R.D. para justificar la intervención estatal aparecen:

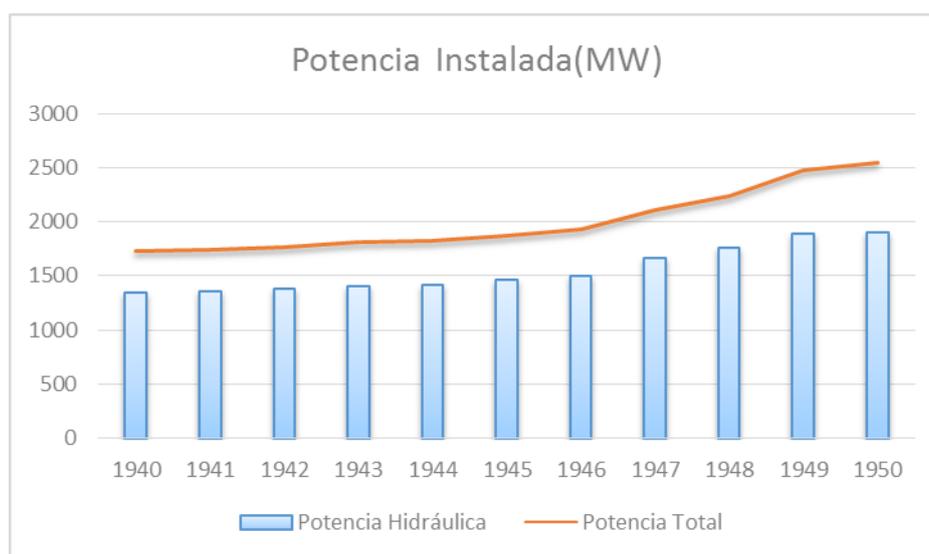
- a) Las necesidades de la vida moderna.
- b) Las exigencias del sector industrial.
- c) Las deficiencias en la prestación de servicios que han ocasionado problemas de orden público.
- d) La necesidad de ocupar terrenos de dominio público.

Con todo el desarrollo hidroeléctrico se llegó en España a una potencia instalada del entorno de los 1.500 MW. En ese momento, y poco antes del comienzo de la Guerra Civil, la demanda era aún baja por lo que había un exceso de capacidad de producción.

1.2 El déficit productivo y el comienzo de la diversificación.

En 1940 la construcción de nuevas centrales se había paralizado como consecuencia de la guerra, el estancamiento se prolongó hasta el año 1947. Este hecho, unido al crecimiento de la demanda, desembocó en una situación de déficit productivo. La fuerte sequía que afectó a España entre los años 1942 y 1945 puso de manifiesto la necesidad de diversificar la producción eléctrica que en ese momento era en un 80% de origen hidroeléctrico.

Figura 2: Evolución de la potencia instalada en los años 40



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de Unesa, Informe eléctrico y Memoria de actividad

En el año 1944 el Estado funda dos empresas públicas de generación (ENDESA Y ENHER). Con ello se pretendía dar solución a los problemas de déficit que habían quedado patentes como consecuencia de las duras sequías de los años anteriores. Su primer objetivo fue por lo tanto reducir la dependencia de la energía hidráulica. En el año 1949 Endesa inauguró su primera central térmica en España, Compostilla I, con una potencia de 167 MW. Once años más tarde entró en funcionamiento el segundo grupo, Compostilla II, con una potencia de 141 MW. Como combustible utilizaban el carbón nacional de alto contenido en azufre.

A iniciativa de 18 empresas del sector y con el objetivo de coordinar la utilización de las instalaciones y recursos eléctricos disponibles se crea en 1944 UNESA, llamada entonces Unidad Eléctrica S.A. Se pretendía lograr la coordinación e interconexión entre las distintas zonas de producción y consumo, con el objetivo de pasar de los sistemas eléctricos regionales, explotados en exclusiva por los monopolios locales, a uno altamente interconectado. Se marcaba con ello los primeros pasos para la creación un verdadero sistema eléctrico nacional. En este mismo año se constituye el RECA, despacho de reparto de cargas, cuyo objetivo era optimizar el reparto de energía en los puntos de consumo y los de generación.

Durante estos primeros años de reorganización del sector, aumento de la generación e interconexión de las redes, Endesa optó por la utilización de centrales móviles para solventar problemas puntuales de desabastecimiento en las regiones peor interconectadas. Esta situación se

solventó mediante un rápido crecimiento de las redes de 220 kV y años más tarde con la instalación de líneas de 400 kV.

1.3 El desarrollo nuclear.

El año 1964 estuvo marcado por la mejora de la posición española en el ámbito internacional, lo que facilitó la entrada de capitales extranjeros. En estos años el sector eléctrico comenzó a crecer a tasas superiores al 10% anual en términos de generación de energía. Esta coyuntura permitió a las empresas privadas optar por las centrales nucleares como centrales de base para la producción de electricidad. El desarrollo nuclear se llevó a cabo con la construcción de tres tipos de centrales.

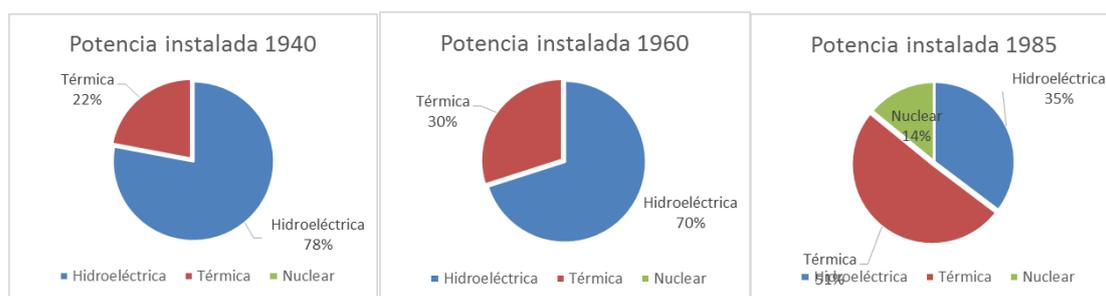
La primera generación de centrales está formada por: Zorita en Guadalajara, Santa María de Garoña en Burgos, y Vandellós I en Tarragona. Todas ellas fueron construidas con tecnología extranjera y fueron entregadas a las compañías encargadas de su explotación totalmente terminadas. Esta primera generación de centrales, que fue fuertemente impulsada desde el Ejecutivo, aportó cierto conocimiento tecnológico a las empresas nacionales.

Ya en la segunda generación de centrales se logró una mayor participación de empresas españolas gracias al tipo de acuerdo firmado, que obligaba a las empresas foráneas a transferir conocimientos de este tipo de tecnología. Esto permitió un aumento de la participación de empresas relacionadas con la ingeniería, la construcción, las instalaciones y demás servicios asociados. En esta segunda generación se construyeron las centrales de Lemóniz, Almaraz, Ascó y Cofrentes. Todas ellas entraron en funcionamiento, a excepción de Lemóniz que fue desmantelada antes de su apertura por el riesgo de atentado terrorista.

La tercera generación de centrales formada por Vandellós II y por Trillo fueron inauguradas en 1985; en ellas el papel de las empresas españolas en todo su proceso de diseño y construcción superó el 80%.

Así se logró diversificar el parque de generación gracias tanto a la instalación de centrales térmicas durante el periodo 1945-1980, como al desarrollo nuclear de 1964-1985. La dependencia de la energía hidráulica pasó de tener un peso de 78% en 1940 a un 35% en el año 1985.

Figura 3: Evolución de la potencia instalada



Fuente: Unesa informe eléctrico y Memoria de actividad

Como entidades ligadas al desarrollo nuclear, surgieron en 1980 el Consejo de Seguridad Nuclear y en 1984 ENRESA (Empresa Nacional de Residuos Radiactivos), encargada de la gestión de los residuos nucleares. Anteriormente se habían creado ENUSA (Empresa Nacional del Uranio), encargada de la prospección de minerales de uranio, la obtención de concentrados y la fabricación de combustibles nucleares; y ENSA (Equipos Nucleares) destinada a la fabricación de componentes nucleares con garantía de la calidad.

1.4 La crisis del petróleo y el Plan Energético Nacional.

En 1973 se consumía en Europa 13 millones de barriles de petróleo diarios. La decisión de los países productores de embargar a todos los aliados de Israel en la guerra contra Siria y Egipto, provocó la elevación del precio del petróleo en Europa y EEUU, pasando de 1,60 \$ al principio del conflicto a 9 \$ en 1974. Al ser el petróleo el combustible esencial en el desarrollo industrial de España, el Gobierno se vio obligado a replantear la política energética que, si bien había superado su dependencia inicial del sector hidráulico, se encontraba ahora altamente vinculada al petróleo extranjero.

El Gobierno de UCD reaccionó a la coyuntura internacional con el Plan Energético Nacional 1978-1987, que mantenía unas elevadas previsiones de demanda y la necesidad de instalar 21.500 MW de potencia. El retraso en la construcción de las centrales nucleares y la imperiosa necesidad de reducir el consumo de petróleo, dieron lugar a la aprobación del Plan Acelerado del Carbón, destinado a la construcción de centrales térmicas. Estas nuevas centrales estaban orientadas principalmente a la utilización de carbón foráneo, de mayor poder calorífico y menor contenido en azufre.

Las nuevas centrales nucleares, las térmicas de carbón y los grandes grupos de bombeo, puestos en marcha a partir de 1980, permitieron que España pudiera cubrir la demanda creciente de electricidad hasta mediados de los años 90.

En cuanto a la gestión del sector, en el año 1975 se decidió sustituir el RECA (Repartidor Central de Cargas) por el CECOEL (Centro de Control Eléctrico), que asumiría desde entonces las actividades ligadas a la organización y control del sistema eléctrico nacional.

1.5 El Plan Energético Nacional (1983-1992) y su desarrollo normativo.

El proceso de interconexión entre las distintas regiones, que comenzó a mediados de los años 40, desembocó en la creación de Red Eléctrica de España en 1985, tras la publicación de la Ley 49/1984. REE surgió como una empresa de capital público, constituida con patrimonio de las empresas públicas Endesa y ENHER y con patrimonio de empresas privadas como Iberduero, Hidroeléctrica Española, FECSA y Unión Fenosa.

Sus funciones eran la operación del sistema eléctrico y la gestión de la red de transporte constituida en aquel momento por 10.500 km de líneas de alta tensión.

En 1983 entró en vigor la moratoria nuclear, a través del PEN-83, que modificaba la política energética vigente. La moratoria supuso por un lado la paralización de las centrales que se encontraban en construcción (dos unidades en Valdecaballeros, dos en Lemóniz y una en Trillo), y por otro lado cerraba la puerta al desarrollo de nuevas centrales. El amplio desarrollo tecnológico de las empresas españolas, logrado mediante su participación en la construcción de las centrales de tercera generación, se vio paralizado por esta decisión política.

Se decidió introducir el coste derivado de la paralización de las centrales en construcción en la factura eléctrica que paga el consumidor final. El coste total de esta decisión varía según las fuentes, pero todas rondan los 5.800 millones de euros, incluyendo los intereses. No ha sido hasta 2015 cuando los consumidores han dejado de pagar los costes de esta decisión política (se analizará más adelante la repercusión real de esta partida en el precio de la electricidad).

En 1984 se aprobó el Plan Energético Nacional para el periodo 1983-1992. En él se fijaron los tres pilares que debían regir el sector eléctrico:

- Planificación a medio y largo plazo de las instalaciones.
- Explotación unificada de los medios de producción y transporte.
- Sistema de asignación de ingresos que asegurara la estabilidad económica del conjunto y de cada empresa.

Para desarrollar el punto referente a la estabilidad financiera del sector se aprobó el R.D. 1538/1987 con el que se fija la tarifa de las empresas eléctricas gestoras. Este Real Decreto junto a la normativa que lo desarrolla es conocido como Marco Legal Estable.

Hasta la aprobación del MLE el precio de la tarifa era acordado entre el Ministerio de Industria y las empresas eléctricas. Para estimar el precio que se fijaría se tenían en cuenta dos variables: Los costes reales, extraídos de la contabilidad de las empresas, y las previsiones de variación de factores económicos como los intereses, la demanda de electricidad y la inflación.

1.5.1. Marco Legal Estable.

Para evitar que las negociaciones entre el Gobierno y las empresas se emplearan como un instrumento para contener la inflación, se aprobó el nuevo marco retributivo. La nueva norma no alteraba el sistema tarifario que regía en España desde 1953, es decir, los clientes seguirían estando acogidos a la tarifa única que era la misma para todos los usuarios que tuvieran el mismo consumo.

Las empresas en cambio verían su régimen retributivo modificado conforme a las nuevas bases de MLE. Se introducían dos novedades fundamentales:

- El coste estándar de generación y distribución, que era establecidos para todas las instalaciones para un año determinado, siendo posteriormente actualizado.
- La compensación entre empresas, sistema que permitía la justa distribución de los ingresos en función de los costes de producción y mercados de consumidores.

Esta ley dio transparencia al sistema al fijar la retribución en función de los costes reconocidos y no de los reales en que incurría cada empresa. Aportaba además estabilidad al asegurar la cobertura de la inversión realizada, así como una rentabilidad razonable.

I. Configuración de la tarifa.

Para la elaboración de la tarifa eléctrica anual se tenían en cuenta las siguientes variables:

- Los costes estándar calculados para las instalaciones.
- Los desvíos producidos en los años anteriores entre en el cálculo de los costes.
- Los ingresos derivados de la facturación y otras actividades.
- La previsión de demanda para el año.
- Datos macro empleados en los cálculos económicos.

Mediante la suma de todos estos conceptos se obtenía un valor aproximado de los ingresos que debía tener el sistema para cubrir los costes. Para obtener el precio final de la tarifa se dividían los ingresos necesarios entre la demanda estimada.

$$\text{Precio tarifa} = \frac{\text{Ingresos necesarios}}{\text{Demanda prevista}}$$

El núcleo de la factura estaba formado por **los costes estandarizados**. De entre los diferentes costes, se decidió incluir en este apartado los costes de inversión en instalaciones generadoras de electricidad, los costes de mantenimiento y operación de las centrales, el coste de las materias primas empleadas en la generación, los costes de distribución, los costes en infraestructuras y el capital circulante.

El segundo apartado de la tarifa eléctrica estaba integrado por **recargos** vinculados al conjunto de la industria eléctrica:

- Programa de investigación y desarrollo eléctrico.
- Financiación de la gestión y almacenado de combustible nuclear (Uranio).
- Gestión de los residuos nucleares.
- Moratoria nuclear.
- Ayudas al carbón.

Los ingresos correspondientes a los diferentes apartados eran fijados por el ministerio anualmente, como un tanto por ciento de los ingresos estimados en el apartado anterior. Las empresas eran las encargadas de recaudar estas partidas en la tarifa y entregarlos a OFICO (Oficina de Compensación), que posteriormente los distribuía entre: OCIDE (Oficina de Coordinación de la Investigación y Desarrollo Eléctrico), ENRESA y ENUSA. Empresas que realizaban las labores contenidas en los dos primeros puntos.

El tercer concepto era la **corrección de los desvíos** correspondientes a las estimaciones de ingresos de los años previos. Este concepto venía a compensar la diferencia entre los ingresos reales de ese año y los ingresos que se habían calculado. En este apartado únicamente se incluían los desvíos asociados a las partidas no incluidas en el apartado de costes estandarizados.

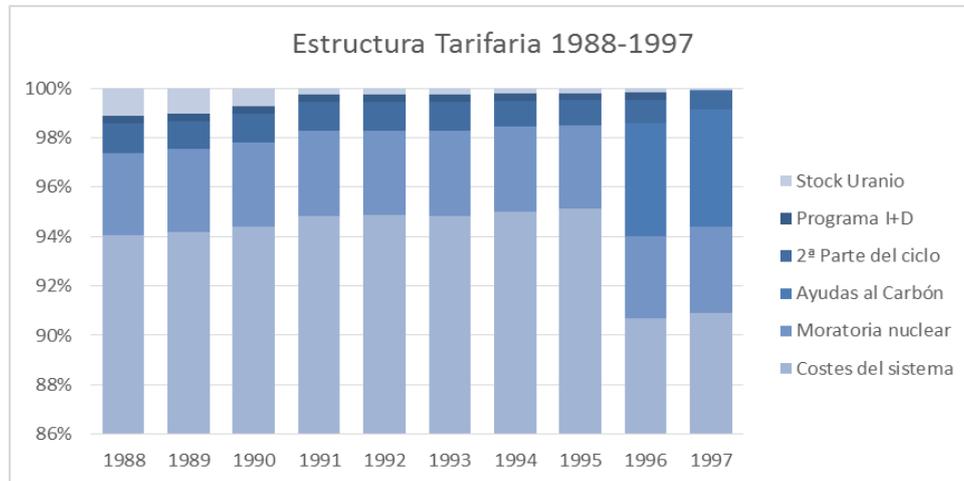
Los desvíos ocasionados por las fluctuaciones en la producción de las empresas hidroeléctricas no fueron incluidos en este apartado. Las empresas debían asumir en conjunto los costes de combustible en los años de poca producción hidroeléctrica mientras que se beneficiarían del ahorro en los años en los que las lluvias fueran abundantes.

Los ingresos obtenidos por las eléctricas como consecuencia de actividades secundarias eran incluidos en la tarifa. Con ello se lograba disminuir el coste final de la factura al descontar dichos ingresos de la retribución correspondiente a cada empresa. En este apartado están incluidos:

- El alquiler de los aparatos individuales de consumo y los enganches.

- Ingresos derivados de la gestión de activos financieros.
- Ingresos asociados a servicios complementarios.

Figura 4: Comparativa entre costes y recargos en el MLE



Fuente: REE, El Marco Legal Estable. Economía del sector eléctrico español y elaboración propia.

La figura 4 nos muestra que en el periodo 1988 a 1995 la parte proporcional de la tarifa correspondiente a los gastos propios del sistema, se mantuvo en un 94-95% siendo el restante 6% correspondiente a los recargos asignados por el Gobierno. En el año 1996 con la entrada en vigor del real decreto de ayudas al carbón nacional, el coste total de la tarifa aumentó. Esto aparece en el gráfico anterior como una reducción del 5% de la parte correspondiente a los costes.

El gasto que supuso la paralización de centrales nucleares ya construidas, así como las ayudas al carbón nacional, se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 1: Moratoria nuclear y ayudas al carbón

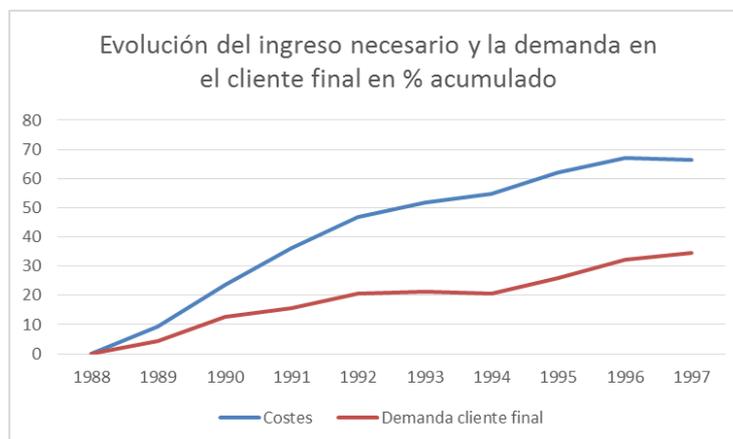
	Costes en M€										
	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	
Moratoria Nuclear	261,1	285,2	322,5	355,9	382,9	396,1	404,3	422,9	435,7	434,5	
Ayudas al carbón	-	-	-	-	-	-	-	-	598,66	597,04	

Fuente: REE, El Marco Legal Estable. Economía del sector eléctrico español y elaboración propia.

Durante el periodo de vigencia del Marco Legal Estable se produjo un fuerte aumento de los ingresos necesarios para suplir todas las partidas que se habían incluido en la tarifa eléctrica,

el salto fue de un 65% con respecto al año 1988. Durante el mismo periodo, el aumento en la demanda de electricidad fue únicamente de un 35% pasando de los 107.347 GWh a los 144.459 GWh.

Figura 5: Evolución de la demanda y de los ingresos necesarios durante el periodo de aplicación del MLE



Fuente: REE, El Marco Legal Estable. Economía del sector eléctrico español.

En consecuencia el precio al que se debía fijar la tarifa para cubrir los costes aumentó pasando en 9 años de los 6,8 cent/kWh a los 8,497 cent/kWh (*Cambio realizado de pesetas a euros a 0.006 €/pta*).

En 1996 el Consejo Europeo de Ministros aprobó las Normas Comunes para el mercado interior de la electricidad, que quedaron recogidas en la Directiva 96/92/EC. Este documento supuso la base de la Ley 54/1997 con la que comenzó la liberalización del sector eléctrico español y se puso fin a la aplicación del MLE.

1.6 La liberalización del sector eléctrico (Ley 54/1997).

En 1996 se aprobó la directiva 96/92/EC. Su aprobación tenía como objetivo consolidar un mercado interior común para libre circulación de personas, mercancías, servicios y capitales. En su prólogo se hace referencia a la importancia de crear un sistema eléctrico competitivo para “*la racionalización de la generación, la transmisión y la distribución de la electricidad, al tiempo que se refuerza la seguridad del abastecimiento y la competitividad de la economía europea, respetando la protección del medio ambiente*”.

Para lograr esta homogeneización y fomentar la competitividad se insta a los Gobiernos a llevar a cabo una liberalización de la generación y de la comercialización de energía. En España,

este documento supuso la base de la Ley 54/1997 con la que comenzó la liberalización parcial del sector eléctrico. Con esta ley el Gobierno asume que para garantizar un servicio de calidad y competitivo, no es necesario la intervención de forma directa más allá de la regulación concreta del sector. Se pasa por lo tanto del concepto de servicio público al de servicio garantizado para todos los consumidores que lo soliciten.

Apoyándose en este nuevo concepto comienzan a surgir sociedades privadas que son las que asumirán la gestión técnica y económica del sistema acabando así con la gestión unificada del sistema que se había realizado hasta la fecha. Con la creación de lo que posteriormente se denominaría operador de mercado, lo que se pretendía era crear un mercado mayorista en el que el precio de la energía se fijara mediante la intervención de los diferentes agentes.

Desde el punto de vista retributivo se distinguirá entre **actividades reguladas y no reguladas**. Las actividades reguladas, el transporte y la distribución, tendrán una retribución fijada por la Administración. Con ello se pretende que la liberalización de acceso a las redes no desemboque en una situación de abuso de poder por parte de los propietarios de las mismas. Las actividades no reguladas son por otro lado la generación y la comercialización.

Las comercializadoras aparecen como un nuevo sujeto con el que se pretende garantizar la libertad de contratación y de elección del suministrador. Se pretende que la comercialización sea una realidad en un plazo de 10 años.

1.6.1. Regímenes productivos. Formas de participación.

La generación eléctrica se agrupa en régimen ordinario y régimen especial.

Las centrales pertenecientes al **Régimen Ordinario** (nuclear, carbón, fuel, gas y gran hidráulica) tenían dos opciones para negociar su energía, ofertarla al operador del mercado para su casación en las subastas o venderla a través de contratos bilaterales con clientes cualificado s como por ejemplo comercializadoras. Se distinguía entre centrales de más de 50 MW y de menos. Las que estaban por encima, estaban obligadas a ofertar en todos los periodos, mientras que las de menor potencia podían ofertar en función de sus intereses. El sistema de casación establecido se realizaba empezando por las ofertas de menor precio hasta satisfacer la demanda, de forma que la última oferta en casar, que es la más cara, fijaba el precio que se pagaría a todos aquellos que habían logrado vender su producción.

Las centrales acogidas al **Régimen Especial** eran tanto las de origen renovable, la solar, la eólica, la hidráulica o la biomasa, como la cogeneración y la obtenida de la recuperación energética de residuos. Estas centrales tenían derecho a verter su producción a la red a unas tarifas previamente fijadas por la Administración y sin necesidad de acudir al mercado. Además, según

el artículo 30, las centrales renovables, excluyendo la hidráulica, la biomasa y las hidroeléctricas de menos 10 MW, percibirían una prima de entre el 80% y el 100% del precio medio de la electricidad.

Esta forma de organizar la producción estuvo vigente hasta la aprobación del R.D. 413/2014 por el que se sustituye el Régimen Especial por el Régimen Específico. Este nuevo Régimen será explicado y desglosado más adelante, dado su interés para comprender las implicaciones que ha tenido su implantación en la coyuntura actual del sector.

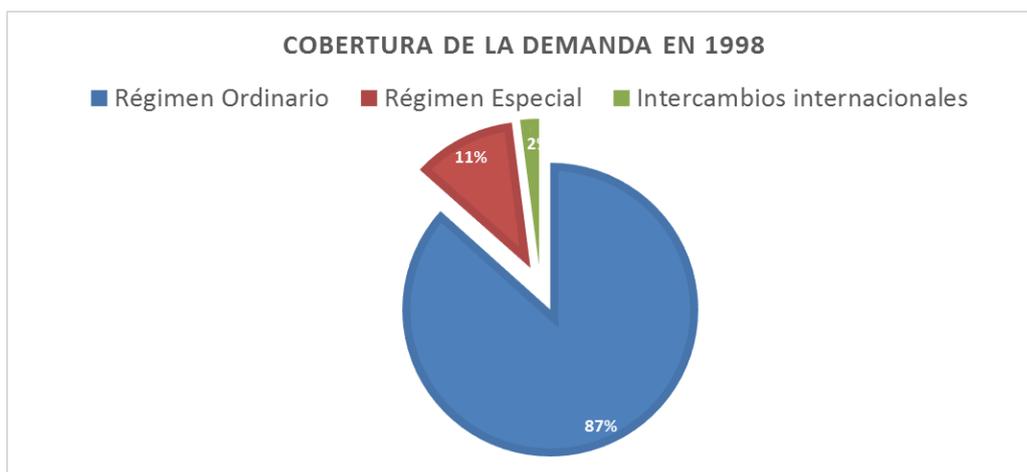
1.7 El sistema eléctrico tras la liberalización.

1.7.1. Primer lustro del siglo XXI, objetivos y logros.

El año 1998 estuvo marcado por la aplicación de la Ley 54/1997. ¿Qué implicaba esto? En cuanto a la operativa, sería el primer año en el que la libre competencia regiría en la fijación del precio en el mercado mayorista, dejando de lado el reconocimiento de costes estándar que asignaba el MLE. Los regímenes productivos establecidos estarían sujetos a esta nueva reglamentación y la figura de las comercializadora empezaba a ponerse en marcha.

Con todo esto, en aquel año la demanda de energía continuó aumentando hasta los 172.962 GWh, respaldada por el crecimiento económico.

Figura 6: Cobertura de la demanda según origen en %



Fuente: Informe 1988, REE

Según el balance energético de REE para aquel año, un 86,7% de la demanda fue cubierta con la energía producida en Régimen Ordinario mientras que las centrales pertenecientes al Régimen Especial solo aportaron 11,3%. Las importaciones energéticas cubrieron el restante 2%.

Durante el año 1998 la potencia instalada correspondiente al Régimen Especial era ya de 5.590 MW. De esta cantidad, el 62,1% corresponde a centrales que utilizan como materia prima recursos no renovables. La aportación real de energía al sistema de las denominadas energías limpias (Hidroeléctrica, residuos, eólica y solar) fue del 3,4%.

Este porcentaje hace referencia a la cobertura de la demanda según la fuente de origen, pero si se hace referencia a la cantidad de energía primaria empleada para abastecer la generación, entonces la aportación de las renovables asciende hasta el 6,3% del consumo total de energía primaria.

Con el objetivo de aumentar la participación de las energías limpias hasta un 12% de la demanda nacional, se llevó a cabo el Plan de fomento de las energías renovables para el periodo 2000-2010.

En el año 2005 se presenta una revisión del Plan 2000-2010, ya que aunque la generación global de energías renovables había aumentado considerablemente, se hallaba lejos de lograr el objetivo marcado para 2010.

Tabla 2: Balance de cumplimiento de objetivos del Plan de fomento a las renovables

Tecnología	Producción referenciada a energía primaria			
	Objetivo 2010		Balance 2004	
	Ktep	%	Ktep	%
Eólica	1680	100	1511	89,9
Biogás	150	100	186	124,0
Fotovoltaica	17	100	4	23,5
Minihidráulica	192	100	64	33,3
Hidraulica	60	100	7	11,7
Biomasa	5100	100	469	9,2
Solar térmica	17	100	4	23,5

Fuente: IDAE

El R.D. 436/2004 insta una nueva metodología de retribución para el Régimen Especial con la que pretende ayudar a cumplir los objetivos fijados en el Plan de fomento a las renovables.

Los titulares de las instalaciones según el R.D. pueden optar por dos opciones:

- “ Vender su producción o excedentes de energía eléctrica al distribuidor, percibiendo por ello una retribución en forma de tarifa regulada, única para todos los períodos de programación, que se define como un porcentaje de la tarifa eléctrica media”
- “ Vender dicha producción o excedentes directamente en el mercado diario, en el mercado a plazo o a través de un contrato bilateral, percibiendo en este caso el precio negociado en el mercado, más un incentivo por participar en él y una prima ”

La prima correspondería a un porcentaje de la tarifa eléctrica de referencia que además variaría en función de la categoría, grupo y subgrupo al que perteneciese la instalación.

I. Clasificación de las centrales acogidas al Régimen especial.

Las categorías y grupos que se establecen en el R.D. 436/2004 para organizar las instalaciones y la asignación de primas son:

- Categoría a): Autoprodutores que utilicen la **cogeneración** u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas. Dentro del grupo de autoconsumidores se exige que estos consuman al menos el 30% de la energía que producen si tienen menos 25 MW instalados o el 50% en caso de superar esa cifra.
 - o Grupo a1: Instalaciones que incluyan una central de cogeneración.
 - Subgrupo a.1.1: Utilizan como materia prima el gas natural en un porcentaje de al menos un 95%.
 - Subgrupo a.1.2: Resto de cogeneraciones.
 - o Grupo a2: Centrales que utilicen material residual procedente de otros procesos productivos no energéticos.
- Categoría b): Instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa, o cualquier tipo de biocarburante.
 - o Grupo b1: Instalaciones que emplean el sol como materia prima.
 - Subgrupo b.1.1: Instalaciones solares fotovoltaicas.
 - Subgrupo b.1.2: Instalaciones solares térmicas.
 - o Grupo b2: Instalaciones que tienen el viento por materia prima.
 - Subgrupo b.2.1: Parques eólicos ubicados en tierra.
 - Subgrupo b.2.2: Parques eólicos ubicados en el mar.

- Grupo b3: Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la de las olas, la geotérmica, la de las mareas y la de las rocas calientes y secas.
 - Grupo b4: Centrales cuya potencia instalada no sea superior a los 10 MW.
 - Grupo b5: Centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada sea superior a los 10 MW e inferior a los 50 MW.
 - Grupo b6: Centrales que utilicen como materia prima biomasa procedente proveniente de cultivos energéticos o de residuos forestales.
 - Grupo b7: Centrales que utilice como materia prima estiércoles, biocombustibles o biogás procedente de la digestión anaerobia.
 - Grupo b8: Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola y forestal.
- Categoría c): Centrales cuyo combustible no ha sido contemplado en la categoría b), entre ellos:
- Grupo c1: Centrales que utilicen como combustible principal residuos sólidos urbanos.
 - Grupo c2: Centrales que utilicen como combustible principal otros residuos no contemplados anteriormente.
 - Grupo c3: Centrales que utilicen como combustible residuos, siempre que éstos no supongan menos del 50 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.
- Categoría d): Cogeneraciones enfocadas a la reducción de residuos agrícolas, ganaderos y de servicios.
- Grupo d.1: Instalaciones de tratamiento y reducción de purines de explotaciones de porcino de zonas excedentarias.
 - Grupo d.2: Instalaciones de tratamiento y reducción de lodos.

- Grupo d.3: Instalaciones de tratamiento y reducción de otros residuos, distintos de los enumerados en los dos grupos anteriores.

La cuantía de las primas y la forma de calcularlas ha cambiado conforme ha avanzado la legislación. El método empleado en este R.D. fue sustituido posteriormente por lo dispuesto en el R.D. 661/2007, que a su vez fue modificado por el R.D.L. 9/2013. Las modificaciones introducidas por estos R.D. han marcado la evolución del parque generador español en la última década. Esta reglamentación es por tanto vital para entender la situación actual del sector y su evolución en las próximas décadas, por lo que se analizará en los siguientes apartados al cuantificar el coste que para el consumidor ha supuesto el desarrollo de este método de primas.

2. Costes de la tarifa.

2.1 La componente de mercado.

La componente de mercado es la parte del precio sujeta a negociación entre los ofertantes y los compradores. Esta componente se pacta en los diferentes mercados:

- Mercado Diario.
- Mercados Intradiaarios.
- Mercado a plazos.
- Servicios de ajustes.

El precio horario final tiene como componente principal el resultado de la casación de las ofertas de compra y venta presentadas por los diferentes agentes en el mercado diario.

El organismo encargado de gestionar los mercados diarios e intradarios de la electricidad es actualmente la OMIE (Operador del Mercado Ibérico, polo español) y las reglas de funcionamiento vienen fijadas en el BOE, *Reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica*. En base a esta normativa se expone a continuación quienes son los agentes de mercado, las diferentes sesiones que componen el mercado, el procedimiento a seguir para la presentación de ofertas y la forma en que se casan dichas ofertas.

- Representantes: Se considera como representantes a aquellos que actúan en nombre de otro agente. Los productores por ejemplo pueden delegar en un representante para que este se encargue de gestionar sus compras.
- Gestores de carga del sistema: Sociedades mercantiles de servicios de recarga energética habilitados para la reventa de energía para vehículos eléctricos.

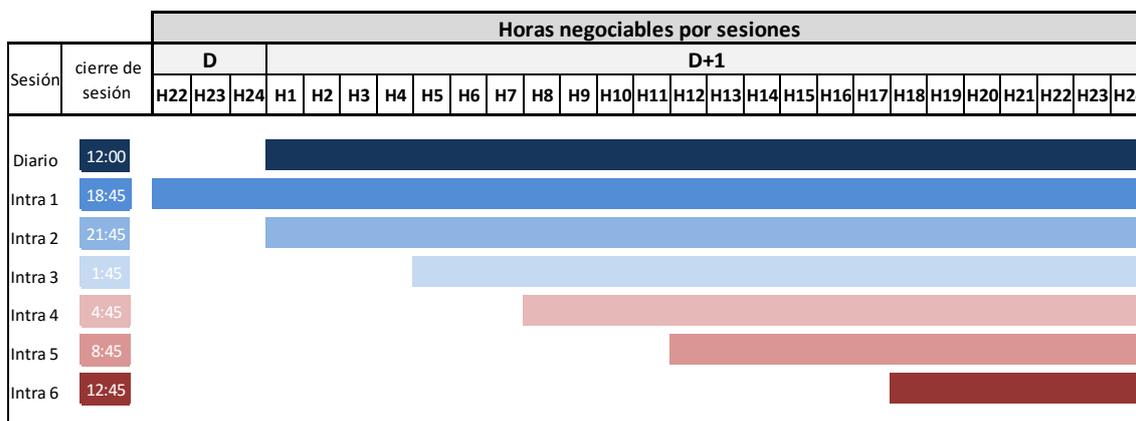
2.1.1. Mercado diario e intradarios.

La negociación de los intercambios energéticos se realiza en siete sesiones, una diaria y 6 intradarias o de ajuste.

En la sesión diaria, los agentes de mercado presentan sus ofertas de compra y venta de electricidad para el día siguiente en función de las previsiones de producción que tienen para sus centrales. Estas ofertas son gestionadas por el Operador del Mercado (OMIE) que se encarga de llevar a cabo la casación. La oferta en el mercado diario se realiza por horas. Cada día está dividido en 24 periodos. En esta sesión las unidades registradas como vendedoras únicamente pueden realizar ofertas de venta de energía mientras que las compradoras sólo pueden adquirirla.

En las sesiones intradiarias se pretende ajustar las ofertas sobre el Programa Diario Variable Definitivo. Al tratarse de sesiones de ajuste, la cantidad de energía es menor que en la sesión diaria y además el horizonte horario para el que se puede ofertar energía varía conforme a lo mostrado en la figura 7.

Figura 7: Horizontes horarios para cada sesión del mercado



Fuente: Elaboración propia

Las sesiones intradiarias tienen dos particularidades con respecto al diario. La primera es que únicamente las unidades que participaron en el diario tienen opción a intervenir en estas sesiones; y la segunda es que para facilitar el ajuste de las previsiones, todas las unidades ofertantes pueden realizar tanto compras como ventas.

Por ejemplo un parque eólico que en el diario envió una oferta de 20 MW para una hora, basándose en la previsión de viento de que disponía, tiene la opción en los intradiarios de recomprar esa energía si su previsión se ha visto modificada. Con esto conseguirá que finalmente la curva de previsión y la curva de potencia medida se aproximen lo máximo posible, de forma que el desvío se minimice. El precio de los desvíos es fijado por REE con la intención de que tanto compradores como exportadores precisen al máximo sus ofertas y evitar así que haya huecos entre demanda y generación.

El precio del desvío varía en función de la hora y de las necesidades del sistema. Si el desvío se produce en el sentido perjudicial para el sistema, el agente en cuestión será penalizado, si por el contrario el desvío favoreciese al sistema en ese momento, no tendría penalización.

Los desvíos pueden ser de dos tipos:

Desvíos a bajar: Son los que se dan cuando la producción medida en la central es menor que la ofertada en el mercado, o cuando el consumo medido en la misma es mayor. Para solventarlo, el sistema debe aumentar la producción a través de los mercados de ajuste en tiempo real.

Desvíos a subir: Son los que se dan cuando la producción medida en la central es mayor que la ofertada en el mercado, o cuando el consumo medido en la misma es menor. Para solventarlo, el sistema debe reducir la producción a través de los mercados de ajuste en tiempo real.

I. Presentación de ofertas.

Los agentes vendedores a la hora de ofertar su energía en el mercado pueden optar por realizar una oferta simple o una compleja. Las ofertas de adquisición en cambio, sólo pueden ser simples.

Las ofertas simples se presentan por unidad de venta y por periodo, es decir, cada central ofertará la energía que considere oportuno para cada hora del día posterior al día en que se presenta la oferta. A la hora de realizar la oferta se debe fijar la cantidad de energía así como el precio al que se pretende vender. La energía ofertada se puede dividir en bloques asignándole precios diferentes de forma que en función del precio que resulte de la casación cada unidad venderá una cantidad de energía comprendida entre el 0 y la potencia máxima de su instalación. En las ofertas de venta el precio de los bloques deberá ser creciente mientras que en las de compra el sentido será el contrario.

En la figura 8 si el Precio medio diario para esa hora fuese de 48 €, la unidad vendedora casaría los dos primeros bloques, es decir, 30 MW. La unidad compradora casaría únicamente el primer bloque ya que el precio de su oferta es superior al PMD (Precio Medio Diario).

Figura 8: Bloques de compra y venta de energía.

Unidad de Venta		Unidad de Compra	
Energía(MW/h)	15	Energía(MW/h)	20
Precio €	42,5	Precio €	50
Energía(MW/h)	15	Energía(MW/h)	10
Precio €	47	Precio €	46
Energía(MW/h)	10	Energía(MW/h)	10
Precio €	49	Precio €	44
Energía(MW/h)	10	Energía(MW/h)	10
Precio €	51	Precio €	42

Las *ofertas complejas* además de cumplir con lo estipulado para las ofertas simples, pueden incluir otras condiciones:

- Condición de indivisibilidad: Si un tramo de la oferta resulta casado, este no será fraccionable, sino que afectará a toda la energía.
- Condición de ingresos mínimos: Establece que la casación sólo es aceptada si en el conjunto de periodos los ingresos son superiores a un mínimo establecido.
- Condición de parada programada: Vinculada a la condición de ingresos mínimos en caso de no casación.
- Condición de variación de capacidad o de gradiente de carga: Establece una diferencia máxima de variación entre dos periodos de programación consecutivos.

Agentes del Mercado.

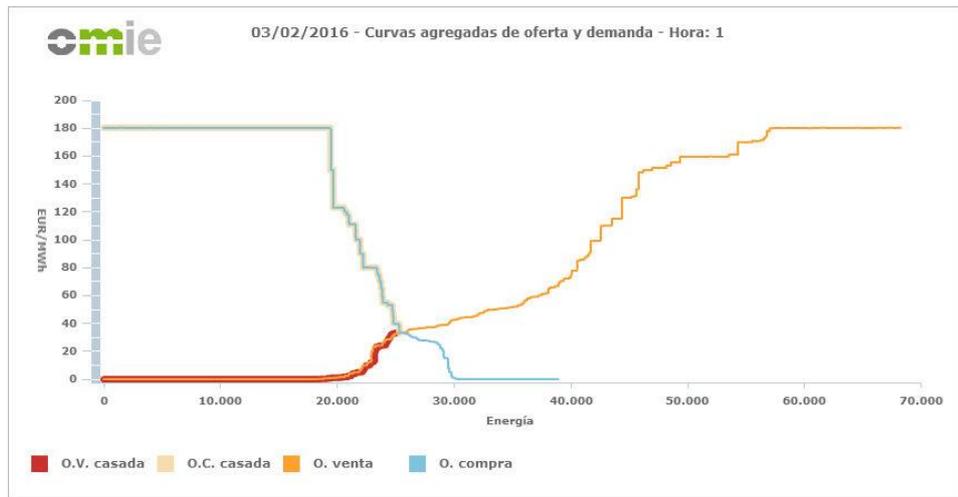
Los Agentes del Mercado son aquellas personas físicas o jurídicas autorizadas para intervenir en el mercado como compradores o como vendedores de electricidad. Pueden conseguir la condición de Agente de Mercado cualquiera de los siguientes sujetos:

- Productores de energía eléctrica: Personas físicas o jurídicas dedicadas a la generación de electricidad, a la construcción, mantenimiento y operación de centrales.
- Comercializadoras: Agentes con capacidad de acceso a las redes de transporte o distribución y cuyo negocio consiste en la venta de la electricidad al consumidor final o a otros sujetos del sistema.
- Comercializadores de referencia: Son comercializadoras con funciones atribuidas por la normativa, entre otras, la venta de energía a PVPC.
- Consumidores Directos en Mercado: Son aquellos que adquieren la energía que necesitan para su propio funcionamiento directamente en el mercado.

II. La casación.

Para determinar el precio final al que se comprará y venderá la energía eléctrica en cada hora, el operador del mercado agrega, según el precio, las ofertas de compra y venta en dos curvas. Las ofertas de venta se ordenan de mayor a menor precio, mientras que las de compra se ordenan de más cara a más barata. En España el precio para el MWh está acotado entre los 0 € y los 180,30 €.

Figura 9: Ejemplo de curvas agregadas para la HI en una sesión diaria



Fuente: OMIE

La adjudicación de energía tiene carácter marginal, es decir, todas las unidades de venta cuyo precio fuera inferior al que resulta de la intersección de las dos curvas agregadas habrán casado su energía. Al igual ocurre con las ofertas de compra, todos aquellos que oferten una cantidad a comprar por encima del precio de casación tienen adjudicada dicha cantidad.

El precio que cada ofertante establece en su oferta condiciona que la energía ofertada case o no, pero no será ese el precio al que se le remunerará, sino que toda la energía casada es remunerada al mismo precio, el resultante de la intersección de ambas curvas.

La estrategia que sigue cada unidad de oferta para fijar el precio al que quiere vender su energía varía en función de la tecnología. Las centrales que utilizan el viento o el sol como fuente de energía primaria tienen un coste de oportunidad 0, ya que ni el viento ni el sol es almacenable. Por lo general ofertarán a precio 0 o al mínimo que les asegure cubrir los costes operativos.

Las centrales nucleares debido a la rigidez de su producción y a que su óptimo se encuentra cercano a la potencia nominal son también precio aceptantes. Por el contrario, las centrales que emplean gas o carbón deben asegurar al menos que el precio del pool les va a cubrir el precio de la materia prima que emplean para generar la electricidad. El hecho de que el mercado sea de tipo marginal puede dar lugar a situaciones anómalas en las que el precio del diario sea 0. En ese caso, todas las unidades que ofertaron a ese precio estarán produciendo sin obtener remuneración alguna. Esto en ningún caso implicaría que los costes de producción sean 0.

El hecho de que todas las centrales cobren el mismo precio con independencia del rango de amortización de su instalación y de los costes de generación, ha promovido que ciertos grupos soliciten un cambio en el método de subasta.

2.1.2. Mercado a plazos.

La desregularización de los precios y la liberalización del sector si bien han permitido, o al menos así lo han pretendido, lograr una mayor eficiencia y competitividad del mercado, también han introducido una fuerte volatilidad en los precios. Surgen así los mercados a plazos como un instrumento que permite a productores y generadores negociar intercambios de electricidad para determinados periodos temporales fijando un precio para ese intervalo.

Hay que distinguir entre dos tipos de mercados a plazos, los organizados (Futuros) y los no organizados (Destacan los contratos bilaterales y los OTC).

Los mercados a plazos de futuros son mercados organizados y por tanto regulados. El regulador financiero será el encargado de autorizar a los agentes, de establecer el reglamento y la normativa de intercambios, así como las obligaciones para las compensaciones y liquidaciones. En este mercado existe una Cámara de Contrapartida como intermediaria en toda operación. La Cámara asume el riesgo de la contraparte en todas las operaciones estableciéndose como comprador de todas las ventas y como vendedor de todas las compras.

Para asegurar la solvencia crediticia de la Cámara, se exige a todos los participantes unos mínimos crediticios que respalden sus operaciones.

Los contratos bilaterales físicos (CBF) son un tipo de mercado no organizado. En él los agentes comprador y vendedor acuerdan de forma anticipada la venta de energía a un precio y por un periodo concreto. Este tipo de intercambios según la regulación española quedan al margen del precio del mercado organizado por la OMIE. Este tipo de acuerdos dota de estabilidad a las empresas, permitiéndoles de antemano conocer sus ingresos y cubrirse de la volatilidad.

La dificultad para cerrar acuerdos bilaterales físicos entre agentes y el hecho de tener que cubrir los riesgos crediticios de la contraparte, hacen que el volumen total intercambiado en este tipo de contrato sea relativamente bajo. Los CBF obligan a declarar al operador del mercado la realización de la transacción física de energía.

El mercado financiero OTC (Over the count) es también un tipo de contrato a dos bandas en el que participan además brókeres o intermediarios. Este tipo de contratos no implican una entrega real de energía sino que se enmarcan dentro de los conocidos como CFDs. Los contratos de CFDs, al igual que los bilaterales, permiten a los agentes generadores o consumidores pactar un precio por la energía, evitando así las fluctuaciones del mercado. Este tipo de contratos, a

diferencia de los bilaterales, no tienen que ser necesariamente suscritos por dos agentes de mercado, sino que una de las contrapartes puede ser un agente financiero.

Al firmar este tipo de acuerdos, el sujeto de mercado se compromete a entregar a la contraparte el precio del mercado spot, a cambio recibe de esta una cantidad fija pactada previamente por ambos. Con ello el agente generador se asegura un precio previamente pactado para su energía.

2.2 Componente Regulada.

La segunda componente de la tarifa está destinada a cubrir otros costes del sector eléctrico no relacionados con la generación de la electricidad. Los sistemas de transporte y de distribución son monopolios naturales, por lo que para evitar el abuso de posición de las compañías propietarias de las redes es el Gobierno el que fija anualmente la retribución por estos y otros conceptos.

La cantidad recaudada a través de la componente regulada es empleada para retribuir los costes asociados a:

- Transporte.
- Distribución y gestión comercial.
- Tasa de la CNMC.
- Moratoria nuclear (Hasta 2015).
- 2ª Parte del ciclo combustible.
- Retribución específica a las renovables, cogeneración y residuos.
- Compensaciones insulares y extra peninsulares.
- Sistema interrumpibilidad SNP.
- Coste pagos por capacidad.
- Pago de anualidades por déficit de actividades reguladas.

A continuación se recogen y comparan los ingresos divididos por partidas, así como los diferentes costes que deben cubrirse a través de los mismos.

2.2.1. Peajes de acceso y cargos.

En el artículo 16 de la Ley 24/2013 se distingue entre peajes, destinados a cubrir los costes de las redes de transporte y distribución; y cargos, destinados a cubrir otros costes del sistema. Tanto los productores como los consumidores deben contribuir a la cobertura de los costes del sistema con las cantidades fijadas por el Gobierno.

Los *productores* deberán pagar un peaje de 0,5 €/MWh por el acceso a la red, independientemente de si pertenecen al régimen ordinario o al régimen especial. Esta tasa aparece recogida en el R.D. Ley 14/2010, del 23 de diciembre y del R.D. 1.544/2011, del 31 de octubre, de distribución.

La contribución de *los consumidores* se realizará en función de los niveles de tensión, de la potencia contratada y de los consumos de energía, pudiendo estos consumos estar divididos por periodos horarios en función de la tarifa elegida.

En baja tensión se distinguen tres grupos en función de la potencia contratada.

- Potencia contratada inferior a los 10 kW → Tarifas 2.0
- Potencia contratada entre 10 y 15 kW → Tarifas 2.1
- Potencia contratada superior a los 15 kW → Tarifa 3.1

En alta tensión las tarifas se corresponden con los distintos niveles de tensión.

Tabla 3: Precios de los peajes de acceso a la electricidad vigentes desde el 1-02-2014.

Tarifas BT						
	Colectivo de aplicación	TP [€/KW año]	Te[€/KWh]			
			Sin DH	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
2.0A	Pc< 10KW	38,043426	0,044027			
2.0DHA	Pc< 10KW	38,043426		0,062012	0,002215	
2.0DHS	Pc< 10KW	38,043426		0,062012	0,002879	0,000886
2.1A	10KW<Pc< 15KW	44,44471	0,05736			
2.1DHA	10KW<Pc< 15KW	44,44471		0,074568	0,013192	
2.1DHS	10KW<Pc< 15KW	44,44471		0,074568	0,017809	0,006596

	Colectivo de aplicación	Tp[€/kW año]			Te[€/KWh]		
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
3,0A	Pc>15kW	40,7288	24,4373	16,2915	0,01876	0,012575	0,00467

Tarifas AT							
	Colectivo de aplicación	Tp[€/kW año]			Te[€/KWh]		
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
3,1A	1KV<T<36KV	59,173468	36,4907	8,3677	0,01433	0,012754	0,007805

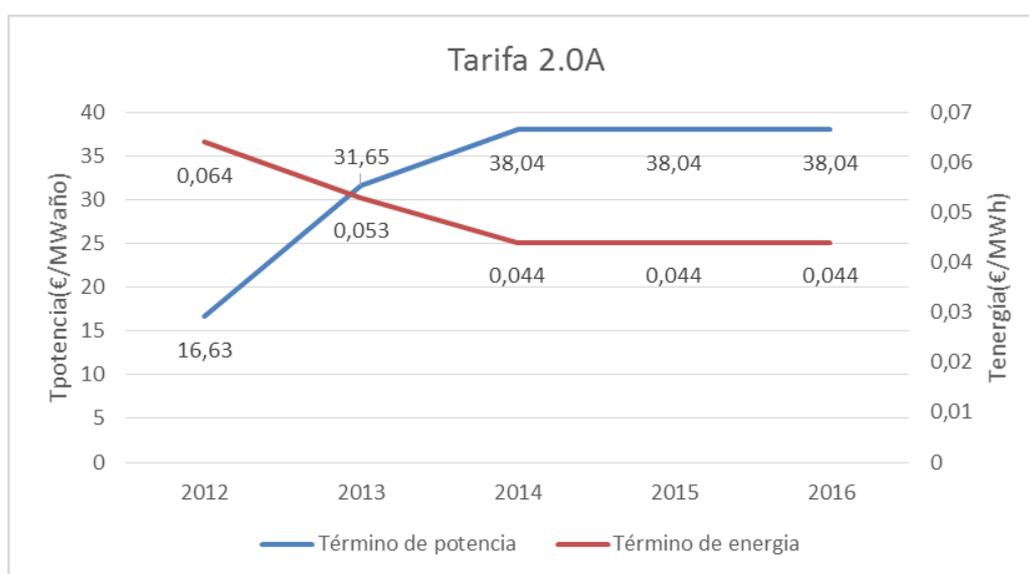
	Colectivo de aplicación	Tp[€/kW año]					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1A	1kv<T<30KV	39,1394	19,5866	14,3341	14,3341	14,3341	6,5401
6.1B	30kv<T<36KV	33,2375	16,6331	12,1727	12,1727	12,1727	5,5539
6.2	36kv<T<72,5KV	22,1583	11,0887	8,1151	8,1151	8,1151	3,7026
6.3	72,5KV<T<145KV	18,9161	9,4662	6,9277	6,9277	6,9277	3,1609
6.4	T>145KV	13,7062	6,8591	5,0197	5,0197	5,0197	2,2903
6.5	Conexiones inter	13,7062	6,8591	5,0197	5,0197	5,0197	2,2903

	Colectivo de aplicación	Te[€/kW año]					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1A	1kv<T<30KV	0,026674	0,019921	0,010615	0,005283	0,003411	0,002137
6.1B	30kv<T<36KV	0,023381	0,017462	0,009306	0,004631	0,00299	0,001871
6.2	36kv<T<72,5KV	0,015587	0,011641	0,006204	0,003087	0,001993	0,001247
6.3	72,5KV<T<145KV	0,015048	0,011237	0,005987	0,002979	0,001924	0,001206
6.4	T>145KV	0,008465	0,007022	0,004025	0,002285	0,001475	0,001018
6.5	Conexiones inter	0,008465	0,007022	0,004025	0,002285	0,001475	0,001018

Fuente: Iberdrola, a partir de los datos de las órdenes: IET/2444/2014 e IET/107/2014.

Dentro de cada nivel de potencia de las tarifas de B.T. hay tres modalidades de tarifa. Las tarifas 2.0 A y 2.1 A no distinguen entre periodos de consumo, por lo que el coste del término de energía es el mismo para todas las horas. Las tarifas 2.0 DHA y 2.1 DHA distinguen entre dos periodos de consumo con diferentes precios, punta y valle. Las tarifas 2.0 DHS y 2.1 DHS distinguen entre tres periodos, valle, punta y supervalle.

Figura 10: Evolución de los peajes de acceso para la tarifa 2.0A.



Fuente: IDAE, Informe precios energéticos regulados del año 2012 al 2015

Entre los años 2012 a 2013 el término de potencia aumentó un 76%, de los 16 €/MWaño a los 31,65 €/MWaño. En el año 2014 la componente fija siguió aumentando hasta los 38,04 €/MWaño. En el mismo periodo el término de energía se redujo de los 0,064 €/MWh a los 0,044 €/MWh. Los peajes correspondientes al año 2014 fueron establecidos en la IET/107/2014 del 31 de enero. Los valores de los peajes han permanecido constantes hasta el año 2016.

En el año 2015 los consumidores aportaron 13.855 millones de euros en forma de peajes de accesos y los generadores 130 millones de euros.

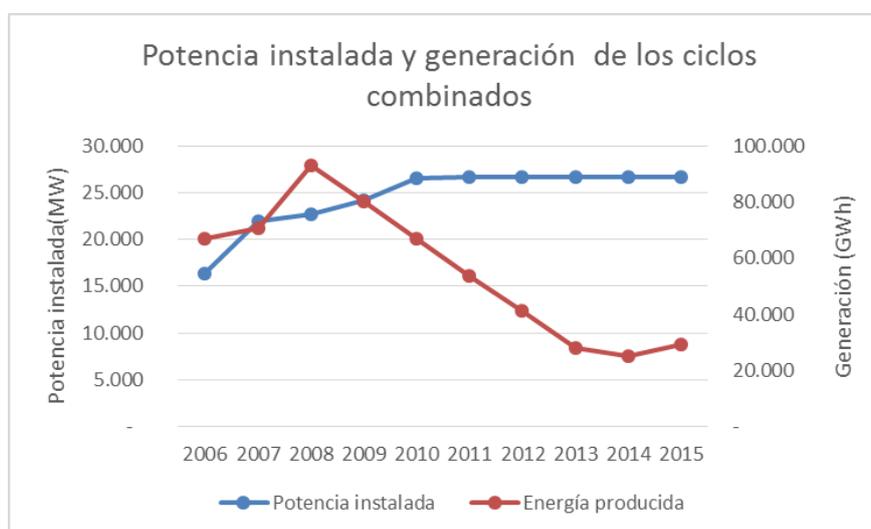
2.2.2. Pagos por capacidad.

La garantía de potencia o pago por capacidad, tiene como objetivo incentivar la disponibilidad y la inversión en tecnologías capaces de dar una respuesta inmediata a las necesidades del sistema. Estas necesidades pueden deberse a picos de demanda que exijan su intervención puntual durante un periodo corto de tiempo o a la falta de energía en el sistema debido al carácter no gestionable de las energías renovables.

El funcionamiento del mercado mayorista, el aumento de instalaciones con un coste de oportunidad bajo, como es el caso de las renovables, y la disminución de la demanda de electricidad como consecuencia de la crisis económica, han ocasionado que las centrales con los costes variables más elevados se queden fuera del mercado en la mayor parte de las horas.

Desde el año 2003 hasta el año 2010 se instalaron en España 20.000 MW de potencia en ciclos combinados hasta convertirse en la tecnología con mayor capacidad instalada en la actualidad. A partir del año 2008, coincidiendo con el desarrollo de las energías renovables, y como consecuencia de la reducción de la demanda por la crisis económica la aportación de energía de estas centrales se ha reducido hasta los 29.357 GWh en 2015.

Figura 11: Evolución de los ciclos combinados entre 2006 y 2015



Fuente: REE

Los pagos por capacidad sirven por tanto como compensación económica a los ciclos combinados, que si bien no generan habitualmente, sí deben estar operativos para intervenir cuando son requeridas por el operador del sistema por la no gestionabilidad de las energías eólica y fotovoltaica.

Los pagos por capacidad en el año 2015 han sido 1.391 millones de euros. En la tabla de más abajo se muestra que en 2014 este concepto en €/MW fue de 5,90 frente a los 43,46 € del precio del mercado diario, es decir, del precio final medio un 10,7% correspondió a los pagos por capacidad. El elevado coste de este concepto para los usuarios plantea si sería posible reducir esta partida, permitiendo que algunos grupos hibernaran y que por lo tanto no hubiera que pagarles por estar disponibles.

Tabla 4: Componentes del precio final medio de la electricidad en 2014

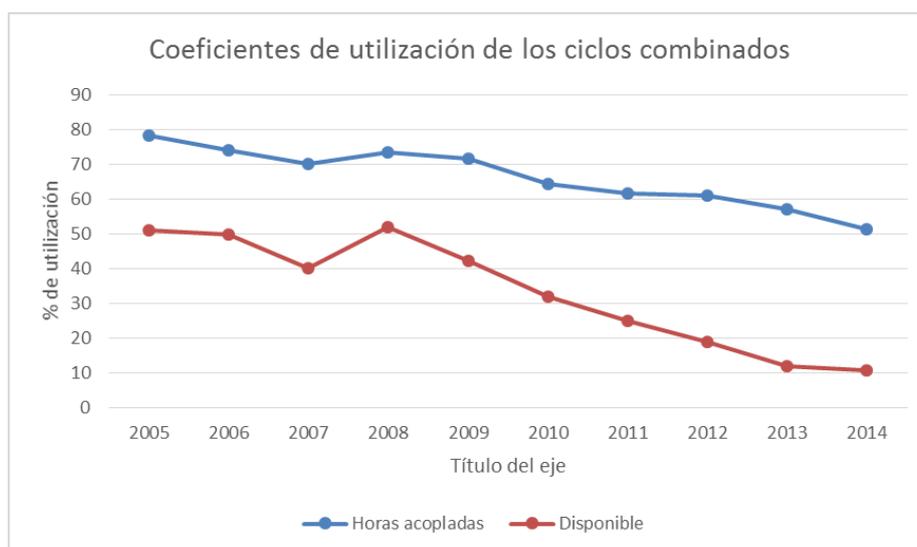
Precio (€/MWh) Año 2014	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	Δ%
Mercado diario	36,39	18,77	27,90	27,26	43,18	51,92	49,09	50,70	59,90	56,84	48,57	49,31	43,46	-6,0
Restricciones técnicas PBF	4,11	3,75	4,20	4,99	3,52	2,36	2,14	2,87	2,62	3,54	3,47	3,12	3,38	19,5
Mercado intradiario	-0,08	-0,12	-0,07	-0,06	0,00	-0,03	-0,04	-0,02	0,03	-0,02	-0,01	-0,01	-0,04	-37,4
Reserva adicional de potencia a subir	0,96	1,62	0,95	0,64	0,07	0,01	0,00	0,01	0,48	0,71	0,80	0,85	0,59	-19,8
Banda de regulación	1,44	1,42	0,87	0,93	0,81	1,02	0,93	0,99	1,25	1,55	1,38	0,89	1,12	-23,2
Restricciones tiempo Real	0,29	0,69	0,58	1,17	0,26	0,15	0,16	0,19	0,30	0,30	0,27	0,16	0,37	-19,8
Desvíos	0,50	0,23	0,42	0,26	0,21	0,22	0,17	0,14	0,16	0,22	0,23	0,45	0,27	-10,8
Excedente desvíos	-0,10	0,08	0,01	0,01	0,01	-0,13	-0,04	0,00	0,01	-0,04	-0,01	-0,04	-0,02	-120,9
Control del factor de potencia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,07	-0,06	0,00	0,00	0,00	-0,07	-0,07	-0,02	-
Pagos por capacidad	7,00	6,89	5,46	5,29	5,14	6,14	7,17	4,47	5,23	5,09	5,58	7,06	5,90	-2,4
Precio total €/MWh	50,51	33,33	40,32	40,49	53,20	61,59	59,52	59,35	69,98	68,19	60,21	61,72	55,01	-4,8
Energía GWh	21.154	19.470	20.268	18.269	19.225	19.348	21.076	20.091	20.168	19.645	19.708	21.230	239.652	-0,4

Δ% variación porcentual de 2014 respecto a 2013

Fuente: Foro Nuclear, Energía 2015

Para valorar si es posible esta opción se ha analizado el grado de utilización de los ciclos combinados con respecto al total de horas anuales y con respecto al número de horas en que han estado en funcionamiento. El gráfico en color rojo representa la producción real de las centrales frente al total de horas que están disponibles; el azul muestra la producción real con respecto a la producción total que hubiesen podido alcanzar las centrales funcionando a potencia nominal en el conjunto de horas en que han estado en funcionamiento.

Figura 12: Coeficientes de utilización de los ciclos combinados.

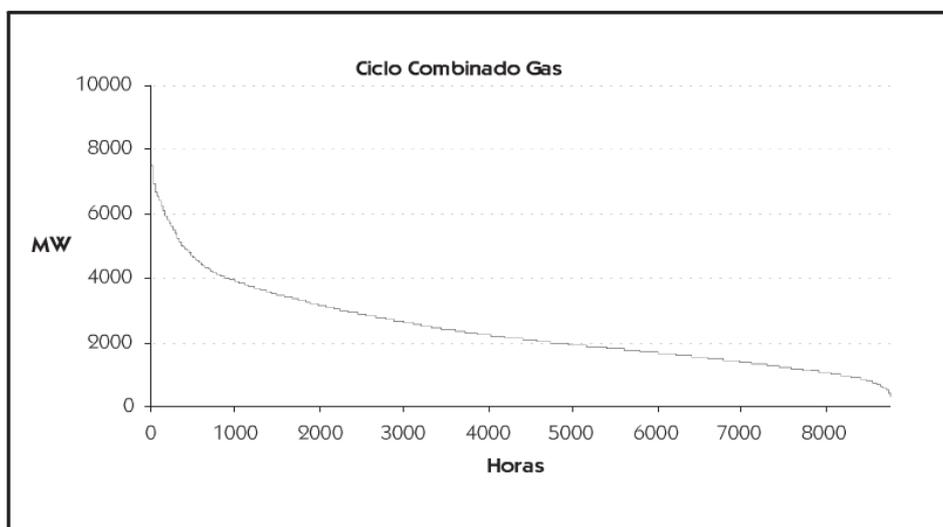


Fuente: Elaboración propia a partir de los informes anuales del sistema eléctrico de REE.

El coeficiente de utilización en las horas acopladas no ha dejado de descender en los últimos diez años. Durante el año 2014 la producción de los ciclos durante las horas en las que estaban en funcionamiento no superó el 50% de su capacidad de generación. El otro dato de ese año lo que nos muestra es que en total sólo se usó un 10% de la capacidad de generación disponible, pero dado que su función principal en la actualidad es la de respaldo, el dato realmente importante es el primero.

El hecho de que en los momentos de máxima utilización de estas centrales sólo se empleara el 50% de su capacidad de generación, pone de manifiesto que parte del otro 50% no utilizado está siendo subvencionado cuando su capacidad de generación no es necesaria.

Figura 13: Curva monótona de producción horaria de las centrales de ciclo combinado.



Fuente: Foro Nuclear, Energía 2015

En los años 2014 y 2015 la potencia total instalada de ciclos combinados era de 26.670 MW. En la curva monótona de la figura se representa el número de horas que las centrales han estado produciendo por encima de la potencia media horaria, que viene representada por la gráfica. El máximo se alcanza cerca de las 0 horas del eje horizontal y no llega a los 8000 MW de utilización.

Los porcentajes a los que se ha hecho referencia son para el conjunto del sistema. Los coeficientes de utilización de los ciclos por instalación muestran variaciones significativas en los grados de utilización.

Figura 14: Coeficientes de utilización de los ciclos combinados por tecnologías

Grupos	Potencia MW	Coeficientes utilización (%)		Grupos	Potencia MW	Coeficientes utilización (%)	
		s/Disponibles (1)	En horas de acoplamiento (2)			s/Disponibles (1)	En horas de acoplamiento (2)
Aceca 3	392	5,7	43,4	Plana del Vent 1	426	8,4	44,5
Aceca 4	379	31,9	64,1	Plana del Vent 2	421	0,5	32,3
Algeciras 3 CC	831	0,5	25,7	Puentes Gcía. Rguez. 5	870	4,5	25,1
Amorebieta	795	2,6	34,6	Puerto de Barcelona 1	447	30,1	61,1
Arcos 1	396	0,0	18,8	Puerto de Barcelona 2	445	13,7	55,4
Arcos 2	379	0,2	39,7	Sabón 3	397	7,0	62,6
Arcos 3	844	1,2	26,3	Sagunto 1	417	24,5	62,9
Arrúbal 1	402	0,5	52,4	Sagunto 2	420	39,1	64,9
Arrúbal 2	397	4,3	70,7	Sagunto 3	419	41,2	64,7
Bahía Bizcaya	800	44,5	44,6	San Roque 1	397	59,2	66,3
Besós 3	419	7,6	40,9	San Roque 2	402	12,1	36,0
Besós 4	407	65,4	65,8	Santurce 4	403	0,2	42,3
Besós 5	873	9,0	21,4	Soto de la Ribera 4	432	6,3	52,0
Campo de Gibraltar 1	393	0,0	0,0	Soto de la Ribera 5	434	2,1	44,0
Campo de Gibraltar 2	388	0,0	0,0	Tarragona	395	0,0	0,0
Cartagena 1	425	27,5	65,5	Tarragona Power	424	0,9	32,8
Cartagena 2	425	20,4	61,7	El Fangal 1	409	0,6	40,2
Cartagena 3	419	14,9	61,9	El Fangal 2	408	0,7	39,7
Castejón 1	429	5,3	49,5	El Fangal 3	402	3,4	50,5
Castejón 2	381	0,0	0,0	Escatrón 3	818	0,5	23,8
Castejón 3	426	5,6	48,1	Escatrón Peaker	282	1,8	21,1
Castellón 3	793	0,1	20,8	Escombreras 6	831	0,0	0,0
Castellón 4	854	5,0	23,8	Málaga 1 CC	421	34,3	64,3
Castelnou	798	2,3	23,6	Palos 1	394	3,9	61,0
Colón 4	398	5,2	43,7	Palos 2	396	11,7	61,6
				Palos 3	398	2,7	60,4

Fuente: REE, El sistema eléctrico español 2015

De todas las instalaciones, las que trabajan más cerca de su potencia nominal cuando son requeridas son: Arrúbal 2 al 70,7%, Cartagena 1 al 65,5% y Besós 5 al 65,8%. En el lado opuesto hay centrales como Campo de Gibraltar 1, Campo de Gibraltar 2 o Castejón 2 cuya tasa de utilización es del 0%.

Con las cifras de utilización arriba mostradas se concluye que hay centrales cuyo papel en la garantía del suministro es nulo o muy bajo. El exceso de capacidad no gestionable instalada en la red unificada y el elevado coste para los consumidores y las empresas propietarias, plantea la necesidad de cerrar temporalmente algunas instalaciones hasta que su funcionamiento pueda asegurar por lo menos la cobertura de los costes fijos o acoplar las unidades no gestionables en una generación distribuida.

El cierre de determinadas instalaciones deberá ser en cualquier caso autorizado por el operador del sistema que es el encargado de garantizar la estabilidad de la red. Los costes de la hibernación deberían ser siempre asumidos por la empresa propietaria evitando una nueva

situación como la ocurrida con la moratoria nuclear. La hibernación de centrales plantea las siguientes ventajas:

- Disminución de los pagos por capacidad para los usuarios al disminuir el número de instalaciones con derecho a percibir esta ayuda.
- Flexibilidad para las empresas propietarias que consideren que los pagos por capacidad no consiguen cubrir los costes de operación.
- Incentivo a futuras inversiones cuando se recupere la demanda. Al ofrecer facilidades a las empresas inversoras para cerrar las instalaciones en épocas de bajos ingresos se evitaría que en un futuro este tipo de inversiones fueran vistas como una operación de riesgo al no poder ser clausuradas en caso de pérdidas.

Otra opción para aumentar las horas de funcionamiento de los ciclos combinados y disminuir los pagos por capacidad es apostar por la generación distribuida, permitiendo así un aumento de los coeficientes de utilización de los ciclos combinados.

2.2.3. Primas a las renovables, cogeneración y residuos.

I. Plan de energías renovables 2005-2010

El anterior Plan de las energías renovables, el correspondiente a 2000-2010, fijaba como objetivo que en el año 2010 al menos el 12% de la demanda de energía primaria estuviera cubierta por fuentes de energías renovables. Tras analizar la situación hasta 2004 en el Balance del Plan de Fomento de las Energías Renovables en España durante el periodo 1999-2004, se llegó a la conclusión de que el aumento anual registrado de 2.700.000 tep era un avance considerable pero insuficiente para alcanzar las metas fijadas al comienzo del plan.

Este plan se utilizó como fundamento para la aprobación del R.D. 661/2007, por lo que a continuación se analizarán los objetivos marcados para contrastarlos con la citada Ley y con los resultados a que han dado lugar.

Tabla 5: Plan de Energías Renovables

	Situación en 2004			Objetivo incremental 2005-2010			Situación objetivo 2010		
	Potencia (MW)	Producción (GWh)	Producción en términos de E. Primaria(Ktep)	Potencia (MW)	Producción (GWh)	Producción en términos de E. Primaria(Ktep)	Potencia (MW)	Producción (GWh)	Producción en términos de E. Primaria(Ktep)
Hidráulica(>50MW)	13521	25014	1979	0	0	0	13521	25014	1979
Hidráulica(>10 y <50 MW)	2897	5794	498	360	687	59	3257	6480	557
Hidráulica(<10MW)	1749	5421	466	450	1271	109	2199	6692	575
Biomasa	344	2193	680	1695	11823	4458	2039	14015	5138
Centrales	344	2193	680	973	6787	2905	1317	8980	3586
Co-combustión	0	0	0	722	5036	1552	722	5036	1552
R.S.U	189	1223	395	0	0	0	189	1223	395
Eólica	8155	19571	1683	12000	25940	2231	20155	45511	3914
Solar fotovoltaica	37	56	5	363	553	48	400	609	52
Biogás	141	825	267	94	592	188	235	1417	455
Solar termoeléctrica	-	-	-	500	1298	509	500	1298	509
Total:	27033	60097	5973	15462	42164	7602	42495	102259	13574

Fuente: IDAE, Plan de energías renovables 2005-2010.

En la tabla anterior se recogen los objetivos de producción energética y de potencia instalada que se marcaron para el año 2010. En cuanto a energía se refiere, la meta era producir 102.259 GWh de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, lo que para una producción estimada de 337.407 suponía cubrir el 30,3% de la demanda con fuentes de origen renovable. Con ello se cumplía el compromiso adquirido de llegar al 29,4%.

Para lograr el crecimiento de estas tecnologías el plan estimaba que la inversión necesaria era de 23.599 millones de euros, de los cuales 8.492 millones correrían a cargo del sector público dividiendolo en dos partidas: 3.536 millones serían ayudas directas a cargo de los Presupuestos Generales del Estado y los 4.956 millones restantes vendrían de las primas a la generación durante la vigencia del plan.

Por tecnologías sólo la ayuda estimada en forma de primas se distribuía del siguiente modo:

- Eólica: 2.599.000.000 €
- FV: 499.000.000 €
- Hidroeléctrica: 189.000.000 €
- Solar térmica: 348.000.000 €
- Termoeléctrica: 559.000.000 €
- Biomasa: 1.059.000.000 €
- Biogás: 49.900.000 €

En este Plan se instaba al Gobierno a cargar el coste de las primas a la tarifa eléctrica en vez de sufragarlo integralmente a través de los Presupuestos Generales del Estado. Según se estimó

en un primer momento, esta nueva partida supondría un aumento del 0,6% anual. El citado plan sirvió de fundamento para establecer las primas en el R.D. 661/2007.

II. El nuevo sistema de primas. Real Decreto 661/2007.

Con la aprobación de este Real Decreto se fija el nuevo régimen económico que regula la retribución de las instalaciones acogidas al Régimen Especial. De acuerdo con el artículo 24, los titulares de las instalaciones afectadas por esta normativa tienen dos opciones:

- a) Ceder la electricidad al sistema a través de la red de transporte o distribución, percibiendo por ella una tarifa regulada, única para todos los períodos de programación, expresada en céntimos de euro por kilovatiohora.
- b) Vender la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica. En este caso, el precio de venta de la electricidad será el precio que resulte en el mercado organizado, o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación, complementado, en su caso, por una prima en céntimos de euro por kilovatiohora.

Las centrales que podían acogerse al régimen especial se dividieron por grupos y subgrupos según se indica en el apartado 1.7.1.1 de este escrito de acuerdo con el R.D. 436/2004.

La tarifa regulada de la opción a) es una cantidad fija definida para todos los períodos de programación y diferente para cada grupo o subgrupo tecnológico en que se divide el Régimen Especial.

En el caso de las instalaciones pertenecientes al grupo b) la prima horaria se calcula en función de las tres situaciones siguientes:

- Si el precio del mercado de referencia más la prima de referencia se encuentra entre el límite inferior y superior fijado para ese grupo, entonces la cantidad a recibir es la prima de referencia.
- Si la suma del mercado de referencia más la prima de referencia se encuentra por debajo o es igual al límite inferior, entonces la prima correspondiente es la diferencia entre el límite inferior y el precio del mercado.
- Si el precio que fija el mercado es superior al límite superior del grupo, la prima que se percibe es nula.

Tarifas y primas

La siguiente tabla recoge las primas de referencia y la tarifa regulada de las tecnologías que posteriormente se analizarán, el listado completo de primas aparece recogido en el artículo

35 del R.D. 661/2007. La siguiente tabla está agrupada en función de la categoría (tecnología), de la potencia instalada y de la antigüedad de la instalación.

Tabla 7: Valores de las primas y de las tarifas reguladas para varios grupos del RE

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/KWh	Prima referencia c€/KWh	Límite Inferior c€/KWh	Límite Superior c€/KWh
a.1 Cogeneración	a.1.1 Gas natural	P<0,5MW		12,04	2,7844		
		0,5<P1<MW		9,88			
		1<P<10MW		7,72			
		10<P<25MW		7,31			
		25<P<50MW		6,92			
b.1 Solar	b.1.1 Fotovoltaica	P<100 kw	0-25 años	44,0381			
			después	35,2305			
		100KW<P<10MW	0-25 años	41,75			
			después	33,4			
		10<P<50 MW	0-25 años	22,97			
			después	18,38			
	b.1.2 Solar térmica	0-25 años	26,9375	25,4	34,3976	25,4038	
		después	21,5498	20,32			
b.2 Eólica	b.2.1 Eólica en tierra		0-20 años	7,3228	2,9291	8,4944	7,1275
			después	6,12	0		

Fuente: RD 661/2007

Tanto en el Plan de Energías Renovables como en el R.D. 661 se establecieron unos objetivos basados en la potencia instalada. Para lograr alcanzarlos se optó por un sistema de primas, arriba mostrado, basado en la energía producida. Si bien los objetivos del plan estaban claros, la legislación que debía limitar el exceso de inversión no lo estaba tanto. En las siguientes gráficas se muestra la evolución de la potencia instalada por tecnologías del régimen especial en el periodo 2006-2010.

III. Evolución de la potencia instalada en el periodo 2006-2010.

Pasado el periodo de vigencia del Plan de energías renovables 2005-2010 los datos de que se disponen permiten analizar el grado de cumplimiento de los objetivos. Mientras que tecnologías como la fotovoltaica han experimentado un fuerte crecimiento, otras como la obtención de energía a partir de la gestión de residuos han experimentado un crecimiento muy modesto.

Tabla 8: Potencia instalada acumulada por tecnologías del RE

	Potencia Intalada (MW)				
	2006	2007	2008	2009	2010
Fotovoltaica	146	690	3.398	3.396	3.840
Solar térmica	-	11	61	232	532
Eólica	11.897	14.536	16.323	18.865	19.710
Cogeneracion	5.814	6.012	6.058	5.899	6.036
Hidráulica	1.898	1.895	1.979	2.018	2.032
Biomasa	541	557	587	670	708
Residuos	579	559	569	570	611
Tratamiento Residuos	529	533	571	658	658

Fuente: CNMC

Instalaciones fotovoltaicas.

De todas las tecnologías pertenecientes al Régimen Especial la energía fotovoltaica es la que experimentó un mayor crecimiento a raíz de la modificación de las primas. El objetivo marcado para el año 2010 era aumentar la potencia instalada en 400 MW. En la gráfica abajo mostrada se observa que en menos de un año de la aprobación del R.D. 661/2007 se habían instalado 3.000 MW adicionales de potencia fotovoltaica.

Figura 15: Evolución de la potencia fotovoltaica instalada en el periodo 2006-2010



Fuente: CNMC

El brusco aumento experimentado durante el año 2007 es consecuencia de la tarifa que se fijó para estas instalaciones, siendo el precio fijado de 440 €/MWh. El precio final medio de la electricidad en el mercado durante el año 2007 fue de 33,92 €/MWh, es decir, la energía obtenida de las instalaciones fotovoltaicas se pagó ese año 13 veces por encima del precio de mercado.

Ante la avalancha de instalaciones se aprobó el 27 de septiembre de 2008 el R.D. 1.578/2008 por el que se establecían unos cupos de potencia anuales. Además se creaba el Registro de preasignación de retribución en el que debían inscribirse con carácter previo los proyectos de instalaciones. Se decidió distinguir entre dos tipos de instalaciones fotovoltaicas que según indica textualmente el R.D. son:

- **Tipo I.** Instalaciones que estén ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas, cerradas, hechas de materiales resistentes, dedicadas a usos residencial, de servicios, comercial o industrial, incluidas las de carácter agropecuario.

O bien, instalaciones que estén ubicadas sobre estructuras fijas de soporte que tengan por objeto un uso de cubierta de aparcamiento o de sombreado, en ambos casos de áreas dedicadas a alguno de los usos anteriores, y se encuentren ubicadas en una parcela con referencia catastral urbana.

Las instalaciones de este tipo se agrupan, a su vez, en dos subtipos:

Tipo I.1: Instalaciones del tipo I, con una potencia inferior o igual a 20 kW

Tipo I.2: Instalaciones del tipo I, con un potencia superior a 20 kW

- **Tipo II.** Instalaciones no incluidas en el tipo I anterior.

Las nuevas tarifas fijadas, si bien disminuían su cuantía respecto a las del R.D. 661/2007, seguían siendo muy elevadas.

Tabla 9: Régimen económico instalaciones fotovoltaicas

Tipología		Tarifa regulada (c€/kWh)
Tipo I	Subtipo I.1	34,00
	Subtipo I.2	32,00
Tipo II		32,00

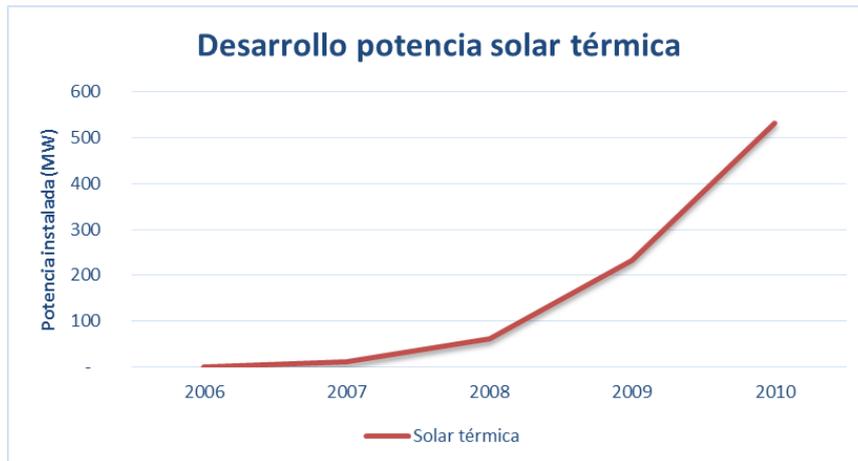
Fuente: RD 1578/2008

El objetivo de potencia del plan se sobrepasó de forma descontrolada, dejando el análisis de sus consecuencias económicas para un apartado posterior.

Instalaciones termosolares, eólicas, cogeneración y otras.

El crecimiento de las instalaciones termosolares se produjo de forma más gradual que el de las instalaciones de tipo fotovoltaico. El ritmo de crecimiento permitió que en el año 2010 se alcanzara el objetivo marcado por el plan, 500 MW de potencia instalada.

Figura 16: Evolución de la potencia solar térmica instalada en el periodo 2006-2010.



Fuente: CNMC

Las instalaciones de aerogeneradores tenían como meta alcanzar los 20.000 MW de potencia instalada para el año 2010, lo que suponía un incremento del 147% respecto a la potencia instalada en 2004. La tarifa que se fijó para esta tecnología era 7,32 c€/KWh cantidad muy inferior a la asignada a la fotovoltaica, pero superior al precio de mercado.

La gráfica de la figura 13 nos muestra que atendiendo al objetivo de potencia instalada la prima fue suficiente para alcanzar el objetivo marcado al haber en 2010 una potencia instalada de 19.710 MW.

Figura 17: Evolución potencia eólica instalada en el periodo 2006-2010.

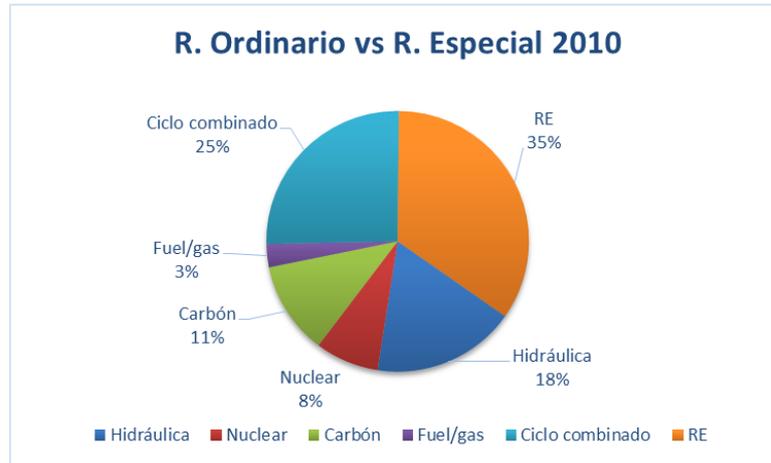


Fuente: CNMC

IV. Comparativa entre tecnologías del R.E.

La potencia total instalada acogida al Régimen Especial al finalizar el año 2010 se incrementó un 59,4% pasando de los 21.404 MW en 2006 a los 34.127 MW. Con esta cifra, el Régimen Especial aglutinaba el 34,56% de la potencia y el 32,5% de la generación.

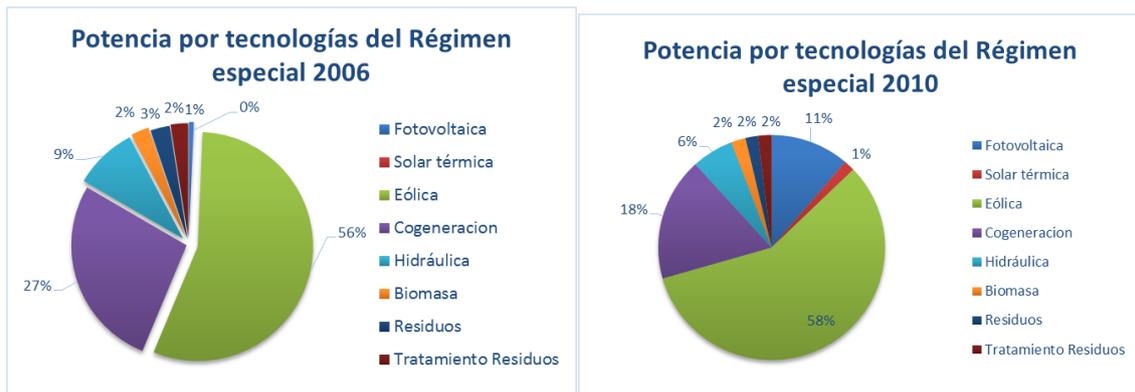
Figura 18: Comparativa de capacidades por tecnología y régimen.



Fuente: REE, El sistema eléctrico 2010

La aplicación del R.D. 661/2007 cambió el peso relativo de las tecnologías en el Régimen Especial. Las centrales fotovoltaicas pasaban de tener un 1% de la potencia instalada a representar el 11% de la potencia total.

Figura 19: Comparativa del peso relativo por tecnologías antes y después del RD 661/2007



Fuente: CNMC

La diferencia entre los ritmos de crecimiento de unas tecnologías frente a otras se explica atendiendo a la diferencia en la cuantía de las primas. En la siguiente tabla se observa como

durante el periodo de vigencia del R.D. 661/2007, el valor total de las primas pasó de los 2.000 M€ a 6.000 M€.

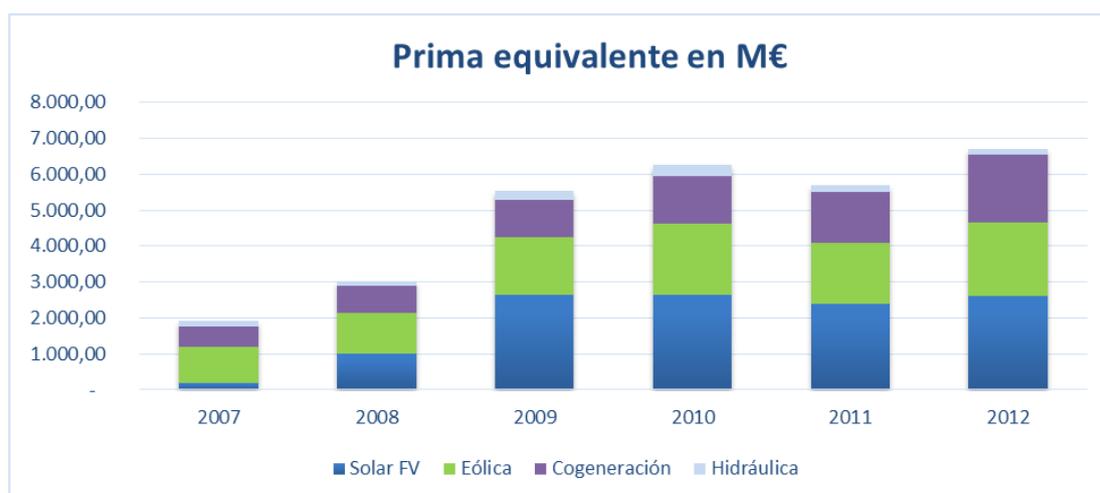
Tabla 10: Valor de la prima equivalente anual percibida por cada tecnología del régimen especial

	Prima equivalente en M€					
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
COGENERACIÓN	586	741	1.048	1.337	1.409	1.882
SOLAR FV	194	991	2.633	2.651	2.392	2.612
SOLAR TE				185	426	927
EÓLICA	993	1.156	1.619	1.967	1.704	2.040
HIDRÁULICA	146	147	234	297	205	185
BIOMASA	101	130	224	243	271	344
RESIDUOS	54	63	88	93	98	96
TRAT.RESIDUOS	174	147	324	351	364	458

Fuente: CNMC

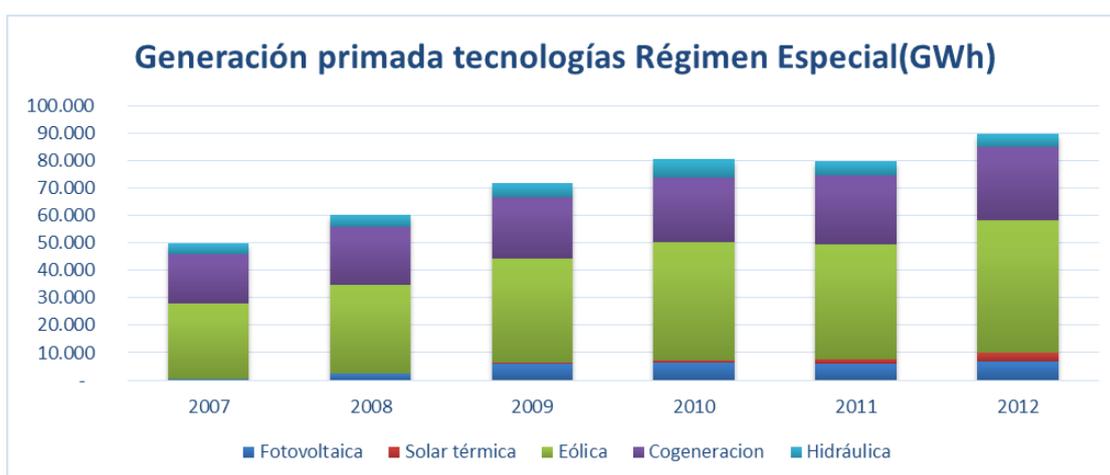
La energía fotovoltaica que apenas llegó a cubrir en 2010 un 2.2% de la demanda obtuvo una prima equivalente de 2.651,1 M€. Por otro lado, la energía eólica recibió 1.967,12 M€, habiendo cubierto el 15,5% de la demanda ese mismo año, y siendo la tercera tecnología que más energía generó tras los ciclos combinados (23,1%) y las centrales nucleares (22,1%). La cogeneración con 23.727 GWh representó el 8,2% de la generación total obteniendo por ello 1.337,27 M€.

Figura 20: Prima equivalente anual por tecnologías.



Fuente: CNMC

Figura 21: Energía primada en función de la tecnología.



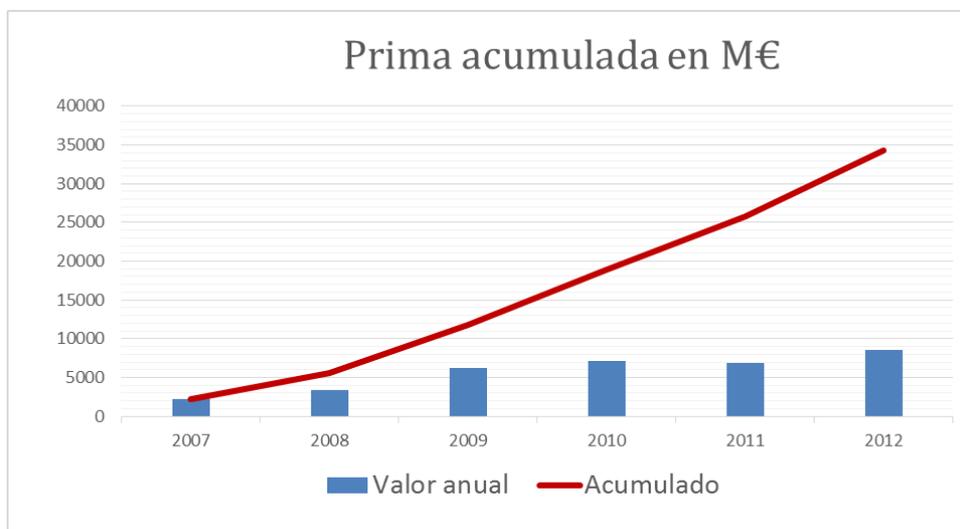
Fuente: CNMC

La reducción de las primas a la energía fotovoltaica y la creación del Registro de preasignación aprobadas en el R.D. 1.578/2008 no lograron sus objetivos. El rápido crecimiento experimentado por las tecnologías del R.E. muestran que los costes que se reconocieron a estas tecnologías fueron muy superiores a los reales. De haberse reconocido un precio razonable, su instalación no hubiera resultado tan atractiva y la potencia instalada se hubiera ajustado en mayor medida a los límites buscados.

En el año 2012 el Gobierno decidió poner fin mediante R.D. a los regímenes económicos que incentivaban ciertas tecnologías del Régimen Especial y del Ordinario. Su aplicación no tenía

carácter retroactivo por lo que únicamente se veían afectadas aquellas instalaciones que aún no se encontraba inscritas en el registro de preasignación.

Figura 22: Prima acumulada desde 2007 hasta la supresión de los incentivos en 2012.



Fuente: CNMC

V. Conclusiones sobre la aplicación y consecuencias del R.D. 661/2007.

En el año 2004 se revisó el plan de energías renovables con el objetivo de asegurar el cumplimiento de las metas fijadas en el año 2000. Terminado ya ese periodo se puede analizar el grado de cumplimiento de dicho plan.

La contribución de la electricidad de origen renovable en 2010 fue de un 32,3%. Para la energía eólica el objetivo fijado fue de 45.511 GWh, siendo el resultado para ese mismo año de 41.791 GWh producidos. La energía fotovoltaica aportó a la cobertura de la demanda 6.403 GWh en el año 2010, cuando el objetivo para ese año había sido de 609 GWh. La termoeléctrica no llegó a alcanzar los 1.298 GWh fijados, quedándose en 692 GWh para ese año. El conjunto formado por la energía proveniente de R.S.U, biogas y biomasa debía alcanzar los 2.463 GWh, la producción final fue de 4.228 para este conjunto.

Con estos datos de generación se puede afirmar que, de forma agrupada, el objetivo de generación con tecnologías renovables se ha cubierto. Pero, ¿cuánto ha costado a los consumidores cumplir con dicho objetivo? ¿Se han respetado los costes estimados para desarrollar estas tecnologías?

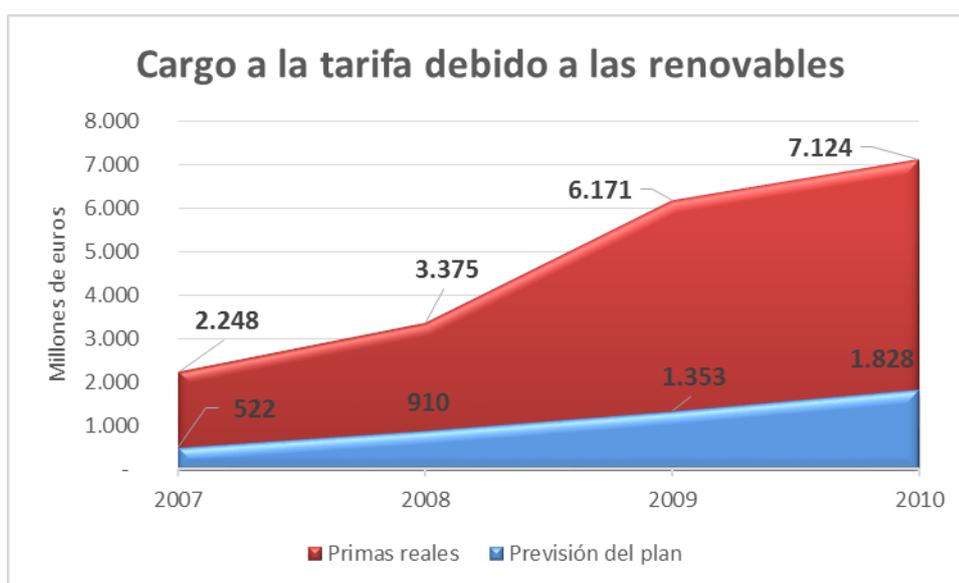
Tabla 11: Balance de cumplimiento de los objetivos de financiación de los proyectos renovables

	Comparativa previsión IDEA vs gasto real en M€							
	2007		2008		2009		2010	
	Previsión	Gasto real	Previsión	Gasto real	Previsión	Gasto real	Previsión	Gasto real
Hidroeléctrica	25	146	36	147	49	234	60	297
Eólica	347	993	510	1.156	669	1.619	815	1.967
Biomasa eléctrica	74	101	171	130	311	224	478	243
Solar termoeléctrica	24	194	99	991	176	2.633	255	2.651
Solar fotovoltaica	47		85		135		201	

Fuente: IDAE PER 2005-2010 y CNMC

La tabla 10 pretende comparar los cálculos que se hicieron a priori sobre el coste para el consumidor y el montante final que se ha cargado a la tarifa. Se observa que por lo tanto el gasto previsto para el usuario ha superado con creces a la previsión, llegando en 2010 a sobrepasarla en un 389% del presupuesto previsto.

Figura 23: Importe anual de las primas a las renovables frente al importe previsto en el PER 2005-2010.



Fuente: IDAE PER 2005-2010 y CNMC

Para entender la magnitud de estas cifras se considera interesante compararlas con algunas de las partidas de los Presupuestos Generales del Estado para esos mismos años.

Los 7.124 millones gastados en subvencionar todas las energías renovables dejan pequeñas las partidas de sanidad (4.635 millones de € en 2010) o educación (3.092 millones de € en 2010).

El conjunto de sobrecostes presentados anteriormente tienen su origen en las decisiones políticas que dieron forma al marco legislativo que reguló el sector durante este periodo. La dimensión del problema es de tal magnitud, que es razonable pensar que han tenido que ser múltiples los errores que han conducido al sector hasta la situación en que se encontraba en 2012. La búsqueda de la sostenibilidad medioambiental ha dado lugar a un aumento incuestionable de la instalación de tecnologías renovables no gestionables en nuestro país, lo que ha permitido cumplir los compromisos energéticos adoptados en el PER 2005-2010, pero la falta de control sobre las partidas públicas dedicadas a sufragar estas inversiones han debilitado gravemente otro de los pilares que deben sostener un sector tan estratégico como es el eléctrico, la sostenibilidad económica.

Las primas que se asignaron en el R.D. 661/2007 a cada tecnología debían asegurar la cobertura de los costes de instalación y ofrecer un beneficio razonable pero incentivador. Ya fuera por errores en la estimación de los costes o por negligencia, la cuestión es que las primas fueron sin lugar a dudas excesivas. Este argumento se sustenta en la sobreinstalación de potencia de determinadas tecnologías. El Estado se comprometió a garantizar unos ingresos a los inversores que vieron en el sector una interesante oportunidad de negocio atrayendo a empresas de todo tipo y no siempre relacionadas con el sector eléctrico, como por ejemplo los grandes fondos de inversión.

El criterio empleado para la remuneración primaba la cantidad de energía generada, por lo tanto, a mayor capacidad instalada mayor era la capacidad de generar y por tanto de beneficiarse de las primas. Para evitar que se instalara más de lo que interesaba al Estado, hubiera sido interesante fijar unos límites a la capacidad instalada, estos límites venían sugeridos en el PER 2005-2010 y garantizaban el cumplimiento de los objetivos.

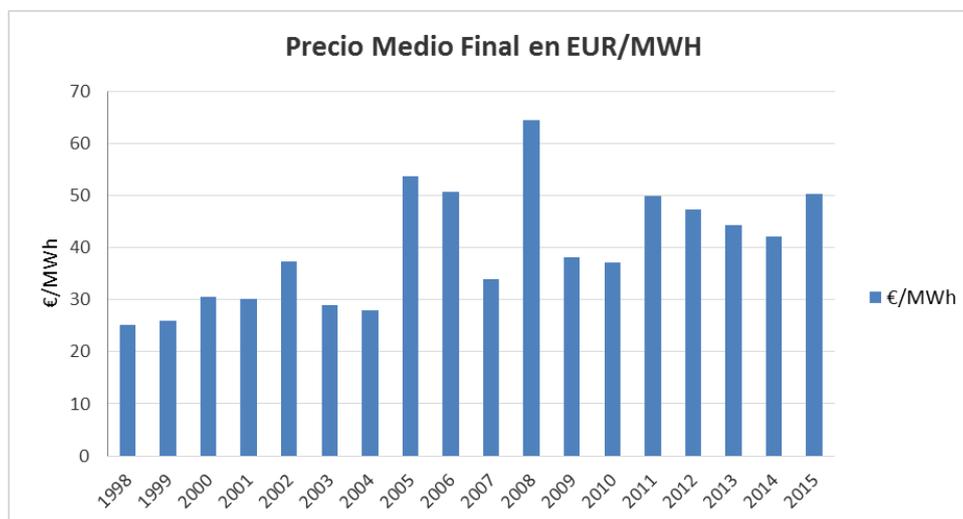
La dificultad a la hora de fijar el valor de las primas radicaba en el hecho de que una subvención demasiado baja corría el riesgo de no movilizar a los inversores. Por ello se deben ajustar las cantidades a unos beneficios razonables.

La cuantía de las primas, tal y como se muestra en las gráficas de este apartado, aumentaron año tras año, según iban entrando en operación los nuevos parques. Es decir, cuanto más se generaba más costaba a los usuarios. Una posible alternativa a este método de primas hubiera sido primar con una cierta cantidad la instalación de los parques, dejando su remuneración a los mecanismos de mercado establecidos con la liberalización del mercado eléctrico.

Las energías renovables al tener un coste de oportunidad cero a la hora de generar deberían haber bajado el precio del pool eléctrico y por tanto abaratar por ese lado el coste de la

generación. La realidad es que desde 2008 no se observa una bajada en el precio del pool ni siquiera debido a la disminución de la demanda como consecuencia de la crisis.

Figura 24: Precio Medio Diario



Fuente: OMIE

Las pérdidas ocasionadas por el transporte de la electricidad y el elevado coste de mantenimiento de las redes de transporte plantean la necesidad de apostar por un modelo de generación distribuida, en el que los centros de generación se encuentren más cerca de los focos de consumo. La energía fotovoltaica podía haber jugado un importante papel en la distribución de la generación, pero por el contrario se fomentó la instalación de grandes parques fotovoltaicos en espacios rurales alejados de las grandes ciudades y centros industriales.

La instalación de más de 3.800 MW de paneles fotovoltaicos hasta 2010 han contribuido al desarrollo de esta tecnología en los últimos años, logrando un aumento en su eficiencia. Este hecho podría ser considerado como una enorme ventaja de la aplicación del R.D. 661/2007, de no ser por el hecho de que los españoles han pagado y seguirán pagando un desarrollo tecnológico del que ya no pueden beneficiarse al tener una sobrecapacidad en el sistema que a priori desaconseja seguir instalando potencia. Este hecho se analizará posteriormente al estudiar el futuro de la energía fotovoltaica y que papel debe desempeñar en el futuro de la generación.

VI. Periodo 2014 – 2015. El nuevo sistema retributivo (R.D. 413/2014).

En el año 2013 se aprobó la Ley 24/2013. En ella se crea el Régimen Retributivo Específico que sustituye al Régimen Especial, e introduce cambios en el modo de retribución de las instalaciones renovables, de cogeneración y de residuos.

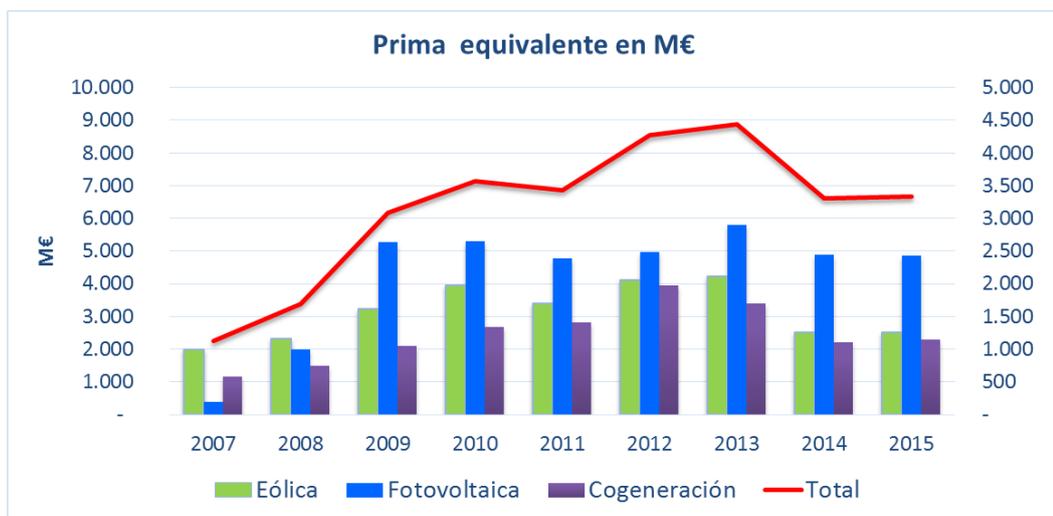
La nueva retribución se divide ahora en dos términos:

- “Un término por unidad de potencia instalada que cubra, cuando proceda, los costes de inversión para cada instalación tipo que no puedan ser repercutidos por la venta de energía en el mercado, al que se denomina retribución a la inversión”.
- “Un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos explotación de la instalación tipo que corresponda, al que se denomina retribución a la operación”.

La retribución a la inversión se remunera en función de la potencia instalada (€/MW), mientras que la retribución a la operación se realiza en función de la energía vendida (€/MWh).

La nueva forma de retribución a las tecnologías acogidas al R.E. ha reducido el valor de las primas en alrededor de 2.200 millones de euros anuales. Como se muestra en el siguiente gráfico, no todas las tecnologías han visto su prima reducida en la misma proporción.

Figura 25: Evolución de la remuneración por tecnologías



Fuente: CNMC

La reducción anual de la prima por tecnologías entre el año 2013 y 2015 fue:

Tabla 12: Variación porcentual del valor de las primas tras la aplicación del nuevo marco retributivo para las tecnologías del régimen específico

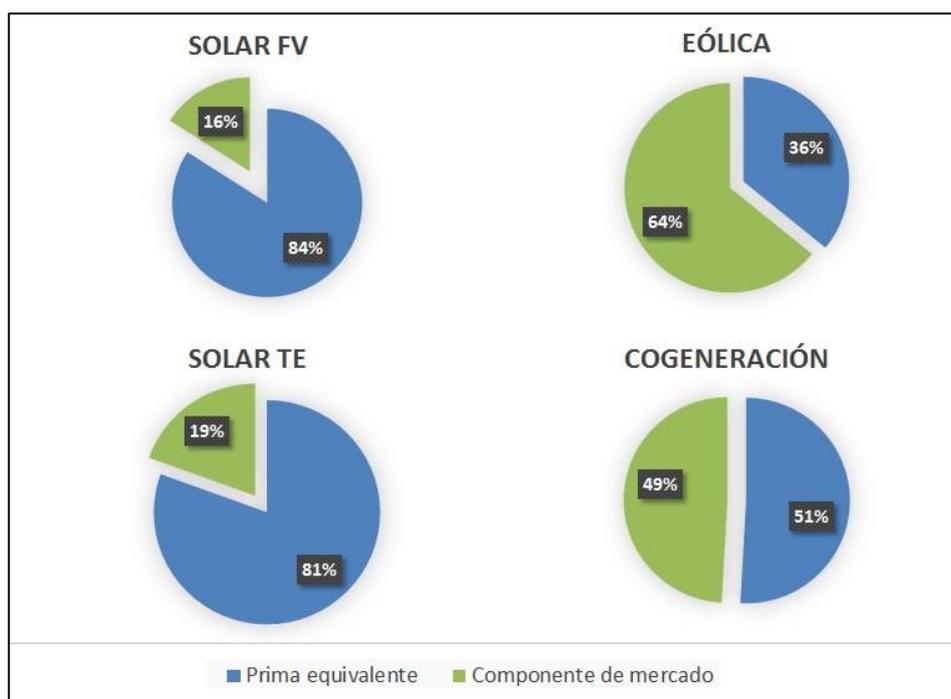
	Variación prima equivalente		
	2013	2015	Variación (%)
COGENERACIÓN	1.703	1.148	-33,00
SOLAR FV	2.892	2.435	-15,81
SOLAR TE	1.108	1.275	15,04
EÓLICA	2.118	1.254	-40,82
HIDRÁULICA	233	74	-68,36
BIOMASA	330	261	-20,75
RESIDUOS	102	105	3,13
TRAT.RESIDUOS	385	115	-70,15

Fuente: CNMC

En términos porcentuales, las mayores reducciones han sido para la energía hidráulica y para la eólica. La energía fotovoltaica con una reducción del 15% del valor de su prima, sigue siendo la que mayor coste anual tiene para los consumidores con 2.435 M€.

En el año 2015 la retribución total del régimen específico fue de 7.793 M€ de los cuales 4.527 M€ han sido sufragados a través de las primas. El peso de la prima en la retribución varía según la tecnología. Esto representa un 58% del coste total o un sobrecoste de 172,14% sobre el precio pagado en el mercado. Por tecnologías este porcentaje queda así:

Figura 26: Desglose de la retribución total por tecnología en el año 2015.



Fuente: CNMC

2.2.4. El déficit de tarifa.

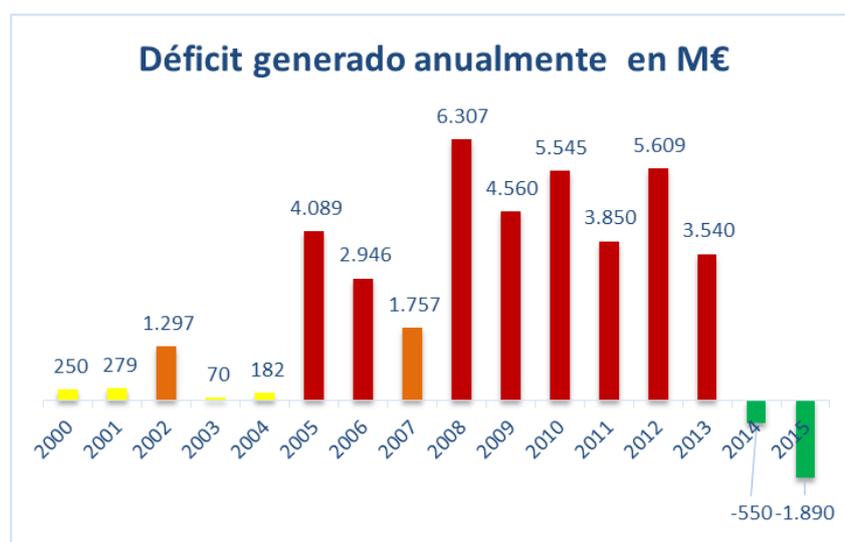
I. El origen del déficit.

Como se dijo al comienzo del punto dos, la componente regulada está destinada a cubrir otros costes del sector distintos a la generación. El déficit de tarifa aparece cuando los ingresos a través de las tarifas que pagan los clientes finales no llegan a cubrir los costes. Esta situación de desequilibrio ha ocurrido al desvincularse el precio que paga el consumidor final del coste total que realmente tiene el servicio.

El déficit de tarifa comenzó a producirse en el año 2000. Con la liberalización de 1997 se abría la puerta a nuevos generadores que, mediante un proceso de libre competencia, se esperaba que logran reducir el precio de la generación. En el lado de los consumidores, pese a que se promovió la libertad de elección del comercializador, la realidad fue que la mayor parte de la población siguió acogida a la tarifa de último recurso cuyo precio era fijado por el Gobierno.

En el año 2002 el Gobierno aprobó el R.D. 1.432/2002 por el que se establecía el IPC como cota superior para aumentar la tarifa eléctrica. Además se fijaba que la variación de la tarifa media o de referencia no podría superar el 1,4%. A este aumento se añadió la posibilidad de revisar las tarifas de acceso con un alza máximo del 0,6% respecto a la tarifa media. Por lo tanto la tarifa de un año al otro no aumentaría más de un 2%, independientemente de cual fuera la evolución de los costes de generación.

Figura 27: Déficit del sistema eléctrico generado anualmente en el periodo 2000-2014 (millones €)

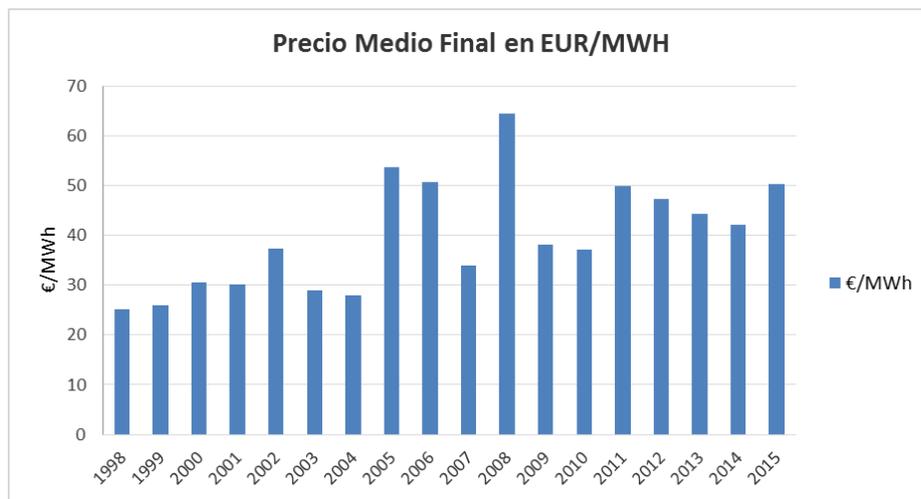


Fuente: CNMC, Nota informativa sobre el estado actual de la deuda del sistema eléctrico. El dato correspondiente al déficit de 2015 proviene de la nota de prensa de lunes, 7 marzo de 2016 publicada por la CNMC.

II. El déficit de tarifa en el periodo 2000-2007.

A partir del gráfico anterior se puede afirmar que el déficit de tarifa durante el primer lustro del siglo XXI estuvo bajo control, dentro de unos límites razonables. De esos cinco años es en 2002 cuando más deuda se genera, añadiéndose 1.297 millones de euros. Este repunte coincidió con un aumento ese año del precio medio de la electricidad hasta los 37,40 €/MWh, cuando el año anterior se encontraba en los 30,13 €/MWh. Es decir, el precio en el mercado mayorista de la electricidad se incrementó en un 24,1% de media.

Figura 28: Precio Medio Diario



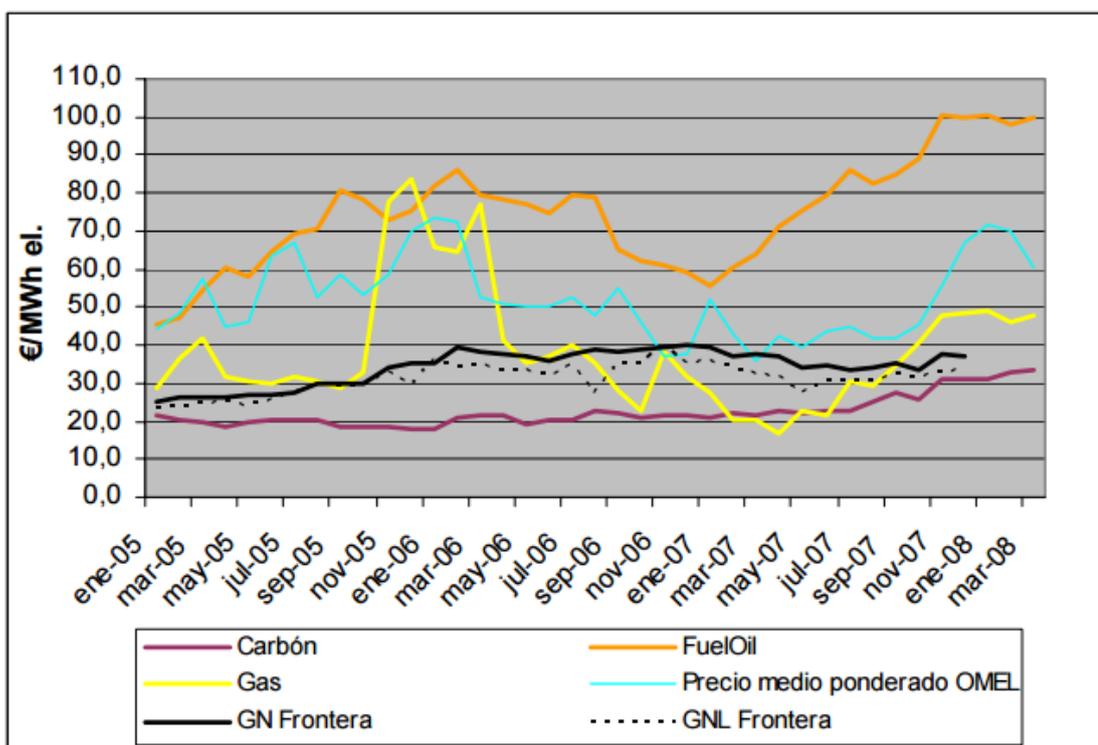
Fuente: OMIE

En el año 2005 el precio medio del mercado diario aumentó de los 27,94 €/MWh a los 53,68 €/MWh, lo que representó un incremento del 92%. Este ascenso en el precio está estrechamente ligado con el mayor uso de centrales de ciclo combinado y fuel-gas, y con el aumento del precio del petróleo y del gas natural en los mercados internacionales. Este mayor uso se debió a que aquel año las producciones hidráulica y nuclear descendieron en conjunto un 7% en su aportación a la cobertura de la demanda. El descenso en la generación de estas dos tecnologías no vinculadas a los combustibles fósiles fue asumido principalmente por los ciclos combinados, cuya producción pasó del 11% al 18%.

Esta variación se correspondió con un aumento a lo largo del año del precio del Fuel-Oil que pasó de los 45 €/MWh a los 80. El gas natural por su parte sufrió un fuerte incremento en la última mitad del año aumentando su precio en un 150%. Observando el comportamiento de las curvas de gas y fuel-oil, se observa que en la primera mitad de 2006 el precio de ambos combustibles se mantuvo igual que al finalizar el año anterior y, que a mediados de ese año el precio de ambos bajó a niveles de principios de 2005.

El comportamiento del precio de la electricidad fue muy similar en ese periodo al comportamiento del gas. El coste de la electricidad descendió unos meses antes debido a un aumento de la producción hidroeléctrica como consecuencia de la mejora de las reservas hídricas a principios de 2006. En el periodo 2007-2008 la correlación entre el precio del mercado mayorista de la electricidad y el del gas natural a precio internacional en mercados a corto fue del 0,86.

Figura 29: Evolución de los precios de los combustibles fósiles y de la electricidad



Fuente: CNE, Informe sobre la evolución de la competencia en los mercados de gas y electricidad. Periodo 2005-2007

En el año 2008, el precio medio de la electricidad osciló entre los 58 y los 72 €/MWh. El precio medio de ese año fue el más elevado del pool hasta la fecha. El precio del gas natural en los mercados internacionales volvió a ser determinante en el mercado eléctrico.

Para analizar el déficit entre los años 2000 y 2007 y sus posibles causas se presenta a continuación una tabla con las diferentes partidas incluidas en las liquidaciones sucesivas de este periodo.

Tabla 13: Tabla comparativa de liquidaciones anuales en el periodo 2000-2007

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Ingresos por facturación de clientes a tarifa	10.118	9.944	10.400	11.088	12.133	12.066	15.905	16.824
Ingresos por facturación de tarifas de acceso	655	803	861	1.018	1.383	1.888	1.453	1.648
Otros ingresos	49	47	-	-	-	-	-	379
Total ingresos	10.821	10.794	11.261	12.106	13.516	13.954	17.358	18.852
Compensación extrapeninsulares	-	-	199	208	220	338	398	1.121
Cuota operador del sistema	-	-	13	14	32	34	36	35
Cuota operador del mercado	-	-	9	9	9	10	11	10
Tasa CNE	-	-	9	10	11	12	14	14
Cuota moratoria nuclear	-	-	397	426	476	422	131	4
Cuota 2ª parte del combustible nuclear	-	-	108	101	113	30	42	51
Cuota compensación por int y reg.especial	-	-	17	16	16	15	16	14
Total cuotas	1.149	700	751	784	878	862	788	1.595
Coste de la energía en el mercado a cos tarifa	4.850	4.616	5.531	4.815	4.972	9.229	12.240	9.633
Coste de la energía adquirida al régimen especial	1.599	1.903	2.277	2.266	2.555	2.702	2.492	2.901
Total coste energía	6.449	6.518	7.808	7.061	7.527	11.930	14.732	12.534
Transporte	550	582	628	696	831	922	992	1.090
Distribución	2.824	2.899	2.957	3.017	3.352	3.488	3.576	4.160
Stock de carbón	-	-	0	2	2	2	1	-
Primas al carbón	98	174	265	174	188	85	56	80
Reducción prima	-	-	-17,44	-17,44	-17,44	-17,44	-	-
Déficit de ingresos para el transporte la distribución y prima al carbón	-250	-80	-1149	-	-	-3830	-2280	-1434
Asignación general	-	-	-	40	146	-	-	-
Asignación específica	-	-	-	10	37	-	-	-
Otros	2	2	20	319	509	337	542	907

Fuente: Liquidaciones definitivas periodo 2000-2007

Los datos del déficit recogidos en esta tabla difieren ligeramente de los presentados en la figura 27, ambos han sido obtenidos de la CNMC y de la CNE pero la fecha de publicación es diferente, por lo que estas variaciones en los datos se cree que son debidas a correcciones posteriores a las liquidaciones. A partir del año 2005 el coste de la energía adquirida a tarifa se disparó. Entre 2005 y 2007 el precio se elevó por encima de los 11.000 millones de euros anuales, dato que coincide a su vez con un aumento del precio del pool y del precio del gas natural.

En 2005 se generó un déficit de 3.830 M€. La causa es que los costes aumentaron en 4.403 millones y los ingresos solo en 400 millones. Al año siguiente, en 2006, el coste de la energía siguió siendo elevado, pero al aumentarse los ingresos en casi 4.000 millones, el déficit que se generó fue menor.

Otras partidas incluidas en la tarifa durante estos años, pero que no están relacionadas directamente con la generación, el transporte o la distribución son:

- La moratoria nuclear.
- La 2ª parte del ciclo de combustible nuclear, destinada a la gestión y tratamiento de residuos nucleares, 445 millones de euros.
- La tasa a la CNE.
- Las tasas destinadas a los operadores de la red y del sistema.

- Las primas al carbón.

A partir de los datos mostrados se concluye que:

- El déficit creado en este periodo ha sido de 10.870 millones de euros.
- La principal causa de la aparición de la deuda tarifaria en estos años ha sido el incremento del precio de la generación de electricidad y de la política de contención de los precios en la tarifa.
- La decisión de paralizar las centrales nucleares en construcción ha supuesto sólo en este periodo un montante de 1.856 millones que han sido incluidos en la tarifa, cuando esta deuda es consecuencia de una decisión política y no de los costes del servicio de electricidad que se paga con la tarifa.
- La gestión de los residuos nucleares son pagados por todos los usuarios como un concepto independiente, suponiendo un gasto de 445 millones de euros. La generación de residuos nucleares al ser consecuencia de la producción de electricidad por parte de empresas privadas debería ser asumido por las mismas, incluyéndolo en sus cuentas como un gasto más de su actividad económica y por tanto cubriéndolo con los ingresos que de la misma obtuvieran.
- El mantenimiento del sistema eléctrico en las islas supuso un sobrecoste de 2.484 millones de euros. Esto es debido al elevado coste de la generación en las mismas, dada la ausencia de plantas de regasificación en las Islas Canarias, lo que obliga a la utilización como combustible primario de fuel.
- El carbón nacional, con mayor porcentaje de contenido en azufre, mayor coste de extracción y menor rendimiento, ha costado en concepto de primas 1.120 millones de euros.

III. El déficit de tarifa en el periodo 2008-2015

El comienzo de este periodo estuvo marcado por la entrada en vigor del R.D. 661/2007, que buscaba lograr el desarrollo de las energías renovables, la cogeneración y los residuos. Por lo expuesto en los apartados anteriores se sabe que a partir del año 2008, como consecuencia de la política de primas, las tecnologías pertenecientes al Régimen Especial experimentaron un fuerte desarrollo.

El problema del déficit continuó aumentando a un ritmo mucho mayor que el de los siete primeros años. Para analizar los factores que han podido influir en este periodo, se ha recogido, igual que en el apartado anterior, una tabla comparativa con las liquidaciones anuales.

Tabla 14: Liquidaciones 2008-2015

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ingresos por facturación de tarifas de acceso	2.120	6.814	12.620	12.861	14.695	13.884	14.071	13.918
Ingresos por facturación de clientes a tarifa	15.972	7.286						
Ingresos por facturación de tarifas de acceso a productores de energía	-	-	-	-	145	137	133	131
Ingresos facturados por la orden ITC/1659/2009 o RD216/2014	-	71	136	101	64	34	23	17
Total ingresos brutos	18.883	14.450	12.756	12.963	14.904	14.056	14.226	
Cuota operador del sistema	37	42	37	37	19	-	1	1
Cuota operador del mercado	11	5	1	-		-	0	0
Tasa CNE/CNMC	15	18	23	23	23	20	21	21
Cuota moratoria nuclear	4	15	99	49	53	72	64	31
Plan General de Residuos Radiactivos/2ª parte	0,06	0,07	0,48	0,12	0,13	0,13	0,14	0,14
Otros		424	1.157	1.014	386	280	-	-
Total ingresos netos		12.530	11.440	11.840	14.408	13.684	18.988	17.953
Coste de la energía en el mercado	11.465	3.134						
Otros ingresos(-)/gastos(+)		-	74	- 9	- 155	- 2.989	- 2.258	
Prima al régimen especial	4.231	6.521	7.067	6.964	8.586	9.307	6.775	6.675
Ingresos para liquidar las actividades reguladas	1.482	2.875	4.299	4.847	5.821	7.366	Sin Info	Sin info
Transporte	1.204	1.259	1.389	1.516	1.477	1.604	1.674	1.712
Distribución	4.374	4.527	5.135	5.082	4.663	4.699	5.014	5.039
Compensación extrapeninsulares	1.168	1.348	-	-	-	1.806	726	1
Anualidad FADE	-	-	-	614	1.276	1.940	2.258	2.230
Déficit(+) o superávit(-) pagos por capacidad	203	-	- 485	- 678	- 262	- 609	- 830	- 817
Déficit(+)/superávit(-) de ingresos para el transporte la distribución y prima al carbón	6.235	4.560	5.545	3.823	5.609	3.595	- 550	-251

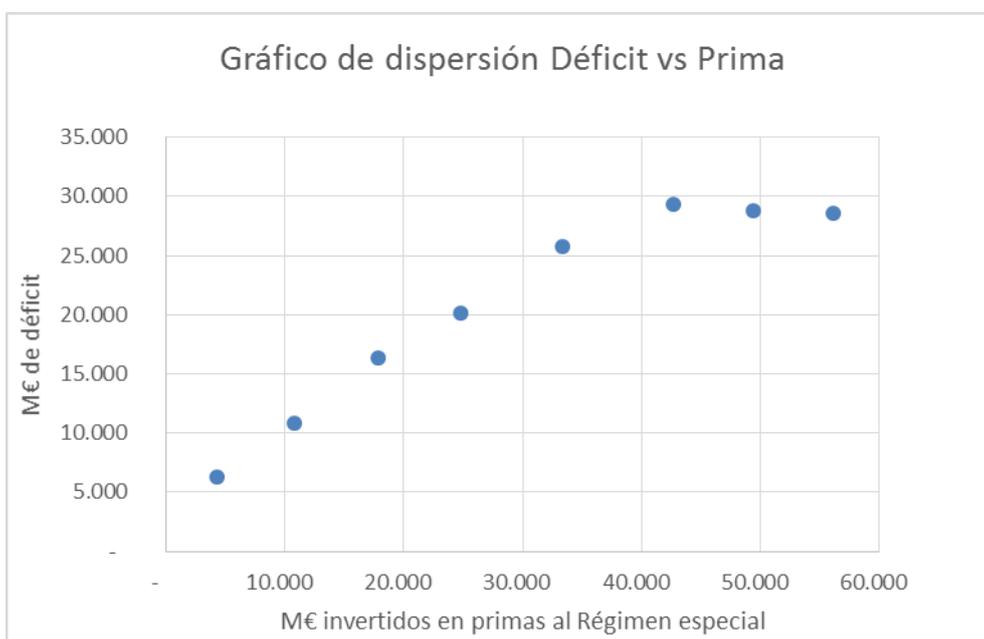
Fuente: Resultados de la liquidación definitiva de las actividades reguladas correspondiente al ejercicio 2008, 2009, 2010, 2011, 2014 y liquidaciones provisionales 14/2012, 14/2013 y 14/2015.

Las principales partidas por volumen de gasto han sido el transporte, la distribución y las primas al Régimen Especial. La retribución al transporte aumentó 42%, la retribución a la distribución un 15% y la partida destinada a cubrir el pago al Régimen Especial terminó con un aumento de 57,7%. El año 2008 registró el valor más alto de déficit anual con saldo negativo de 6.235 millones, es decir, se cuadruplicó el déficit del año anterior. El motivo de este aumento que rompía la racha bajista de los años 2006 y 2007 tiene dos causas fundamentales, el incremento

del precio del pool en aquel año y la entrada en vigor del R.D. 661/2007. El precio del mercado fue de 64,44 €.

Para analizar la influencia que las primas a las renovables han podido tener sobre la creación del déficit en este periodo, se ha calculado el índice de correlación entre el déficit acumulado y el total de las primas otorgadas. El resultado de la correlación es de un 0,95 lo cual deja de manifiesto que las primas han sido parte fundamental en la creación del déficit de tarifa.

Figura 30: Gráfico de dispersión entre el déficit acumulado y la prima acumulada entre 2008 y 2015



En los años 2014 y 2015 ha habido superávit por primera vez desde el año 2000. A la luz de los resultados mostrados en la tabla y de la correlación arriba mencionada, puede afirmarse que las modificaciones introducidas en el R.D. 413/2014 han contribuido a parar el crecimiento de la deuda tarifaria.

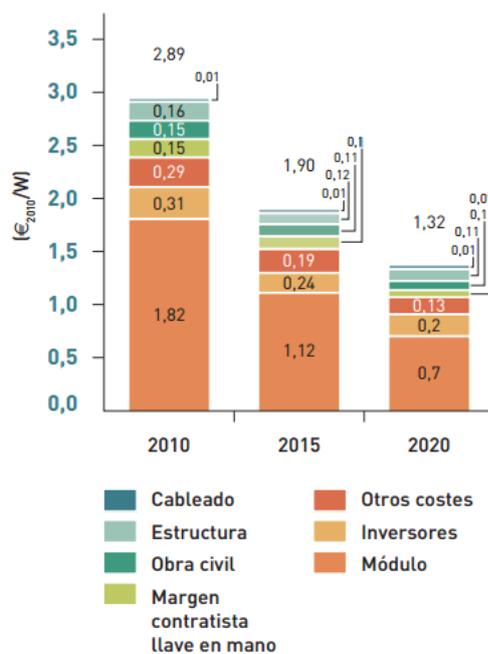
En cuanto a los pagos por capacidad, en los últimos 6 años los ingresos generados por esta partida, a través de la tarifa eléctrica, han sido siempre superiores al coste, lo que ha arrojado un superávit de 3.682 M€.

3. La energía fotovoltaica y el autoconsumo.

La energía fotovoltaica experimentó tras la aprobación del R.D. 661/2007 un fuerte crecimiento gracias a las primas que se otorgaron. El crecimiento de este tipo de instalaciones se dio en forma de grandes parques fotovoltaicos alejados de los núcleos urbanos. El futuro de la energía fotovoltaica debe pasar por su utilización en forma de generación distribuida, de tal manera que los puntos de generación y consumo se encuentren más cerca, evitando las pérdidas asociadas al transporte de la electricidad que se sitúan en torno al 10%.

De acuerdo con los datos obtenidos del IDAE, los costes de la instalación de los paneles fotovoltaicos varían en función de su ubicación. Para los paneles instalados sobre tejado los costes de la inversión que se estimaron en 2010 se encontraban entre los 2,59 €/Wp y los 3,19 €/Wp.

Figura 31: Evolución de los costes de inversión de una tecnología cristalina en tejado.



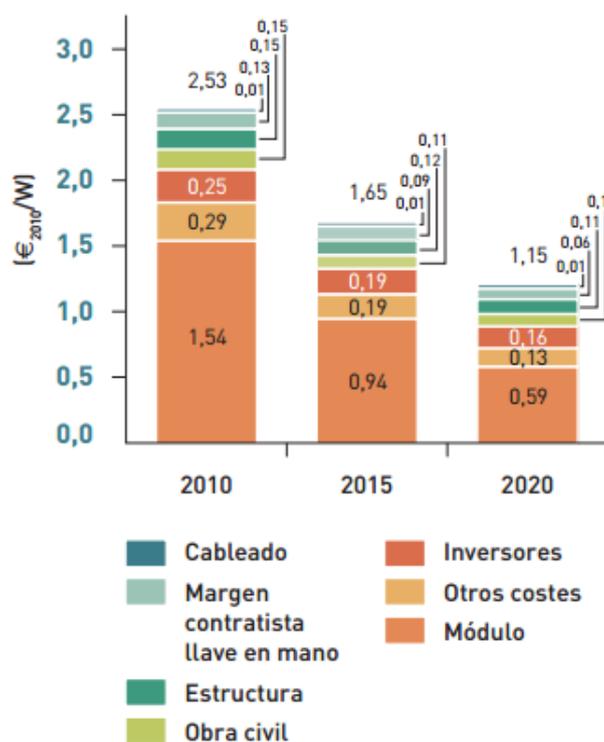
Fuente: IDAE

En el caso de las instalaciones ubicadas en el suelo, se distingue entre tres tipos de instalaciones:

- Instalaciones de tipo fijo.
- De un eje.
- De doble eje.

Las instalaciones fijas, aquellas sin capacidad para seguir el movimiento solar, son las que tienen unos costes estimados más baratos, situados entre los 2,27 €/Wp y los 2,77 €/Wp. Las de un eje incrementan su precio entorno a los 20 céntimos, mientras que las de dos ejes lo hacen en 25 céntimos.

Figura 32: Evolución de los costes de inversión de paneles cristalinos en suelo.

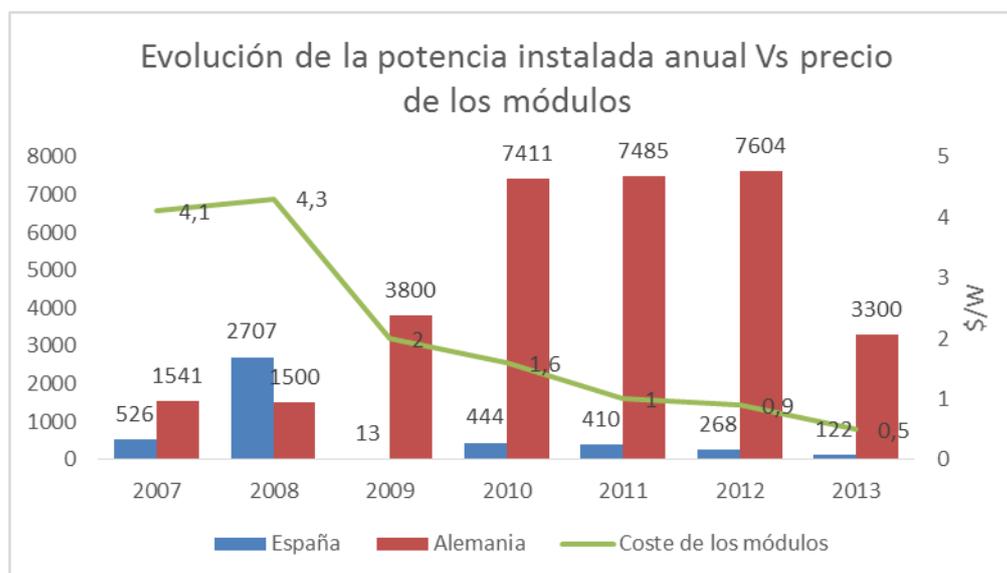


Fuente: IDAE, PER 2011-2020

Como se puede observar, en ambos casos se espera una considerable reducción de los precios para 2020. Para los dos tipos de instalaciones se prevé una reducción de los costes de la inversión de entorno al 55%. En España el gran auge de la energía fotovoltaica se dio en un momento en el que la tecnología tenía todavía unos costes muy elevados.

El carácter no gestionable de la energía fotovoltaica así como el del resto de tecnologías renovables y su prioridad de vertido con respecto a otras tecnologías, ha generado una fuerte distorsión en el sistema, habiendo centrales como los ciclos combinados con unos bajos niveles de funcionamiento y unos elevados costes de mantenimiento. La inviabilidad económica de las instalaciones fotovoltaicas fuera del Régimen Especial y el elevado coste que para todos los consumidores conlleva la producción de los parques actualmente instalados, deja de manifiesto que el modelo actual aplicado para esta tecnología debe dejar paso a un modelo basado en el autoconsumo.

Figura 33: Evolución de la potencia anual instalada Vs precio de los módulos



Fuente: Cuadernos de la energía nº42

El gráfico de la figura muestra un comparativo entre España y Alemania, en el que se observa que el auge de las renovables en nuestro país se dio coincidiendo con el precio pico de este tipo de instalaciones. Este dato da lugar a dos interpretaciones bien distintas, la primera es que el desarrollo en España de la tecnología fotovoltaica sirvió para que posteriormente el precio disminuyera al haber supuesto un impulso muy fuerte a la investigación internacional. La segunda interpretación sostiene que España fue la responsable de la subida de precios debido al brusco aumento de la demanda.

Actualmente el R.D. 900/2015 regula las condiciones administrativas y económicas para el autoconsumo. Los autoconsumidores de tipo 1 deben cumplir con los siguientes requisitos:

- La potencia contratada del consumidor no será superior a 100 kW.
- La suma de potencias instaladas de generación será igual o inferior a la potencia contratada por el consumidor.
- El titular del punto de suministro será el mismo que el de todos los equipos de consumo e instalaciones de generación conectados a su red.
- Las instalaciones de generación y el punto de suministro deberán cumplir los requisitos técnicos contenidos en la normativa del sector eléctrico y en la reglamentación de calidad y seguridad industrial que les resulte de aplicación.

Los autoconsumidores de tipo 2 deben también cumplir los siguientes requisitos según el R.D. 900/2015

- La suma de las potencias instaladas de las instalaciones de producción será igual o inferior a la potencia contratada por el consumidor.
- En el caso de que existan varias instalaciones de producción, el titular de todas y cada una de ellas deberá ser la misma persona física o jurídica.
- Las instalaciones de producción deberán cumplir los requisitos técnicos contenidos en la normativa del sector eléctrico y en la reglamentación de calidad y seguridad industrial.

Con la actual normativa, únicamente los consumidores del tipo 2 tienen derecho a cobrar por la energía que producen. En el citado R.D. se regulan también los denominados costes de respaldo, destinados a cubrir la función de cobertura que el sistema ejerce para posibilitar el autoconsumo. Con este gravamen el autoconsumo no resulta actualmente interesante, al igualarse la durabilidad de los paneles con el tiempo estimado de amortización, unos 35 años.

En conclusión el desarrollo normativo en el sector eléctrico español deberá orientarse en los próximos años hacia una descentralización de los núcleos de generación. Esto debe plantear beneficios como la disminución de las pérdidas por transporte, el ahorro de la energía en las islas y la seguridad del suministro. El carácter no gestionable de la energía fotovoltaica y el hecho de que su curva de generación no coincida con la curva de demanda, hace necesaria o la utilización de baterías o el vertido del excedente a la Red en unas condiciones no disuasorias.

4. Conclusiones.

El análisis realizado toma como punto de partida la Ley 54/1997 con la que se pretende introducir gradualmente el concepto de competitividad en dos actividades del sector: La generación y la comercialización. El objetivo final era que una mayor competitividad se viera reflejada en una bajada de precios para el consumidor. Con los datos obtenidos se observa que los precios del mercado diario no sólo no bajaron sino que han ido aumentando año tras año. Las causas de este aumento han sido diversas y han variado en función de la época.

La elevada concentración del parque de generación en manos de cinco empresas, de en torno al 60%, ha sido uno de los factores que han impedido una competencia efectiva en el lado vendedor. Esta concentración se ha mantenido desde la liberalización con diferentes porcentajes.

Hasta el año 2005 el precio de la electricidad se mantuvo próximo a los 25 €. Los años 2005 y 2008 se caracterizaron por un fuerte aumento del precio del pool que según se expuso estuvo fuertemente correlacionado con el aumento del precio del gas natural en los mercados internacionales. Desde 2009, el precio del mercado ha oscilado entre los 38 €/MWh y los 50 €/MWh, precio bastante superior al registrado antes de la irrupción del Régimen Especial. Esto ha ido en contra de lo esperado, ya que se creía que el aumento de las tecnologías renovables lograría bajar el precio del pool al tener en su mayoría un coste de oportunidad nulo. A esta subida del precio de la energía hay que añadir el coste que la subvención, en forma de primas, ha supuesto para los consumidores.

Los objetivos de potencia y generación para las tecnologías del Régimen Especial fueron expuestos en el Plan de Energías Renovables 2005-2010. En él aparecía también la estimación del gasto anual en que se debía incurrir. Tras comparar los datos se ha llegado a la conclusión de que las previsiones se superaron en un 389% para el año 2010, lo que supuso un gasto de 7.124 millones de euros, que por dar unos órdenes de magnitud, supera al presupuesto anual de sanidad y educación.

Si bien no todas las tecnologías alcanzaron de igual forma los objetivos marcados, se puede decir que en conjunto sí se logró. Este hecho ha supuesto un impulso para la sostenibilidad medio ambiental del sector, pero ha dejado en una situación crítica la sostenibilidad económica del mismo. La diferencia en la cuantía de las primas ha dado lugar a un crecimiento desigual dentro del Régimen Especial.

La energía fotovoltaica, que apenas llegó a cubrir en 2010 el 2,2% de la demanda total se benefició de 2.651,1 M€. La eólica por otro lado, con una cobertura del 15,5%, recibió 1.967,12 M€.

El hecho de que en un año se hubiera alcanzado y sobrepasado en 3.000 MW, el objetivo de potencia fotovoltaica, puso de manifiesto que la cuantía de las primas había sido excesiva, ofreciendo una rentabilidad excesiva que atrajo al negocio a instituciones y empresas de sectores totalmente distintos al energético.

Con la liberalización surgió también el concepto de déficit de tarifa. Su aparición es debida a la desvinculación del precio final que paga el consumidor del coste total que realmente tiene el sistema. A pesar de la introducción de la figura del comercializador, la mayor parte de la población siguió acogida a la Tarifa de Último Recurso cuyo precio era fijado por el Gobierno. En el año 2002 el Gobierno fijó mediante R.D. que el incremento anual de la tarifa de electricidad no podría ser superior al 2%. El aumento de las partidas de gasto y la limitación impuesta a los ingresos dio como consecuencia la aparición de una deuda tarifaria que ha continuado aumentando hasta el año 2013.

En el periodo 2000 – 2007 se concluye que el déficit estuvo principalmente ligado al aumento de los costes de generación, como consecuencia del aumento del precio del gas natural en los mercados internacionales. Por otro lado a partir de 2008, el fuerte incremento de la deuda se vio fundamentado en el aumento de las primas a las renovables. El auge de los ciclos combinados y la disminución del número de horas de funcionamiento, les relegaron a un segundo plano como centrales de respaldo. El papel fundamental que desempeñan, debido al carácter no gestionable de las energías renovables, ha dado lugar a los denominados pagos por capacidad, destinados a suplir la falta de ingresos por su incapacidad de competir en precio con las tecnologías renovables.

Para organizar el sector en el futuro se ha de ser consciente del punto del que se parte: Un exceso de capacidad instalada no gestionable, un elevado endeudamiento consecuencia de años de errores acumulados y una baja interconexión eléctrica, que convierten a España en una isla energética.

Si bien debe seguir apostándose por un modelo medioambientalmente sostenible, debe sacarse como conclusión de este periodo que no se pueden instalar más potencia no gestionable de forma indiscriminada y a costa de un modelo basado en la subvención a la instalación de la tecnología vigente. El fomento de cualquier nuevo tipo de tecnología o de aplicación de las ya existentes debe partir de la base de no suponer un cargo extra para el consumidor.

5. Bibliografía y referencias.

- *BOE-A-2015-14278 “Reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica”.*
- *Cincuenta años de tecnología y política industrial: La electricidad en España.*
- *Cuadernos de Energía nº41. Algunas reflexiones sobre la liberalización energética.*
- *Cuadernos de Energía nº42.*
- *El Marco Legal Estable. Economía del sector eléctrico español 1988-1997*
- *El sistema eléctrico y las centrales de generación. Javier Díaz Pampín*
- *Formación de los precios en los mercados a plazo de electricidad. Energía y Sociedad*
- *Informe sobre la evolución de la competencia en los mercados de gas y electricidad. Periodo 2005-2007. CNMC*
- *Informe sobre los resultados de la liquidación provisional Nº14 y verificaciones practicadas. Sector eléctrico. Años: 2012, 2013 y 2015.*
- *Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico.*
- *Ley 24/2013, del sector eléctrico*
- *Liquidaciones definitivas de las actividades reguladas del sector eléctrico de los años 2000, 2001, 2002, 2003, 2004, 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011 y 2014.*
- *Peajes de acceso, cargos y déficit tarifario. Energía y Sociedad*
- *Plan de fomento de las energías renovables en España, Diciembre 1999. IDAE*
- *Plan de Energías Renovables en España 2005-2010.*
- *Plan de Energías Renovables 2011-2020.*
- *Real Decreto 436/2004*
- *Real Decreto 661/2007*
- *Real Decreto 1578/2008*
- *Real Decreto 413/2014*
- *Real Decreto Ley 9/2013*
- *Un análisis de la evolución de los precios a plazo de energía eléctrica en España. Pablo Villaplana y Álvaro Cartea*
- *UNESA, Informe eléctrico y memorias de actividad 2011.*