



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO ELECTROMECAÁNICO

**ANÁLISIS ECONÓMICO - FINANCIERO DEL  
SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL.  
BÚSQUEDA DE SOLUCIONES Y  
VIABILIDAD DE CADA UNA DE ELLAS.**

Autor: José Alejandro Moyano de Llano  
Director: Francisco Fernández - Daza

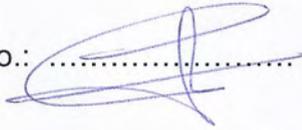
Madrid  
Junio 2015

José Alejandro  
Moyano  
de Llano



Proyecto realizado por el alumno/a:

José Alejandro Moyano de Llano

Fdo.: 

Fecha: 16 / 06 / 15

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

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Francisco Fernández - Daza

Fdo.: 

Fecha: 16 / 6 / 15

Vº Bº del Coordinador de Proyectos

Fernando de Cuadra García

Fdo.: 

Fecha: 17 / 6 / 15





ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO ELECTROMECAÁNICO

**ANÁLISIS ECONÓMICO - FINANCIERO DEL  
SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL.  
BÚSQUEDA DE SOLUCIONES Y  
VIABILIDAD DE CADA UNA DE ELLAS**

Autor: José Alejandro Moyano de Llano  
Director: Francisco Fernández - Daza

Madrid  
Junio 2015

# Análisis económico - financiero del sistema eléctrico español

José Alejandro Moyano de Llano

Universidad Pontificia Comillas

---

# Análisis económico - financiero del sistema eléctrico español

José Alejandro Moyano de Llano

Universidad Pontificia Comillas

---

*A mi familia, que tanto  
me ha ayudado en este camino.*

# **Análisis económico - financiero del sistema eléctrico español**

**José Alejandro Moyano de Llano**

**Universidad Pontificia Comillas**

---

## ANÁLISIS ECONÓMICO Y FINANCIERO DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL. BÚSQUEDA DE SOLUCIONES Y VIABILIDAD DE CADA UNA DE ELLAS

Autor: Moyano de Llano, José Alejandro

Director: Fernández-Daza, Francisco

### Resumen del proyecto

Un análisis económico y financiero de las diferentes tecnologías de generación eléctrica permite tener una visión global de la situación del sector eléctrico español. En este proyecto se dio una vuelta por el sistema eléctrico y se trató de conocer qué rentabilidades se pueden encontrar al invertir en según qué tecnologías, y con dichos datos, proponer ciertas medidas que puedan ser útiles para mejorar la situación del sector eléctrico en España.

Para lograr el objetivo planteado es clave sumergirse en el sector eléctrico a lo largo de su historia para conocer los altibajos del sector, sus causas, consecuencias y soluciones. Especial importancia tiene el análisis de los últimos 20 años, en los que se puede ver qué actuaciones pudieron llevar a España al déficit tarifario.

Precisamente, éste es el nexo de unión entre el capítulo histórico y el segundo capítulo, el del déficit tarifario. En esta sección se define el déficit tarifario, se ve su evolución a lo largo del siglo XXI y se definen las diferentes partes del déficit. Dicho cálculo del déficit se toma con respecto a los datos de la Comisión Nacional del Mercado y las Competencias. Cabe destacar la vital importancia de este capítulo en el conjunto global del proyecto ya que en el cálculo del déficit se ven los apartados que afectan en mayor y menor medida al mismo.

A continuación se realiza el análisis económico y financiero de las tecnologías de generación. En él se definen en primer lugar los ingresos y costes de cada tecnología de generación para 1 megavatio de potencia instalada. Para el cálculo de dichos ingresos, en concreto los de mercado, se acudió a la sección *ESIOS* del portal web de Red Eléctrica de España. Con un programa de *Matlab* se exportaron los datos del pool en cada hora, que se multiplicarían por la potencia vendida en dicho tiempo. Teniendo en cuenta las primas entregadas por el Gobierno y los pagos por capacidad, se logran los ingresos totales.

Además de los ingresos, se distinguen dos tipos de costes: los de inversión y los de explotación. Para ambos datos se recurrió a portales web comparadores de estudios, como

es el caso de *openei.org* (Open Energy Information), informes de la CNMC, al Plan de Energías Renovables 2011-2020, etc.

Con los ingresos y costes, seguido de los impuestos correspondientes, se realiza un flujo de caja libre de una longitud de 25 años para hallar la Tasa Interna de Retorno (TIR) de cada tecnología, que mide la rentabilidad de dicha generación. Con dichos flujos de caja se puede determinar de manera clara qué tecnologías son más rentables de cara a una futura inversión.

Finalmente, con el análisis histórico, del déficit tarifario y de las diferentes tecnologías de generación, se realiza una propuesta de soluciones que pueda ser útil para evitar la situación deficitaria del sector eléctrico español. Se abordan temas como las primas a la tecnología fotovoltaica, el apoyo al carbón nacional, los pagos por capacidad, el servicio de interrumpibilidad o el aspecto tributario, para llevar al sector eléctrico español a una posición más estable.

## ECONOMIC AND FINANCIAL ANALYSIS OF THE SPANISH ELECTRICITY SYSTEM, SOLUTIONS AND VIABILITY OF EACH OF THEM

Author: Moyano de Llano, José Alejandro

Director: Fernández-Daza, Francisco

### Abstract

An economic and financial analysis of the different power generation technologies allows to get an overview of the Spanish electricity sector situation. In this project an analysis of the electricity sector was made to try to know which profitability can be expected when investing in each generation technology. Moreover, with these data, the aim of the project is to propose certain measures that may be useful to improve the situation of the electricity sector in Spain.

To achieve the stated objective it is important to immerse yourself in the electricity sector throughout its history to know the ups and downs of the sector, their causes, consequences and solutions. Special importance is given to the study of the last 20 years, in which it can be seen which actions led the spanish electricity system to the tariff deficit.

This study of the last 20 years of the spanish electricity system is the link between the historical chapter and the second chapter, the tariff deficit. This section defines the tariff deficit and shows its evolution throughout the 21<sup>st</sup> century. In addition, the different parts of the deficit are defined as well. The calculation of the deficit will be taken with respect to the data of the *Comisión Nacional del Mercado y las Competencias*. It is fundamental to know the importance of this chapter in the whole project since the calculation of the deficit with aspects that affect more or less, is the starting point to think about the solutions in the fourth chapter.

However, before the solutions, the economic and financial analysis of generation technologies takes place. First of all, the revenues and costs of each technology generation for 1 MW of installed capacity are calculated. For the calculation of such incomes, in particular the market incomes, a *Matlab* program was made to export the data from the *pool* market in Spain in the *ESIOS* section of the web portal Red Electrica de España. These pool prices are taken every hour of the year, being multiplied by the energy sold in that time.

There are two types of costs in the electricity generation sector: the investment cost and exploitation cost. To apply these costs to the different technologies, they are taken from data web portals with comparisons of studies, as it is the case of *openei.org* (Open Energy Information), and also from reports from CNMC and the *Plan de Energías Renovables 2011-2020* from the Spanish Government.

With incomes and costs, followed by the corresponding taxes, a free cash flow of a length of 25 years is made to find the Internal Rate of Return (IRR) of each technology, which measures the profitability of each generation. With these cash flows it is possible to determine which technologies are more profitable to invest in the future.

Finally, after making the historical analysis, the tariff deficit chapter and the different generation technologies analysis, suggestions are made to prevent the deficit of the Spanish electricity sector. Issues such as premiums for photovoltaic technology, support for national coal, capacity payments, the interruptibility management or taxes are discussed in the fourth chapter to make the Spanish electricity system more stable.

## Índice

---

Resumen del proyecto .....	4
Abstract.....	6
Índice de tablas.....	12
Índice de figuras.....	14
Introducción.....	16
<b>Capítulo 1: Reseña histórica.....</b>	<b>20</b>
1.1.    Último cuarto de siglo XIX.....	20
1.2.    Primeras dos décadas del Siglo XX.....	21
1.3.    Años 30 .....	22
1.4.    Años 40 .....	23
1.5.    Años 50 .....	25
1.6.    Años 60 .....	27
1.7.    Años 70 .....	28
1.8.    Años 80 .....	30
1.9.    Años 90 .....	31
1.10.    Primera década del siglo XXI.....	32
<b>Capítulo 2: El déficit tarifario .....</b>	<b>34</b>
2.1.    Definición del déficit tarifario .....	34
2.2.    Evolución del déficit tarifario.....	35
2.3.    Causas del déficit tarifario .....	37
2.3.1.    Perspectiva convencional.....	37
2.3.2.    Perspectiva <i>pro-renovables</i> .....	40
2.4.    Cálculo del déficit de tarifa .....	41
2.4.1.    Cálculo de ingresos brutos:.....	41
2.4.2.    Cálculo de ingresos netos: .....	41
2.4.3.    Cálculo de ingresos de liquidación de actividades reguladas: .....	42
2.4.4.    Cálculo de costes de actividades reguladas y otros costes liquidables ....	45
2.4.5.    Derechos de cobro generados por el déficit de 2013.....	50
<b>Capítulo 3: Análisis de las diferentes tecnologías de generación.....</b>	<b>54</b>

# Análisis económico - financiero del sistema eléctrico español

José Alejandro Moyano de Llano

Universidad Pontificia Comillas

---

3.1.	Energía Nuclear .....	55
3.1.1.	Energía producida y factor de planta.....	56
3.1.2.	Ingresos.....	56
3.1.3.	Costes de explotación .....	57
3.1.4.	Costes de inversión .....	59
3.1.5.	Impuestos.....	59
3.1.6.	Rentabilidad .....	60
3.2.	Solar Fotovoltaica: .....	62
3.2.1.	Energía producida y factor de planta.....	63
3.2.2.	Ingresos.....	64
3.2.3.	Costes de explotación .....	66
3.2.4.	Costes de inversión: .....	66
3.2.5.	Impuestos.....	68
3.2.6.	Rentabilidad .....	68
3.3.	Termosolar .....	69
3.3.1.	Energía producida y factor de planta.....	70
3.3.2.	Ingresos.....	70
3.3.3.	Costes de explotación .....	72
3.3.4.	Costes de inversión .....	72
3.3.5.	Impuestos.....	73
3.3.6.	Rentabilidad .....	73
3.4.	Eólica.....	74
3.4.1.	Energía producida y factor de planta.....	75
3.4.2.	Ingresos.....	75
3.4.3.	Costes de explotación .....	76
3.4.4.	Costes de inversión .....	77
3.4.5.	Impuestos.....	77
3.4.6.	Rentabilidad .....	77
3.5.	Hidroeléctrica No Renovable .....	79
3.5.1.	Energía producida y factor de planta.....	79
3.5.2.	Ingresos.....	79
3.5.3.	Costes de explotación .....	80

# Análisis económico - financiero del sistema eléctrico español

José Alejandro Moyano de Llano

Universidad Pontificia Comillas

---

3.5.4.	Costes de inversión .....	81
3.5.5.	Impuestos.....	81
3.5.6.	Rentabilidad .....	82
3.6.	Hidráulica Renovable .....	83
3.6.1.	Energía producida y factor de planta.....	83
3.6.2.	Ingresos.....	84
3.6.3.	Costes de explotación .....	84
3.6.4.	Costes de inversión .....	85
3.6.5.	Impuestos.....	85
3.6.6.	Rentabilidad .....	86
3.7.	Biomasa.....	87
3.7.1.	Energía producida y factor de planta.....	87
3.7.2.	Ingresos.....	88
3.7.3.	Costes de explotación .....	88
3.7.4.	Costes de inversión .....	89
3.7.5.	Impuestos.....	89
3.7.6.	Rentabilidad .....	90
3.8.	Ciclo Combinado .....	91
3.8.1.	Energía producida y factor de planta.....	91
3.8.2.	Ingresos.....	93
3.8.3.	Costes de explotación .....	94
3.8.4.	Costes de inversión .....	94
3.8.5.	Impuestos.....	95
3.8.6.	Rentabilidad .....	95
3.9.	Ciclo de Carbón .....	96
3.9.1.	Energía producida .....	96
3.9.2.	Ingresos.....	96
3.9.3.	Costes de explotación .....	97
3.9.4.	Costes de inversión .....	98
3.9.5.	Impuestos.....	98
3.9.6.	Rentabilidad .....	99
3.10.	Cogeneración: .....	100

3.10.1.	Energía producida .....	100
3.10.2.	Ingresos .....	101
3.10.3.	Costes de explotación .....	102
3.10.4.	Costes de inversión .....	102
3.10.5.	Impuestos.....	102
3.10.6.	Rentabilidad .....	103
<b>Capítulo 4: Soluciones</b> .....		<b>104</b>
4.1.	La medida de la <i>rentabilidad razonable</i> del Gobierno.....	104
4.2.	Medidas propuestas a corto plazo.....	106
4.2.1.	Aumento de peajes .....	106
4.2.2.	Rentabilidad variable de la energía fotovoltaica en función del coste y la calidad	108
4.2.3.	Eliminar el servicio de interrumpibilidad .....	110
4.2.4.	Medidas aplicadas al carbón.....	112
4.2.5.	Establecer impuestos dependientes del factor de planta .....	113
4.2.6.	Eliminar los pagos por capacidad.....	114
4.2.7.	Céntimo verde a gasolina y gasoil.....	115
4.2.8.	Prórroga condicionada de la central nuclear de Santa María de Garoña	116
4.3.	Medidas propuestas a largo plazo .....	117
4.3.1.	Subastas de grandes centrales.....	117
4.3.2.	Moratoria termosolar .....	117
4.4.	Conclusiones .....	118
BIBLIOGRAFÍA.....		120
Documentos.....		120
Otras fuentes .....		121
<b>5. Anexo I: Modelos de valoración financiera</b> .....		<b>124</b>

## Índice de tablas

---

Tabla 1: Componentes y cálculo del déficit tarifario en el año 2013.....	52
Tabla 2: Potencia instalada, energía producida y horas equivalentes anuales de funcionamiento de las centrales nucleares en 2012 y 2013.....	56
Tabla 3: Ingresos de la energía nuclear en los años 2012 y 2013.....	57
Tabla 4: Ingresos y costes de la energía nuclear.....	59
Tabla 5: Potencia instalada, energía producida y horas equivalentes anuales de funcionamiento de las plantas fotovoltaicas en 2012 y 2013.....	63
Tabla 6: Horas equivalentes de funcionamiento de la tecnología fotovoltaica de 2011 a 2014.....	64
Tabla 7: Ingresos de la energía fotovoltaica en los años 2012 y 2013.....	64
Tabla 8: Prima equivalente y potencia instalada de la tecnología solar fotovoltaica desde 2011 hasta 2014.....	65
Tabla 9: Ingresos unitarios de la solar fotovoltaica para el caso de estudio.....	65
Tabla 10: Costes de explotación y potencia instalada de la tecnología fotovoltaica en los años 2011, 2012, 2013 y 2014.....	66
Tabla 11: Costes de inversión y potencia instalada de la tecnología solar fotovoltaica en los años 2011, 2012, 2013 y 2014.....	67
Tabla 12: Ingresos y costes de la tecnología solar fotovoltaica para el estudio de la rentabilidad.....	67
Tabla 13: Evolución de la potencia termosolar instalada en España.....	69
Tabla 14: Energía termosolar producida, potencia instalada y horas equivalentes anuales de funcionamiento de la energía termosolar en los años 2012 y 2013.....	70
Tabla 15: Ingresos de la energía termosolar en los años 2012 y 2013.....	71
Tabla 16: Prima equivalente y potencia instalada de la tecnología termosolar en los años 2011, 2012, 2013 y 2014.....	71
Tabla 17: Ingresos de la tecnología termosolar en el caso de estudio.....	72
Tabla 18: Ingresos y costes de la tecnología termosolar en el caso de estudio.....	73
Tabla 19: Energía producida, potencia instalada y horas equivalentes anuales de funcionamiento de los parques eólicos en los años 2012 y 2013.....	75
Tabla 20: Ingresos de la energía eólica en los años 2012 y 2013.....	75

Tabla 21: Ingresos y costes de la tecnología eólica en el año 2013.....	77
Tabla 22: Energía producida, potencia instalada y horas equivalentes de funcionamiento de la hidroeléctrica no renovable en los años 2012 y 2013 .....	79
Tabla 23: Ingresos de la hidráulica no renovable en los años 2012 y 2013.....	80
Tabla 24: Ingresos y costes de la gran hidráulica en el año 2013 .....	81
Tabla 25: Energía producida, potencia instalada y horas equivalentes de funcionamiento de la mini hidroeléctrica en los años 2012 y 2013.....	83
Tabla 26: Ingresos de la energía mini hidráulica en el año 2013.....	84
Tabla 27: Ingresos y costes de la mini hidroeléctrica en el año 2013.....	85
Tabla 28: Energía producida, potencia instalada y horas equivalentes anuales de funcionamiento de la biomasa en los años 212 y 2013.....	87
Tabla 29: Ingresos de la energía de la biomasa en los años 2012 y 2013 .....	88
Tabla 30: Ingresos y costes de la energía de la biomasa en el año 2013.....	89
Tabla 31: Energía producida, potencia instalada y horas equivalentes anuales de funcionamiento de los ciclos combinados en los años 2012 y 2013 .....	92
Tabla 32: Ingresos del ciclo combinado en los años 2012 y 2013, así como en el caso de estudio .....	93
Tabla 33: Ingresos y costes de los ciclos combinados en el año 2013.....	94
Tabla 34: Energía producida, potencia instalada y horas equivalentes anuales de funcionamiento del ciclo de carbón en los años 2012 y 2013.....	96
Tabla 35: Ingresos de la energía del carbón en los años 2012 y 2013.....	97
Tabla 36: Ingresos y costes de las centrales de carbón en el año 2013 .....	98
Tabla 37: Energía producida, potencia instalada y horas equivalentes anuales de funcionamiento de la cogeneración en los años 2012 y 2013.....	101
Tabla 38: Ingresos de las plantas de cogeneración en los años 2012 y 2013.....	101
Tabla 39: Ingresos y costes de las plantas de cogeneración en el año 2013 .....	102

## Índice de figuras

---

Figura 1: Curvas oferta-demanda en el mercado mayorista de electricidad.....	17
Figura 2: Comparación del precio de la electricidad en España con el medio de la zona Euro.....	18
Figura 3: Comparativa de la aportación de la energía térmica y la hidráulica a la producción nacional en el primer tercio del siglo XX .....	22
Figura 4: Potencia instalada en España en los años 40.....	25
Figura 5: Evolución de la potencia instalada (en MW) en España de 1943 a 1958 .....	26
Figura 6: Evolución de las restricciones de energía en España de 1943 a 1958.....	27
Figura 7: Potencia instalada en España a finales de los años 60 .....	28
Figura 8: Potencia instalada en España a inicios de los años 60.....	28
Figura 9: Potencia instalada en España en los inicios de los años 60.....	28
Figura 10: Potencia instalada en España en 1985.....	30
Figura 11: Potencia instalada en España en 1980.....	30
Figura 12: Potencia instalada en España en el año 2013.....	32
Figura 13: Potencia instalada en España en el año 2000.....	32
Figura 14: Evolución del déficit anual del sector eléctrico en el siglo XXI .....	35
Figura 15: Evolución del déficit acumulado del sector eléctrico español desde 2005 hasta 2014 .....	36
Figura 16: Evolución de la madurez de los paneles fotovoltaicos .....	38
Figura 17: Evolución del déficit de tarifa anual, las primas al régimen especial y las primas a la energía solar desde 2008 hasta 2013.....	39
Figura 18: Evolución del precio del uranio.....	58
Figura 19: Evolución de la potencia fotovoltaica instalada en los países adjuntos.....	63
Figura 20: Evolución de la potencia eólica instalada en España.....	74
Figura 21: Evolución de las horas equivalentes anuales de los ciclos combinados en España .....	92
Figura 22: Esquema de entradas y salidas de una planta de cogeneración .....	100
Figura 23: Rentabilidad de las diferentes tecnologías de generación .....	103
Figura 24: Restricciones en las retribuciones a las renovables en 2014.....	105

Figura 25: Subida del precio de la luz dependiendo del ahorro deseado en millones de euros .....	107
Figura 26: Subida del precio de la electricidad y su consecuencia .....	107
Figura 27: Rentabilidad de la instalación fotovoltaica en función de los costes de explotación calculados.....	108
Figura 28: Comparativa de la potencia instalada en 2005 y 2014 .....	111
Figura 29: Comparación de la demanda punta en España con la potencia nuclear, térmica y de fuel/gas.....	111
Figura 30: Comparativa de las horas equivalentes de funcionamiento de las tecnologías de generación .....	113
Figura 31: Ahorro en millones de euros para cada impuesto en euros por hora de funcionamiento.....	114
Figura 32: Impuesto según el ahorro deseado .....	115
Figura 33: Ahorro en millones de euros de cada solución propuesta .....	118
Figura 34: Soluciones finales propuestas.....	119

## Introducción

---

Con casi un siglo y medio de vida, el sector eléctrico ha vivido una transformación extraordinario: si hace unos 100 años lo inusual era que la electricidad pudiera llegar a los hogares, a día de hoy en España la demanda de electricidad es de unos 220 TWh al año, un energía equivalente a la que produciría anualmente una superficie de 13.000 kilómetros cuadrados cubierta de paneles solares (área análoga a 1,3 millones de campos de fútbol). A pesar de este tremendo crecimiento, éste no ha sido constante a lo largo de la historia, sino que ha tenido momentos de grave estancamiento (especialmente en la posguerra) y épocas de explosión y florecimiento.

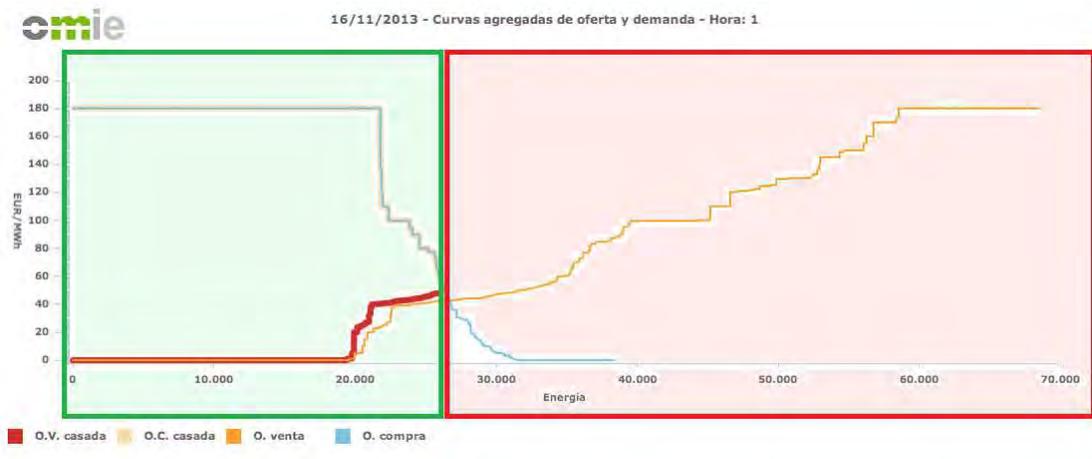
Además, la generación de electricidad ha visto como se han diversificado las fuentes de energía. Inicialmente, las centrales hidráulicas y térmicas representaban la totalidad de la generación eléctrica. En el año 2015, tecnologías como la solar (fotovoltaica y termoeléctrica), la eólica tanto *onshore* como *offshore*, la biomasa, la cogeneración y la nuclear, se han unido. Todas estas tecnologías presentan características propias, como la constancia de la energía nuclear, la limpieza de la tecnología eólica o la eficiencia de la cogeneración.

Con todo, el crecimiento de la generación siempre ha de estar acotado según la demanda existente de cara a que todas las instalaciones, plantas y centrales participen en el mercado y puedan conseguir los ingresos suficientes para cubrir los costes de generación. Esta sencilla idea es la explicación a uno de los problemas más críticos del sector en la segunda década del siglo XXI, y que se estudiará en el capítulo de soluciones.

Siendo el mercado eléctrico marginalista, las energías irán entrando al mercado en orden creciente de precios fijados hasta llenar la demanda actual prevista. La última tecnología en entrar al mercado fijará el precio pagado por toda la energía vendida, es decir, todas las tecnologías cobrarán un precio por su energía igual al precio de corte oferta-demanda, sin importar a qué precio ofertaron su energía.

En la siguiente figura se puede ver como las tecnologías que ofrecen la energía más barata que el precio de corte oferta-demanda entran al mercado, pudiendo vender su energía (zona verde), mientras que las tecnologías más allá del punto de corte no venden su energía (zona roja) y sólo podrán vender su energía si bajan el precio de la energía ofertada, la demanda asciende o las tecnologías de base no venden energía en esa hora.

Figura 1: Curvas oferta-demanda en el mercado mayorista de electricidad



Elaboración propia

La desmesurada producción de energías renovables (que siempre entran al mercado al no tener costes variables y ofertar a precio nulo), unido a la crisis económica que disminuye la demanda, hace que el hueco térmico se vea reducido. Se le llama hueco térmico a las horas en las que pueden entrar al mercado las tecnologías térmicas al no haber llenado la tecnologías de base la demanda actual.

De este modo el carbón pasa de un 60-70% de factor de planta (horas equivalentes de funcionamiento con respecto a las horas del año) a un 40%, mientras que el ciclo combinado pasa de un 50-60% a un 10%. Entrando sólo el 10% de las horas, el ciclo combinado nunca puede ser rentable ya que no acumula ingresos para amortizar inversiones.

¿Por qué se ha producido esta producción excesiva de energías renovables?

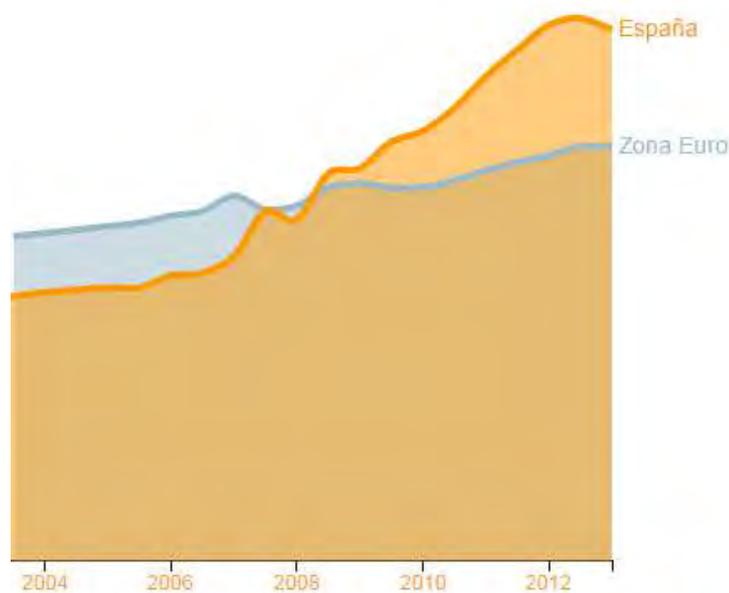
España, con el plan de ser líder en energías renovables, decidió primar estas tecnologías adelantándose al resto de países, teniendo especial importancia en la tecnología solar en estas primas. En el momento de ser primadas, estas tecnologías eran extremadamente inmaduras, por lo que necesitaban una cantidad de dinero prácticamente inasumible para ser competitivas. La conclusión fue un saco de deuda que año tras año se debe pagar. El qué hacer con estas primas es un aspecto fundamental sobre el que se deberá profundizar en la realización de este proyecto.

Las primas al antiguo *régimen especial* (comprendiendo este término el conjunto de energías renovables más la cogeneración) comprenden gran parte del llamado déficit tarifario que vive el sector eléctrico español. Este déficit consiste en las deudas continuas del sector eléctrico a lo largo de los últimos años, que comenzaron con la entrada del Euro, etapa en la que el Gobierno decidió fijar los precios de la electricidad, siendo más

bajos que el precio medio de la Zona Euro. Esta fijación de precios, unida al incremento de los costes de generación, propició la aparición de este déficit.

Posteriormente, y como consecuencia de un déficit que aumentaba año tras año, el precio de la luz se disparó, llegando a subir un 70% en menos de 10 años, como se puede ver en la figura, para adecuar los ingresos a los costes.

Figura 2: Comparación del precio de la electricidad en España con el medio de la zona Euro



*Elaboración propia*

Esta medida de la subida de la luz no es más que unas de las propuestas llevadas a cabo por el Gobierno para superar el déficit. Estas soluciones resultan difíciles de conseguir pero su aparición es de absoluta urgencia vista la situación del sector eléctrico a día de hoy (tarifas altas de electricidad, malestar de las tecnologías renovables ante la medida de la *rentabilidad razonable* del Gobierno, estado crítico de los ciclos combinados y previsión de un estado similar en el caso del carbón...).

De este modo, en este proyecto se tratará de lograr unas soluciones que compensen este déficit tarifario, que desahoguen a los ciclos combinados, que sirvan de estímulo para una bajada del precio de la luz y que combatan el descontento de los inversores en tecnologías renovables.

# **Análisis económico - financiero del sistema eléctrico español**

**José Alejandro Moyano de Llano**

**Universidad Pontificia Comillas**

---

# Capítulo 1: Reseña histórica

---

Para entender la situación actual del sistema eléctrico español, se debe hacer un recorrido a lo largo de su historia, desde su creación en 1891 hasta la segunda década del siglo XXI. En este recorrido se puede ver como la situación del sector eléctrico ha seguido un patrón cíclico desde su creación, con momentos de esplendor y momentos complicados., que se tratarán de reflejar en este capítulo.

## 1.1. Último cuarto de siglo XIX

---

La chispa que prendió la mecha de la electricidad en España fue la importación en 1875 de una máquina Gramme por la Escuela de Ingenieros, utilizando una luz de arco para el alumbrado. Ese mismo año se presenciara el que sería el primer paso de la industria eléctrica española, con la construcción de una central eléctrica creada en Barcelona por los ingenieros Xifra y Dalmau, que sirvió para abastecer de electricidad a algunos establecimientos y talleres, como es el caso de la Maquinista Terrestre y Marítima, empresas metalúrgicas. La forma de distribuir la energía a estos establecimientos de la ciudad consistía de cuatro motores de gas de 50CV de potencia cada uno, que a su vez movían otras cuatro máquinas Gramme de 200VA.

Este sólo fue el primero de los muchos avances que se harían en la época. De la mano de ingenieros como Lluís Muntadas o Josep Mestre se divulgó la electrificación en España. De hecho, a mediados del año 1881 se creó la primera empresa eléctrica en España, que producía y distribuía electricidad a otros consumidores, además de construirse diversos aparatos eléctricos. Fue la Sociedad Española de Electricidad, fundada en Barcelona por Francisco Dalmau y Faura y su hijo, Tomás José Dalmau García, con un capital de 20 millones de pesetas. De la mano de dicha empresa llegó a España uno de los mayores avances del momento: era la primera vez que en España se utilizaba la energía eléctrica para el alumbrado público, a partir de la construcción de la primera central eléctrica en Madrid. No sólo la capital se vio favorecida por este avance, sino que también se llevó a cabo la electrificación de grandes ciudades españolas como Barcelona, Bilbao y Valencia, promocionadas por dicha empresa.

A partir de ese momento se produjo una expansión tal en la distribución de electricidad que se tuvo que regular la actividad eléctrica. Se promulgó el primer decreto ordenador de

instalaciones eléctricas en 1885 y tres años más tarde, en 1888, se publicó una Real Orden que prohibía la utilización de gas de cara al alumbrado eléctrico de los teatros españoles. A pesar de ello, el sistema eléctrico no era más que un sistema muy inmaduro que crecía a pasos agigantados, pero que tenía ciertas limitaciones. Una de ellas residía en la incapacidad a la hora de transportar energía eléctrica a larga distancia, teniendo que estar situadas las centrales eléctricas cerca de los mayores puntos de consumo.

## 1.2. Primeras dos décadas del Siglo

### XX

---

El auge de la actividad eléctrica fue tal a finales de siglo, que en el año 1901 ya se tenían 859 centrales eléctricas y una potencia total de 127.940CV. De esta potencia, un tercio se destinaba al consumo privado mientras que el restante 66% se destinaría al consumo público. Además, el anteriormente citado problema del transporte desaparecía a marchas forzadas, siendo España una de las naciones líder en el desarrollo del transporte. Fue en este país en el que se hizo la segunda red de transporte del mundo de una longitud de tres kilómetros. No habían pasado ni diez años cuando en 1909, ya se había producido una auténtica revolución debido a los siguientes cambios:

- Transmisión con altos voltajes
- Mejora del motor eléctrico
- Sobre todo, la generación con corriente alterna

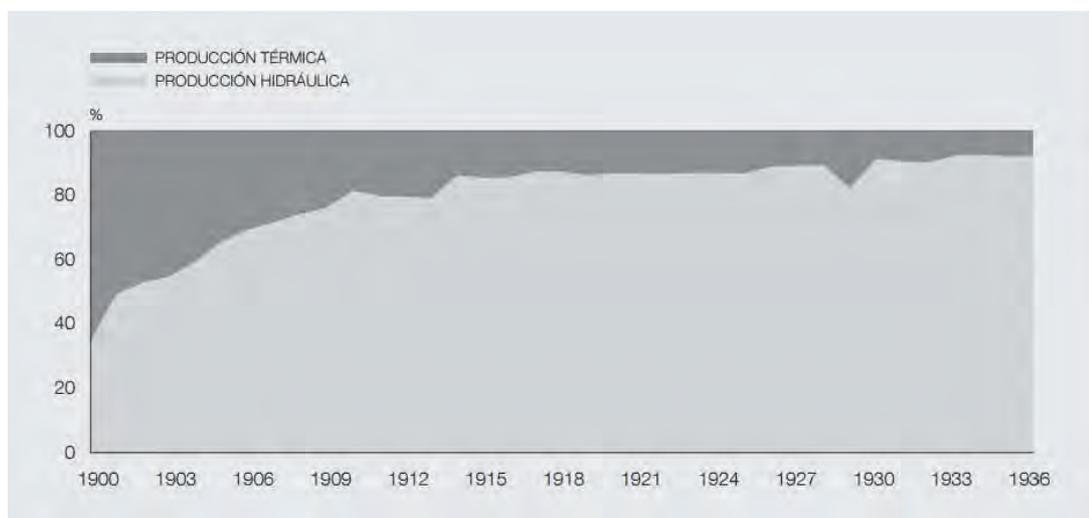
Estos altos voltajes permitieron pasar de los tres kilómetros de transporte que se pudieran hacer líneas de hasta 240 km (representando un aumento del 8000% en la distancia de transporte) como la que unía la central del Molinar en el río Júcar con Madrid. Con esa longitud y 66 kV de tensión, esta fue una de las líneas de mayor tensión y longitud de todo el mundo por aquel momento.

En general, las dos primeras décadas del siglo XX fueron especialmente importantes para el cambio del modelo energético español. En este tiempo, se produjo una auténtica revolución protagonizada por la hidroelectricidad, que tuvo como consecuencias una mejora de tanto el alumbrado público y privado como los transportes y la fuerza motriz para las industrias. Cabe destacar que ya por esa época la energía hidráulica tenía gran peso en el sector eléctrico (más de la mitad de la energía producida procedía de ella).

Este auge venía dado por la construcción de grandes centrales hidroeléctricas que suponían unos costes altamente superiores a las centrales que se tenían en aquella época.

Aumentaba el volumen de todo lo relacionado con la energía: las empresas eléctricas debían ser mayores y con más recursos para poder realizar esos esfuerzos adicionales que demandaba la construcción de este nuevo tipo de centrales hidroeléctricas. Este tipo de energía tenía una naturaleza que convirtió a la electricidad en un potente instrumento de jerarquización territorial, pues se fue configurando una organización del territorio desde lo local a lo nacional o peninsular.

Figura 3: Comparativa de la aportación de la energía térmica y la hidráulica a la producción nacional en el primer tercio del siglo XX



Fuente: bde.es

## 1.3. Años 30

El auge del sector eléctrico continuó hasta la década de los años 30, en los cuales el sector eléctrico se dividió en grandes grupos (los 10 más importantes ocupaban el 70% del sector), llegando a tener el sistema una capacidad 10 veces mayor que a principios de siglo. Esto se debió en gran parte a la gran inversión en obras hidroeléctricas, cuyos saltos de potencia necesitaban contratos de venta de su producción para tener cierta rentabilidad.

Antes de la guerra civil, España se caracterizaba por un exceso de oferta de electricidad en relación a una demanda creciente pero a niveles todavía bajos debido al poco desarrollo industrial del país. En España el auge en la demanda (mayoritaria en Cataluña, País Vasco y Valencia) era menor que el del resto de países europeos.

En esa época, el sistema eléctrico español vivía un crecimiento exponencial que parecía que nada podía frenar. A pesar de ello, la guerra civil (1936-1939) fue una barrera imposible de superar para este crecimiento del sector. Aunque se crearon durante esos años algunas centrales eléctricas, la realidad fue que la precaria situación que se vivía en España en aquel tiempo hizo imposible seguir con las grandes inversiones de cara al desarrollo del sector eléctrico; además del bloqueo económico realizado por las Naciones Unidas en esos años, que supuso un golpe para el desarrollo de la electricidad en España. En aquellos años se vivió una penuria energética que golpeó a la electricidad con mucha fuerza, a la vez que al petróleo. Si antes se podía decir que la oferta excedía en gran medida a una demanda que era todavía muy reducida por la falta de desarrollo industrial, a partir de la Guerra Civil la situación era completamente antagónica: en este caso, la demanda no se podía ver satisfecha por una oferta muy pobre, una situación que las autoridades franquistas no esperaban. Mientras que el problema con el petróleo consistía en asuntos del ámbito de la política exterior española, el problema relacionado con la electricidad era mucho más complejo.

## 1.4. Años 40

---

Una razón para el origen de este déficit de oferta en la posguerra residía en la destrucción de parte de las instalaciones de energía eléctrica durante la Guerra Civil. Esta situación descontrolada frenó en seco el ritmo ascendente del sector eléctrico por unos años. A modo de comparación, si bien se comentaba en este párrafo que la capacidad del sistema eléctrico español había crecido un 1000% en 30 años, de 1940 a 1944 sólo se produjo un 1,4% de crecimiento en cuanto a la potencia total instalada, empeorando todavía más esta situación en el año 1945. En cuanto a la producción, la situación fue todavía más crítica: de los 3272 GWh producidos en 1936 se pasó a 3111 GWh en 1939, suponiendo una reducción de 111 GWh, terminando esto con las posibilidades de satisfacer una demanda que seguía creciendo.

La situación económica no ayudaba a arreglar este caos, ya que la crisis que afectó a muchos sectores económicos provocó una inflación, sin adecuarse las tarifas a una nueva situación (estas tarifas se mantuvieron constantes desde 1933 a 1953), quedando sin revisión el Real Decreto de 1924 confirmado en 1933.

Resulta curioso ver cómo el sistema eléctrico español ha seguido un estado de salud cíclico a lo largo de sus años, repitiéndose incluso las causas de cada recuperación y cada caída. Este caso se podría asimilar (resulta subjetivo opinar sobre una única causa de una situación deficitaria) a la situación vivida en la primera década del siglo XXI y que se comentará más adelante. La creciente inflación llevaba consigo un aumento de los costes

de generación, transporte y distribución, entre otras, mientras la tarifa eléctrica se mantenía constante debido a la situación precaria que vivía España en la posguerra.

Los efectos de este desfase generado entre ingresos y costes, sumados a la necesitada situación económica del país, provocaron una paralización del sector eléctrico que seguía provocando una situación de cierta penuria energética. La demanda se disparaba, las tarifas estaban sujetadas y la inflación provocaba que ninguna empresa estuviera dispuesta a realizar ninguna inversión, llegando a una situación sin salida.

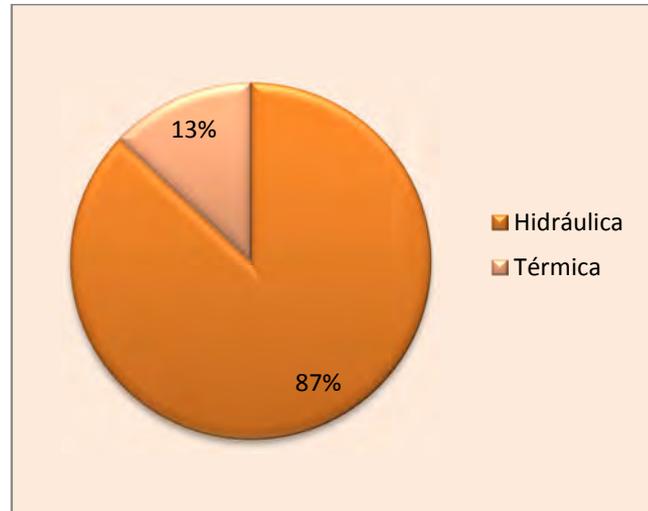
Esta situación preocupaba dentro del estado español y las medidas no ayudaban a ninguna mejora sustancial de esta situación. En el año 1945, muchas preguntas se hicieron acerca de cómo abastecer a toda la demanda de electricidad. En 1944 la demanda había crecido un 5,4% y no se había podido llenar las necesidades de los ciudadanos, con lo que los valores de crecimiento del 18, 22 y 27% en los años posteriores creaban todavía más dudas. El único medio, se pensaba, que podía salvar esta situación era la ampliación del parque eléctrico español con la construcción de más centrales, pero la construcción de estas centrales llevaba un mínimo de 4 años, un margen de maniobra que no se podía aceptar, ya que esta situación reclamaba a gritos una reacción inmediata.

El súbito aumento de la tarifa eléctrica no parecía una opción factible, por lo que se optó por estudiar la implantación de una red única de explotación. Así, las 17 empresas españolas más importantes (que implicaban alrededor del 80% del sector) se unieron para formar en 1944 una organización (UNESA) que coordinara la explotación del sector con el fin de abastecer toda la demanda existente. De esta manera, todas las empresas pasarían de trabajar por sus propios intereses (explotando sus recursos de manera independiente, haciéndose los transportes de las centrales de una empresa a sus propios comercios) a trabajar por un interés común: satisfacer las necesidades eléctricas de la población. Esto se haría mediante la interconexión de los sistemas regionales y la conexión con las centrales térmicas, mediante la tipificación de los materiales de cara a reducir los costes en la producción.

Desde 1945 a 1952, acabada la Segunda Guerra Mundial, en España la situación mejoraba paulatinamente pero no era suficiente. En la etapa autárquica que atravesaba España, tanto el intervencionismo por parte del Gobierno como el aislamiento internacional que sufría el país, marcaron el desarrollo del sector eléctrico español en esos años.

Mientras que la subida en la producción era de un 6,7%, el incremento de la demanda era significativamente más alto. Además, el bloqueo internacional sufrido en esos años impedía a España importar energía eléctrica. Esto llevó a los españoles a tener que racionalizar el consumo de electricidad en los años en los que la energía hidráulica producida no era lo suficientemente alta. Ese era precisamente el gran problema al que se enfrentaba el eléctrico español en aquella época: era mayoritariamente dependiente de la hidroelectricidad, y por tanto de las condiciones climáticas.

Figura 4: Potencia instalada en España en los años 40



Fuente: Elaboración propia

Por tanto, la solución residía en la construcción de un parque generador mucho más equilibrado. Parte de dicha solución tuvo su origen en la construcción de nuevas instalaciones de potencia térmica de carbón que harían a España ampliamente más independiente de las condiciones climáticas. Además, para suavizar estas consecuencias de este déficit del sistema, se construyeron pequeñas centrales móviles de 2,5 y 5MW (construidas en barcos para facilitar la movilidad).

## 1.5. Años 50

---

Esta situación crítica del sector daría un vuelco en el año 1951, cuando el Gobierno aprobó un nuevo sistema de tarifas, las Tarifas Tope Unificadas. Este sistema, que entró en vigor en el año 1953, suponía que los precios de la electricidad debían ser iguales en toda la superficie española. Esta unificación de tarifas no sería posible sin hacer una compensación a los mayores costes de la energía térmica y a las altas cargas financieras de las grandes construcciones. De alguna manera se adecuaron las tarifas eléctricas a lo que el sistema demandaba: los ingresos volvían a compensar los costes del sistema.

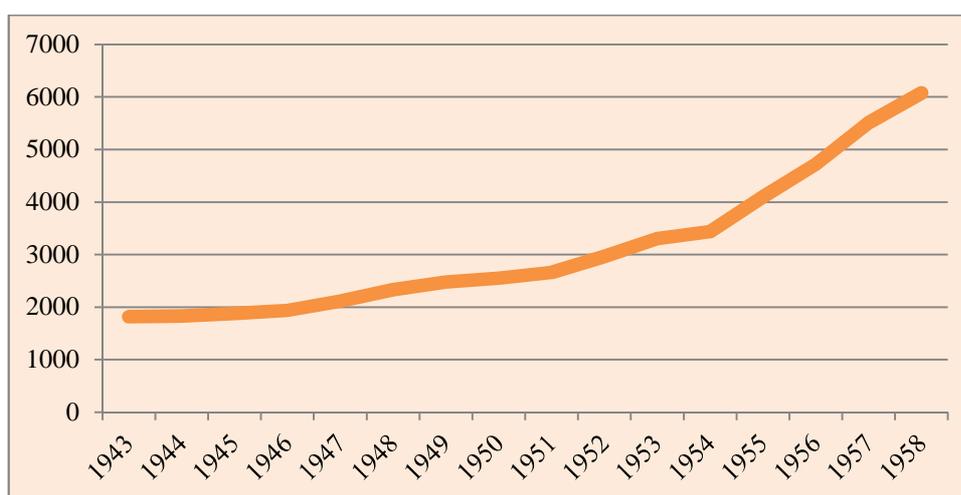
Como consecuencia de este hecho, la aplicación de este nuevo sistema de tarifas tuvo resultados positivos, puesto que incentivó la construcción de nuevas centrales, con lo cual esta mejora en la capacidad de producción derivó en una rápida y progresiva reducción

del déficit de la misma. Este “*efecto dominó*” provocó a su vez una consolidación y crecimiento de la economía, que conllevó una subida en la demanda eléctrica. Además, en estos años se vio la ventaja que suponía tener una red interconectada para atender instantáneamente a una demanda que iba en aumento, poniéndose la primera piedra para un gran desarrollo en este aspecto.

Como muestra de lo comentado anteriormente, se adjunta una gráfica con la evolución de la potencia instalada en superficie española desde 1943, el año anterior a la fundación de UNESA. En ella se puede apreciar que la aparición de dicha organización implicaba un tímido pero constante florecimiento de nuevas centrales eléctricas que aumentaban la potencia total instalada. A pesar de ello, el sistema necesitaba un golpe de timón, ya que este sutil aumento de la potencia instalada en ningún momento era suficiente para compensar toda la demanda existente.

A pesar de ello, es evidente la prosperidad vivida con la revisión del Real Decreto de 1924 para adecuar las tarifas eléctricas a los costes de generación, transporte y distribución de la energía eléctrica a partir de 1951. De una evolución lineal y prácticamente horizontal se pasó a una curva contundentemente exponencial que marcaba el inicio de una época de gran esplendor del sector eléctrico.

Figura 5: Evolución de la potencia instalada (en MW) en España de 1943 a 1958



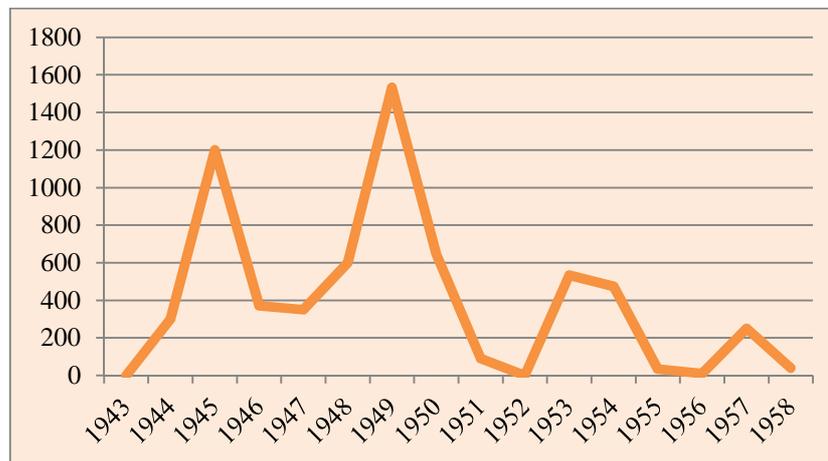
Fuente: Elaboración propia

Sin duda alguna, este afianzamiento del sector eléctrico en la década de los 50 tuvo consecuencias en las restricciones de energía sufridas por los habitantes españoles. Efectivamente, estas restricciones son mayores en años de sequía, en los que la

hidroelectricidad sufría dichas consecuencias, reduciéndose en aquellos años en los que las precipitaciones eran abundantes.

Se demuestra que tras la entrada de las Tarifas Tope Unificadas, estas restricciones disminuyen considerablemente, mejorando instantáneamente la salud del sector eléctrico. Los incentivos a la inversión en nuevas centrales eléctricas no sólo hacían que la potencia instalada subiera aumentándose la maniobrabilidad, sino que también implicó una cierta diversificación de la energía, que dependía en menor medida de la energía hidráulica con la implantación de centrales térmicas. Así, los años de sequía no tendrían una gran repercusión en la electricidad.

Figura 6: Evolución de las restricciones de energía en España de 1943 a 1958

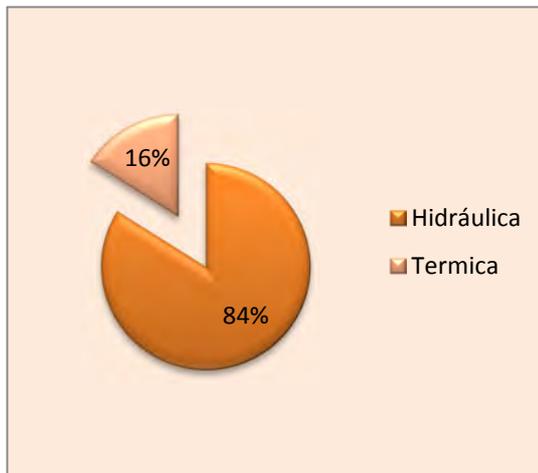


Fuente: Elaboración propia

## 1.6. Años 60

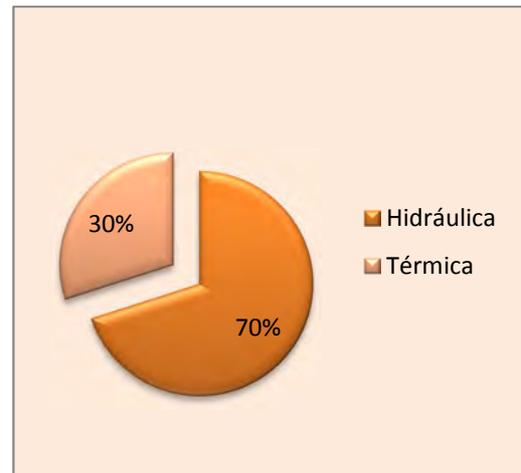
Desde principios de la década de los 60 hasta mediados de la de los 70, se produjo en España la etapa de mayor crecimiento del sector eléctrico, una etapa en la que el consumo de energía eléctrica aumentó significativamente. El hecho de que ya se superara por completo la profunda crisis económica que dejaron las décadas de los 30 y los 40 ayudó, junto con una mejor calidad de vida y mayor conciencia con respecto al medio ambiente, a este aumento del consumo.

Figura 8: Potencia instalada en España a inicios de los años 60



Elaboración propia

Figura 7: Potencia instalada en España a finales de los años 60



Elaboración propia

En estos años se crearon grandes centrales térmicas de 1000 MW, además de las primeras centrales nucleares. La primera central nuclear construida en España data del año 1968, y tuvo como lugar la localidad de Zorita de los Canes (Guadalajara). Estas centrales, con un funcionamiento constante y cercano a las 8000 horas al año, hicieron desaparecer por completo la ya por entonces escasa dependencia meteorológica de España.

## 1.7. Años 70

A la entrada de la década de los 70 seguía la ascendente marcha del sector eléctrico español. Así, mientras que en los inicios de la década de los 70 la potencia instalada en España era de 6600 MW, la década de los 80 se encontró con una potencia instalada de casi 18000 MW (representando un incremento del 300% en tan sólo una década).

Esta construcción repentina de centrales tanto nucleares como térmicas provocó un cambio absoluto en la estructura de generación e hizo que, a pesar de contar con más centrales, la hidroelectricidad, que suponía un 84% de la producción en 1960, representara a un 50% en la década de los 70. Un hecho reseñable además del carbón y la energía nuclear es el auge de la producción con fuel-oil, aprovechando unos valores del precio del petróleo que se mantenían constantes en aquel tiempo.

Por otro lado, se siguió con el trabajo de interconexión entre líneas de diferentes empresas y se construyeron las primeras líneas de transporte de 380 kV. Por aquellos tiempos, la potencia ya había llegado a valores cercanos a 23.000 MW y las líneas de alta tensión ya sumaban una longitud de más de 40.000 km.

A pesar de la situación positiva, España no olvidaba lo ocurrido 40 años antes y trataba de mantener bajo control la relación entre las inversiones en nuevas centrales y la demanda de energía eléctrica. Fue por este motivo por el que en 1975 se creó el primer Plan Energético Nacional (PEN) con tal de mantener bajo control dichas inversiones.

Anteriormente a dicho plan, el 23 de agosto de 1973 comenzó la primera crisis del petróleo, debido a un desorden del sistema monetario internacional y en especial, a la decisión de la Organización de Países Árabes Exportadores de Petróleo y miembros del golfo pérsico de la OPEP, de no exportar más petróleo a los países que habían apoyado a Israel durante la guerra de Yom Kippur, que enfrentaba a Siria y Egipto con Israel. Esta brusca subida en el precio del petróleo (se cuadruplicó de octubre a diciembre de 1973) afectó directamente al sector eléctrico, más aún cuando en los años anteriores se habían construido 8000 MW para la producción con petróleo. Estos altos precios del petróleo no bajarían hasta el año 1983.

Los expertos internacionales expresaban que para poder utilizar la energía de forma racional y se recuperara la estabilidad, los precios de la tarifa eléctrica deberían compensar los costes de producción. A pesar de ello, repitiéndose lo ocurrido en la posguerra, los costes de producción subieron en gran medida, mientras que la tarifa eléctrica, aunque también era más cara, no alcanzaba a compensar los costes del sistema, teniendo en cuenta dichas subidas únicamente la subida del precio del petróleo.

Debido al tiempo que llevaba construir dichas centrales, de 1973 a 1976, en plena crisis del petróleo, abrieron numerosas centrales que producían con combustibles derivados del petróleo. Este impulso propició en gran parte el auge de las centrales de carbón y las nucleares, que en dichos años fue extraordinario. A pesar de ello, y en contra de lo que se hizo en el resto de países, en España no sólo no se redujo el consumo de crudo, sino que aumentaba.

En el Plan Energético Nacional de 1979, fijado para los 8 años posteriores hasta 1987, fue el punto de inflexión en cuanto al consumo de crudo: a partir de ese punto, su consumo descendió al promoverse la diversificación energética. Precisamente, se promovió la aparición de las energías renovables y la cogeneración, que todavía eran de una potencia menor de 50MW. Para dicha promoción, era imprescindible permitir que estas plantas se pudieran conectar a la red de distribución, obligar a los distribuidores a comprar la energía sobrante y fijar un precio para proteger al cliente.

## 1.8. Años 80

El auge de las energías nuclear y de carbón en España entre los años 1980 y 1986 fue extraordinario, construyéndose 4.500 MW en 5 centrales nucleares y otros 5.000 MW con 14 nuevas plantas de carbón. Así, la aportación de las diferentes tecnologías de generación al sector eléctrico cambió drásticamente del año 1980 al 1985, creándose una auténtica revolución en lo que a tecnología nuclear se refería, con un aumento superior al 19% en detrimento fundamentalmente de las tecnologías térmicas, que perdían un 15% en relevancia dentro del sector eléctrico.

Figura 11: Potencia instalada en España en 1980

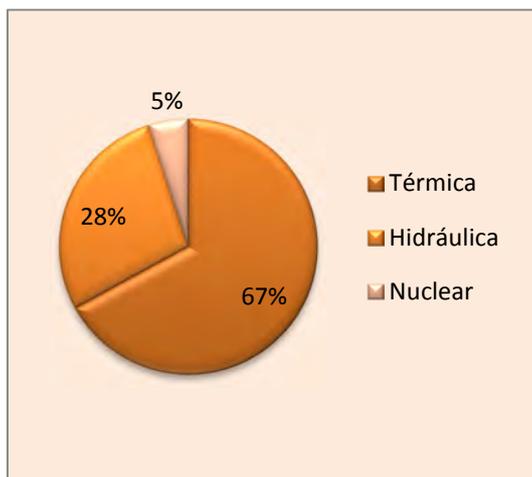
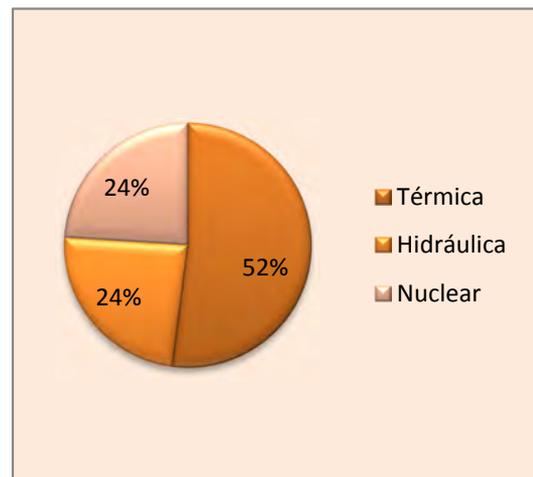


Figura 10: Potencia instalada en España en 1985



*Elaboración propia*

A pesar de ello, el año 1983 supondría un giro de 180° en cuanto a la tendencia de la energía nuclear. Desastres como los de Three Mile Island o Chernobil (aunque éste fuera posterior) levantaron a los ecologistas, profundamente antinucleares, y crearon un clima de rechazo a la energía nuclear dentro de la población. El repudio a esta energía llegó hasta tal punto que la organización terrorista ETA asesinó en 1982 a José María Ryan, ingeniero jefe de la central nuclear de Lemóniz. Utilizando dicha tendencia popular, Felipe González subió al poder con un plan de limitación nuclear.

De este modo, en el año 1984 tanto el Gobierno como las empresas que formaban parte del sector eléctrico firmaron un acuerdo de colaboración por el cual el Gobierno aseguraba una remuneración de la inversión realizada. Se realizó una revisión del Plan Energético Nacional (PEN). Esta revisión del PEN propició que se frenara totalmente la construcción de cinco centrales nucleares, siendo éste el inicio de la moratoria nuclear. Esta decisión política inutilizó una inversión de 729.000 millones de pesetas. Para compensar dichas inversiones, en 1997 se permitió el cobro de un porcentaje de esa inversión por parte de las eléctricas cada año hasta 2020, aunque la disminución de los tipos de interés y el incremento de la demanda hicieron que en 2006 se afirmara que en 2015 acabarían dichos cobros.

Otro acuerdo al que se llegó en 1983 es el de la nacionalización de la red de transporte; era necesario que se asegurara la optimización de la totalidad de las instalaciones de generación y transporte eléctrico, por lo que este acuerdo supuso la creación de Red Eléctrica Española para estar al cargo de la gestión del servicio público de explotación unificada del sector eléctrico español.

## 1.9. Años 90

---

Durante estos años en casi todos los países Europeos se mantenían las compañías eléctricas como un elemento regulado e intervenido por el Gobierno. La primera década de los años 90 serían por tanto los años de la llamada pre-liberalización del sector eléctrico.

La gran creación de nuevas centrales de generación años anteriores hizo que en la década de los 90 no se incrementara significativamente la potencia instalada. Parte de esa potencia instalada tenía como fin producir energía renovable y a partir de residuos; a partir de mediados de los años 90 a estas energías se las nombró „Energías de Régimen Especial“, una denominación que perduraría hasta el año 2013.

Además, se gestaron en estos años las dos compañías eléctricas de mayor importancia actual de España: Endesa (la fusión del grupo Endesa con Cia Sevillana de Electricidad, Fecsa, H. Cataluña y Eléctricas Reunidas de Zaragoza) e Iberdrola (producto de la unión de Iberduero e Hidroeléctrica Española).

El año 1996 trajo consigo un cambio de gobierno 14 años después, venciendo José María Aznar las elecciones del 6 de Mayo. A finales de año tanto las empresas eléctricas como el Ministerio de Industria y Energía firmaron el "Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del sistema eléctrico nacional". En esta nueva situación, tanto la distribución como el transporte de energía eléctrica se consideraron regulados, mientras se creaba un mercado competitivo en cuanto a la generación y la comercialización de la energía eléctrica.

Un año después, en 1997, se creó la Comisión Nacional del Sector Eléctrico con el fin de regular la actividad eléctrica y para comenzar con los derechos de cobro de las eléctricas por la moratoria nuclear de los años 80.

## 1.10. Primera década del siglo XXI

En el apartado regulatorio, la primera década del siglo XXI sería la etapa de la liberalización total del sector. La instalación de nuevas centrales era libre, además se tenía la libertad de elegir suministrador y los intercambios internacional también estaban liberalizados. Así pues, la situación era la siguiente: comercialización y generación estaban liberalizadas mientras que el transporte y la distribución eran todavía actividades reguladas. Así pues, las grandes empresas eléctricas españolas decidieron separar sus actividades (como es el caso de Iberdrola generación e Iberdrola comercializadora) y nuevas empresas surgieron como resultado de estas medidas.

Además de los cambios en el apartado regulatorio, el siglo XXI trajo de la mano en España una promoción exagerada de las energías renovables. Los gobiernos tanto de José María Aznar como, en especial, de José Luis Rodríguez Zapatero (nuevo presidente español a partir de 2004) apoyaron de manera quizá desmesurada las energías de régimen especial, más concretamente las renovables. Se puede ver de manera clara este auge de las energías de régimen especial en la siguiente comparativa:

Figura 13: Potencia instalada en España en el año 2000

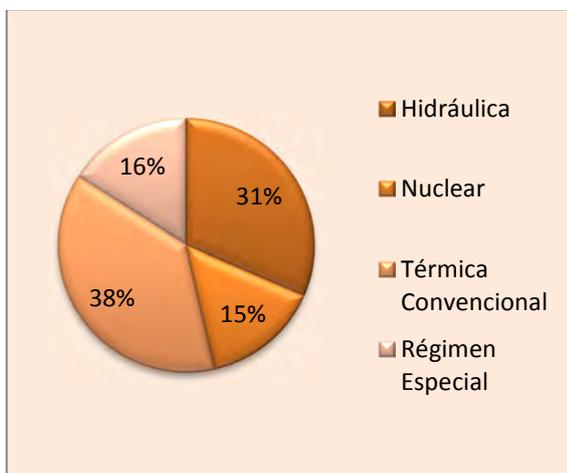
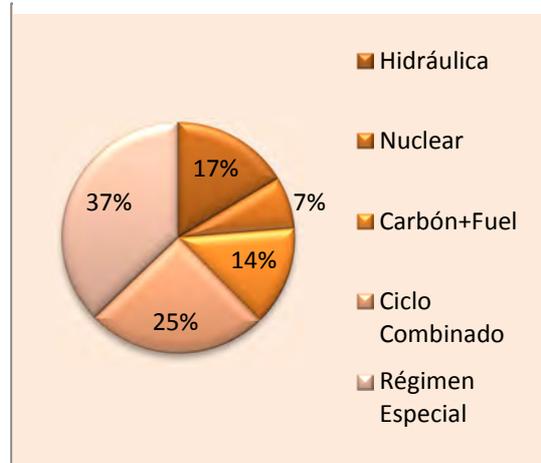


Figura 12: Potencia instalada en España en el año 2013



Elaboración propia

Durante la primera parte de siglo, el asunto del déficit tarifario salió a escena. La relación entre ingresos y costes no era de nuevo la adecuada: para unos costes excesivos, los ingresos no lo eran tanto. El asunto de las causas del déficit tarifario presenta una carga de subjetividad importante.

Por una parte los partidarios de las energías renovables culpaban al presidente Aznar de fijar las tarifas. Se presentaba el mismo escenario que tantas veces se había presentado en el último siglo: los ingresos no llegaban a compensar los costes del sistema. La inflación producida en la última parte de la década de los 90 y los primeros años del siglo XXI debería haber conllevado una subida del precio de la electricidad. A pesar de ello, las exigencias de la Unión Europea con la inminente llegada de la nueva moneda, el euro, hizo que las tarifas en España permanecieran fijas. La otra corriente de ideas baraja otro motivo originario del déficit tarifario: las primas a energías de régimen especial.

Si bien es cierto que la primera década y media fue desastrosa en términos de déficit tarifario, sí se ha de decir que el año 2015 abrió con la información de que el propio sistema eléctrico había registrado su primer balance positivo en 15 años, con un superávit de 150 millones de euros.

Esta cuestión del déficit tarifario, que ha llevado al sistema eléctrico español a una situación límite, se estudiará en mayor profundidad en el siguiente capítulo.

# Capítulo 2: El déficit tarifario

---

Uno de los grandes problemas que tiene que superar la economía española es la situación del sector eléctrico, un tema sobre el que hay opiniones divididas. En el ámbito político, la intervención de la Administración en los precios de la electricidad genera cierta discusión, ya que los ingresos de otras fuentes energéticas como el gas y los hidrocarburos no se ven influidos por decisiones políticas.

A su vez, otra cuestión que ha generado discusión es la de las causas que llevaron al origen del déficit tarifario en España, culpándose a las primas del antiguo régimen especial (fundamentalmente a la energía solar) y a la falta de adecuación de la tarifa eléctrica a los costes de generación.

En este capítulo 2 se tratará de abordar todos los puntos de vista acerca del origen del déficit, y se hará un cálculo introductorio del déficit tarifario de cara a ver qué aspectos afectan más al sector eléctrico y cuáles pueden ser las medidas adecuadas para frenar un déficit que escala sin tregua.

## 2.1. Definición del déficit tarifario

---

El déficit tarifario del sector eléctrico, originado en los primeros años del siglo XXI, consiste en la diferencia de los ingresos que las empresas comercializadoras perciben de los pagos de los consumidores y los costes reconocidos por el suministro de la electricidad. Estos costes están compuestos por el precio de la energía al por mayor, decidido por el mercado de generación de energía, y los costes regulados, marcados y controlados por el decisiones administrativas y políticas (dependiendo de la distribución, del transporte o de las polémicas primas al anteriormente conocido como régimen especial).

Realmente el déficit tarifario es por un lado un stock de deuda que va aumentando produciendo un déficit tarifario cada vez más grande. Por otro lado se puede ver como un déficit acumulado, que superaría los 30.000 millones de euros, independientemente de sus componentes o de su financiación. Este déficit en cierta medida lo deben pagar los

consumidores puesto que la Ley del Sector Eléctrico dice que la tarifa debe cubrir en todo momento los costes del sistema.

Sin embargo, aunque pueda parecer que esto redundaría en pérdidas de las empresas eléctricas, no es así. En realidad, esto ocurriría si no tuvieran en ningún caso garantía de recibir de vuelta la cantidad del déficit de tarifa, en cuyo caso acabarían quebradas. Sin embargo, ese déficit es financiado con deuda al figurar el déficit como un activo en las cuentas de las eléctricas, por lo que contablemente se podría decir que siguen teniendo beneficios.

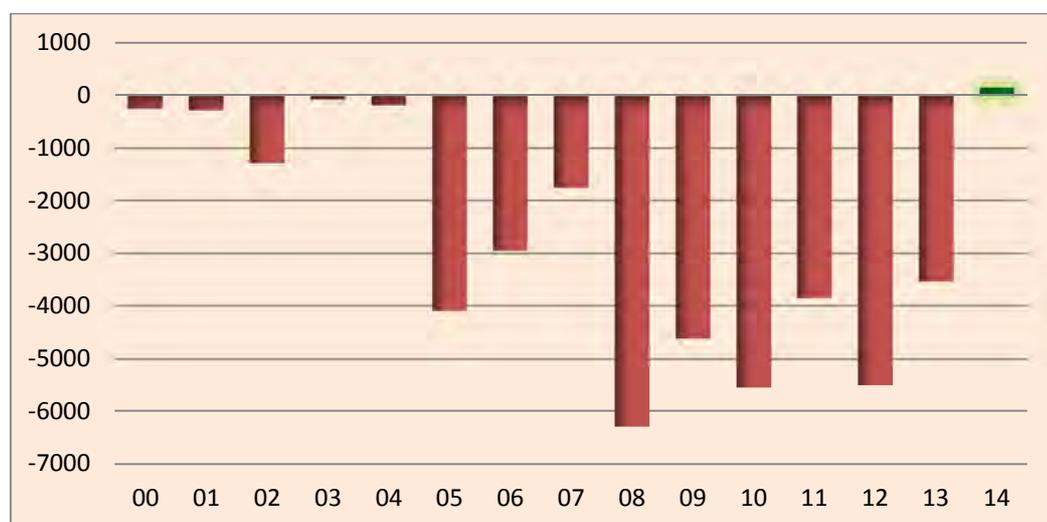
## 2.2. Evolución del déficit tarifario

El déficit tarifario se originó coincidiendo con los inicios del siglo XXI, siendo desde entonces, especialmente desde 2005, una rampa imparablemente ascendente hasta el año 2014, en el que el sector eléctrico español registró el primer superávit en 14 años.

A partir de 2014 se espera que el sector eléctrico registre superávit de manera continuada en los próximos años sin necesidad de subir el precio de la tarifa de la luz hasta 2020.

Según la Comisión Nacional de Mercado y Competencias (CNMC), el déficit tarifario ha seguido el siguiente patrón a lo largo de los últimos años:

Figura 14: Evolución del déficit anual del sector eléctrico en el siglo XXI

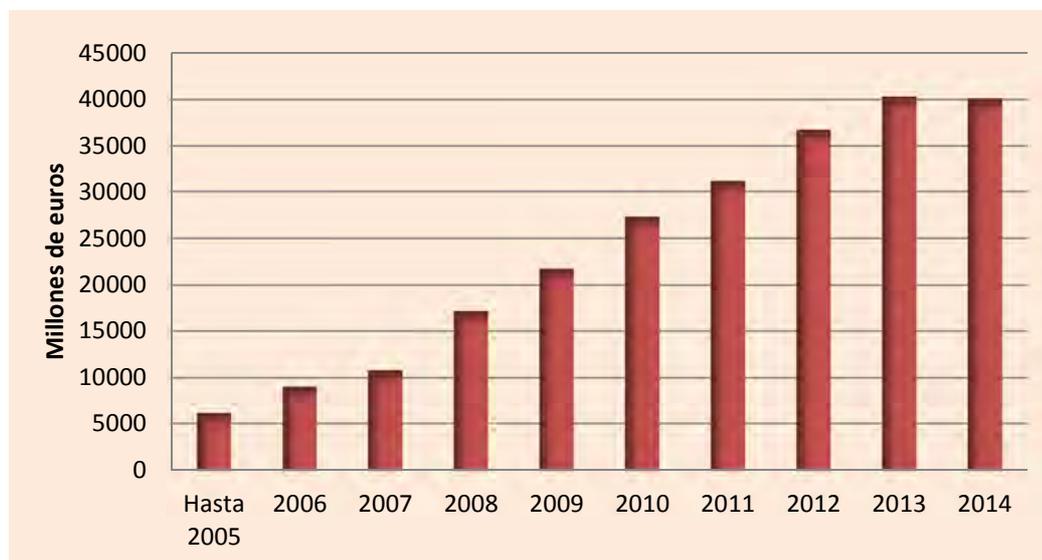


Fuente: cnmc.es, cne.es, abc.es. Elaboración propia

Hasta el año 2014, como se puede apreciar, en ninguno de los últimos 8 años se había podido mantener un crecimiento del déficit de menos de 1.000 millones de euros al año. Es decir, el problema no era sólo que este déficit no se estuviera reduciendo, sino que éste, como se puede ver en la figura 14, aumentaba a marchas forzadas, haciendo todavía más difícil el acabar con esta situación.

A pesar de que esta situación se revirtió en 2014, los medios no fueron aceptados unánimemente. Como se contará en este proyecto, el ministro de Industria José Manuel Soria limitó las rentabilidades de las energías renovables a un valor “razonable” de un 7,5%. Dicha medida provocó numerosas protestas, mayoritariamente desde el sector solar, que argumentaba que el Gobierno les había garantizado años antes rentabilidades superiores al 10%. Así pues, los inversores en energía solar argumentaban que esta medida implicaba que tuvieran pérdidas hasta el año 10 después de la inversión. Puede que dicha afirmación no sea del todo cierta, pero lo que es indiscutible es que las rentabilidades vistas por los inversores en fotovoltaica han caído drásticamente sin previo aviso.

Figura 15: Evolución del déficit acumulado del sector eléctrico español desde 2005 hasta 2014



Fuente: cnmc.es, cne.es. Elaboración propia

## 2.3. Causas del déficit tarifario

---

Cuando se habla de las razones que supusieron la aparición del déficit de tarifa, normalmente se habla de sucesivos errores de los gobiernos a lo largo de los últimos 50 años, especialmente a partir de los inicios del siglo XXI. A pesar de ello, el análisis de las causas exactas está sujeto a subjetividades que se tratarán de detallar en este apartado desde dos puntos de vista opuestos: la perspectiva convencional y la perspectiva *pro-renovables*.

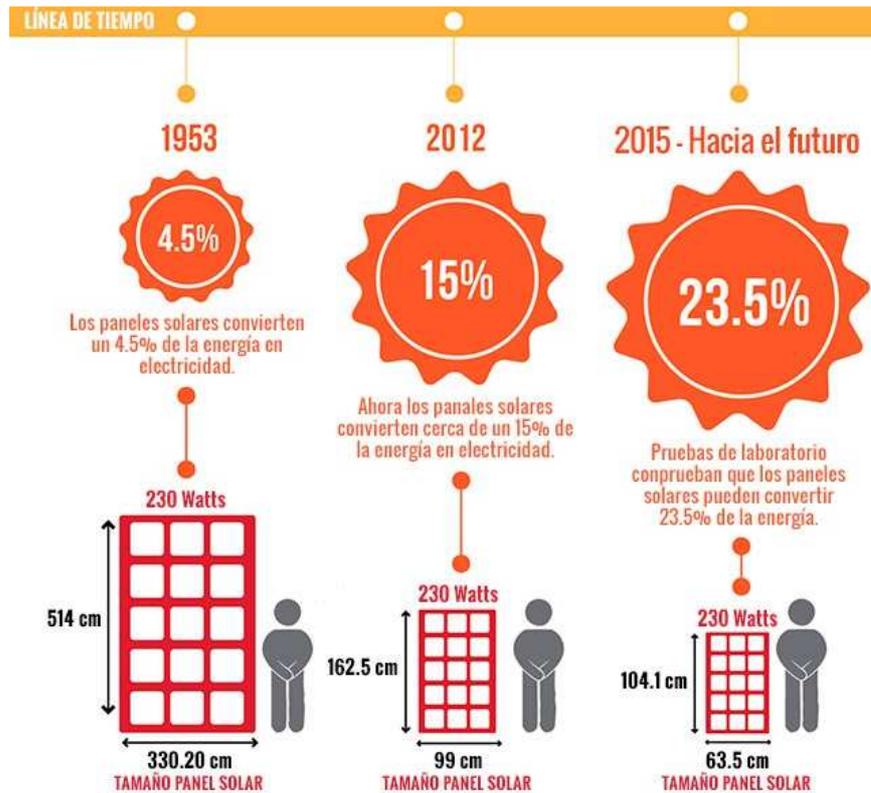
### 2.3.1. Perspectiva convencional

---

Por una parte, los productores convencionales consideran que la causa más definitiva es la falta de adecuación de la Tarifa de Último Recurso al incremento de los costes regulados (entre los cuales destacan las primas al régimen especial). Consideran por tanto que las primas que se entregaron a las energías de régimen especial eran disparatadas. Efectivamente, es cierto que la cantidad de primas era considerable teniendo en cuenta que energías como la eólica y en especial la solar fotovoltaica y la solar termoeléctrica no eran tecnologías suficientemente maduras. Se habla de madurez de una tecnología al referirse a la viabilidad económica más allá de la viabilidad técnica. De este modo, producir energía eléctrica a partir de energía solar es viable técnicamente, pero las excesivas primas, de unos 300 €/MWh producido, que hacen que difícilmente sea viable económicamente, son el motivo para considerar a la energía solar como una tecnología inmadura.

Es razonable, por tanto, pensar que antes de primar a estas energías inmaduras, se deberían haber llevado a cabo más investigaciones de cara a mejorar la eficiencia y en general el desarrollo de estas tecnologías; para ejemplificar, hay que tener en cuenta que la eficiencia en el año 2000 de un panel fotovoltaico era menor del 10%. Además, el tamaño de los paneles era mayor, el coste tanto de inversión como de explotación también lo era.

Figura 16: Evolución de la madurez de los paneles fotovoltaicos

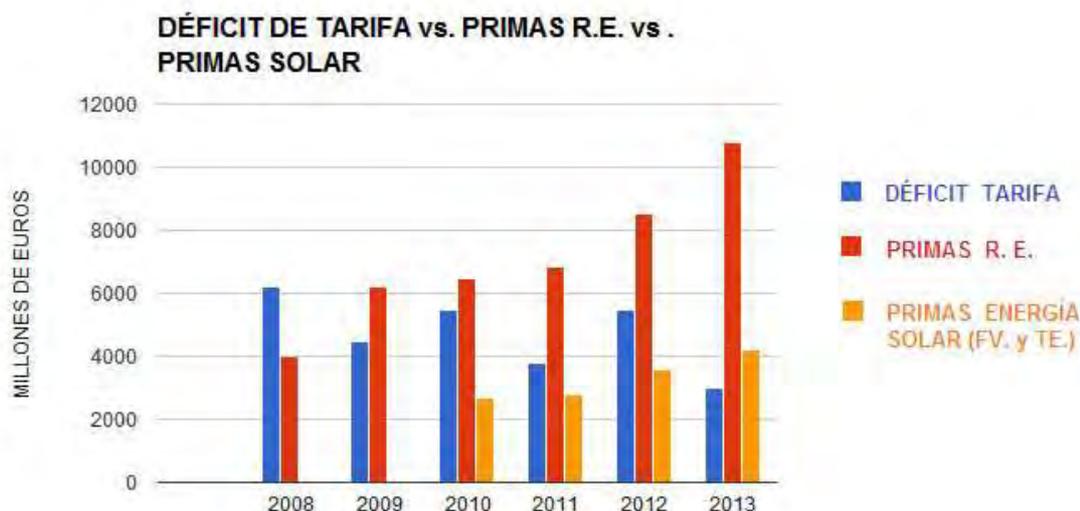


Fuente: veoverde.com

¿Qué cantidad de dinero se ha gastado en primar a las energías de régimen especial en los últimos años?

Es importante tener en cuenta estos números para poder tener una idea más general sobre lo que resultaría el balance económico del sector eléctrico en caso de no haber primado en tanta medida a las energías de régimen especial. A continuación se muestra una comparativa aproximada entre el déficit tarifario de cada año y las primas entregadas:

Figura 17: Evolución del déficit de tarifa anual, las primas al régimen especial y las primas a la energía solar desde 2008 hasta 2013



Fuente: desdeexilio.com

Resulta sorprendente ver cómo tan sólo las primas entregadas a la energía solar fotovoltaica y termoeléctrica superan incluso al valor del déficit tarifario del sector eléctrico. ¿Significaría esto que sin primas a la energía solar España tendría un superávit en 2013? En un análisis frío no cabe duda que la respuesta sería afirmativa. Aun así, la respuesta no es segura debido al indudable aporte positivo de las energías renovables al sector eléctrico, aunque lo que resulta fuera de toda duda es que España tendría una situación francamente más cómoda que la que tiene estos años.

Por tanto, se considera razonable colocarse entre los que opinan que el déficit tarifario es la consecuencia principal de unas primas desorbitadas a régimen especial. Desde un punto de vista subjetivo, se podría afirmar que España adelantó la implantación de dichas primas en exceso. Un ejemplo a seguir en este aspecto es el Reino Unido: a 2015 siguen siendo un país en el que la energía térmica gobierna el mercado eléctrico. A pesar de ello, aprovechando que se tienen muchos más datos, información y desarrollo de estas nuevas tecnologías de generación, las inversiones previstas en estos años en energía renovable, especialmente eólica, son descomunales, siendo este país uno de los países del mundo con más inversión planificada en energía eólica.

Hay que aclarar que los partidarios de esta idea no desmienten en ningún caso que el origen del déficit también haya sido ocasionado por la subida del precio de los hidrocarburos, pero en una medida mucho más despreciable que la implantación de las altas primas a régimen especial. Argumentan para basarse en ello que a partir de 2008 el

precio de los hidrocarburos se redujo y se siguió cargando con un déficit que seguía creciendo irremediablemente.

## 2.3.2. Perspectiva *pro-renovables*

---

Por otro lado los productores de energías renovables afirman que el déficit tarifario ya era de grandes dimensiones antes de la subida de las primas a dichas energías. Así argumentan que la causa principal fue la falta de adecuación de la tarifa eléctrica a la subida de los precios de generación de las energías convencionales, con influencia especial del precio del petróleo. Mientras la tarifa de la luz aumentaba un 2%, al nivel del IPC, los costes de generación ascendían de manera más considerable.

En los comienzos del siglo XXI, de cara a poder entrar en el modelo de moneda única (entrada en el Euro) propuesto en Europa, los países del sur europeo debían ejercer un duro control sobre la inflación. Así, en torno al año 2002 comienza una ola de liberalización en un elevado número de sectores para incrementar la competencia y así poder bajar los precios. Esta liberalización afectó, como se vio en el apartado histórico comentado anteriormente en el apartado 1.10, al sector eléctrico, quedando liberalizadas tanto la generación como la comercialización.

En el ámbito del sector eléctrico se produjo un acuerdo entre las empresas y el poder político para congelar la tarifa eléctrica a pesar del incremento de los costes, derivando esto en un saco de deuda pública oculta. De este modo, las eléctricas cobraban y el poder político podía vender como un éxito el control de la inflación. Desde entonces, los gobiernos de José Luis Rodríguez Zapatero y Mariano Rajoy se han visto incapaces de frenar la subida de este déficit.

Este caso no es más que la reproducción de los mismos errores que llevaron al sector eléctrico a una situación negativa (véase el caso de los años 40 en el apartado 1.4 en la página 23 y el de los años 60-70 en los apartados 1.6 y 1.7).

Además, se culpa a los errores de previsión de peajes por parte del Gobierno que crearían un déficit. La energía realmente consumida, medida en los contadores de los consumidores, es facturada a los peajes que fueron establecidos con anterioridad. Si el consumo real es distinto al previsto a la hora de fijar los peajes, los ingresos facturados serán diferentes, provocando en ocasiones déficit.

## 2.4. Cálculo del déficit de tarifa en 2013

---

El objetivo de este cálculo del déficit es el de ponerse en esta situación y tratar de examinar los diferentes componentes de dicho déficit y su aportación al sector. De este modo, se estará en mejor disposición de cara a llevar a cabo un análisis y tomar medidas para mejorar este problema que golpea al sector eléctrico desde el inicio del siglo XXI.

### 2.4.1. Cálculo de ingresos brutos:

---

El ingreso total por los **peajes de acceso** asciende a **14.022 millones de euros**. Este coste es consecuencia de los 239.676 GWh de consumo en España en el año 2013. Aunque estos ingresos son recaudados por las eléctricas, éstas lo dan al organismo regulador para que lo distribuya.

De estos peajes, **13.884,5 millones de euros** es pagado por los consumidores finales de electricidad, y **137,5 millones** son abonados por los productores de energía eléctrica. Este pago de los productores de energía se fijó en el Real Decreto Ley 14/2010, teniendo como razón la incidencia de los procesos de generación en los de distribución y transporte.

El hecho de que haya consumidores que carezcan transitoriamente de un contrato en el mercado libre hace que la energía eléctrica tenga que ser suministrada de igual manera y por tanto facturada por una comercializadora de último recurso. El precio a pagar será el correspondiente a la tarifa de último recurso sin discriminación horaria (lo cual supone alrededor de un 20% de subida en los términos). En total, estos excesos de ingresos sobre la TUR de dichos consumidores supusieron en el año 2013 unos ingresos de 34,2 millones de euros.

Sumando dichos valores, se llega la conclusión de que los **ingresos regulados brutos** son de 14.056.172.000€.

### 2.4.2. Cálculo de ingresos netos:

---

Parte de dichos ingresos han de ser destinados a otras organizaciones: alrededor de un 0,15% de estos ingresos se entregan a la CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia), en concreto una cantidad de 20,1 millones de euros.

Por otro lado, el dinero demandado por las empresas afectadas por **la moratoria nuclear** (ver apartado 1.8) son el destino de aproximadamente un 0,54% de los ingresos regulados (**71,5 millones de euros**). Además, otros **281 millones** son destinados a la compensación del déficit de 2005.

Por último, un fondo de 133.000€ es destinado a la financiación de actividades del **Plan General de Residuos Radiactivos**. Este plan consiste en un documento en el que el Gobierno establece la política en materia de gestión de dichos residuos y desmantelamiento y clausura de las instalaciones nucleares.

Todas estas cuotas comentadas suman un total de **372,2 millones de euros** lo cual deja el total de ingresos netos en un valor de **13.684 millones de euros**.

## 2.4.3. Cálculo de ingresos de liquidación de actividades reguladas:

---

- **Regularización ejercicios anteriores a 2010:**

Dicha regularización implica un importe a liquidar correspondiente al balance de ingresos y costes de ejercicios anteriores, y en relación con los distribuidores de venta de energía a tarifa, aislados en lo referente al cálculo analítico. En el año 2013, este valor es de **16,3 millones de euros**.

- **Corrección de medidas:**

Estos costes adicionales de un valor de **16,3 millones de euros**, son consecuencia de errores en los procedimientos de medidas que afectan a las instalaciones de régimen especial, que reciben unas primas diferentes. La corrección de medidas seguirá lo comentado en el Real Decreto 1110/2007.

- **Ingresos por la Ley 15/2012:**

La Ley 15/2012 está formada por medidas fiscales para la sostenibilidad energética. Los objetivos de dicha ley son el alcanzar una mayor sostenibilidad y conseguir un uso de la

energía más eficiente y respetuoso con el medio ambiente, en línea con lo dictado en la política fiscal, energética y medioambiental de la Unión Europea.

En el siglo XXI se comenzó a tener un especial interés en el apartado de la sostenibilidad y el medio ambiente: las emisiones de CO<sub>2</sub> eran excesivas, el calentamiento global comenzaba a amenazar con más fuerza y se necesitaba un golpe de timón para revertir esta situación.

Otro aspecto que formaba parte de la preocupación social fue el de los residuos radiactivos producidos por las centrales nucleares. Desastres como los de Chernóbil o Fukushima tuvieron una repercusión importante en la población, que demandaba más mano dura con este tipo de energía. A pesar de que la probabilidad de que se produzca un fallo en una central nuclear es mínima, las consecuencias podrían ser devastadoras. Así, uno de los ejes de esta reforma tributaria sería la internalización de los costes medioambientales derivados de la producción de la energía eléctrica y del almacenamiento del combustible nuclear gastado o de los residuos radiactivos. De esta suerte se incorporaron en cierta medida las preocupaciones sociales y medioambientales en la toma de decisiones del sistema eléctrico.

Con el fin de conseguir los objetivos citados, mediante esta Ley se regularon tres nuevos impuestos: por una parte, basándose en el valor de la producción de la energía eléctrica (alrededor de un 7%), en la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nuclear (unos 2190€/kg de metal pesado) y por último en el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas.

El ingreso por esta ley fue en el año 2013 de **2.616 millones de euros**.

- **Ingresos por subastas de CO<sub>2</sub>:**

Con el objetivo de la apuesta europea de 2020 y el protocolo de Kyoto (que implica una reducción del 20% en las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera), se ejercían compras de derechos de emisión que luego se podían vender si no se emitía tal cantidad de CO<sub>2</sub>.

A partir de 2013, este escenario cambió con la entrada de las subastas. De este modo, se asignaban gratuitamente 76,68 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>, vendiéndose el resto de toneladas por un sistema de subastas. Especial problema tenían las eléctricas, que no recibían asignación gratuita. De esta manera, las toneladas de CO<sub>2</sub> vertidas a la atmósfera supusieron en 2013 para las eléctricas costes de **373,1 millones de euros** por las emisiones de CO<sub>2</sub> de tecnologías como el ciclo de carbón o el ciclo combinado.

- **Primas del régimen especial:**

Esta sección es quizá la más tanto influyente como discutible del sector eléctrico. Como se comentó en el análisis de las causas del déficit del sector eléctrico (ver apartado 2.3), existen diversos puntos de vista acerca de estas primas.

Se llaman energías de régimen especial a las siguientes tecnologías de generación:

- Biomasa
- Hidráulica Renovable
- Eólica
- Solar Fotovoltaica
- Solar Termoeléctrica
- Cogeneración

Esta denominación de régimen especial desaparecería precisamente en 2013 con el fin de cambiar una situación que no era favorable para el sistema. Además se fijó la tasa interna de retorno de las tecnologías renovables en un 7,5%, impidiendo que haya tecnologías con TIRs excesivos. A pesar de ello, al estar ceñido el estudio al análisis del año 2013, se comentará la situación que se dio aquel año.

Con la Ley 54/1997 se fijó una libre competencia en el ámbito de la producción de energía. Esta ley pretendía tener como resultados tanto una mejora de la eficiencia energética como una reducción del consumo. Por tanto, en el régimen especial de producción, se cruzaban ofertas y demandas de electricidad, determinándose de ese modo el precio de la energía.

Con el Real Decreto 661/2007 se estableció un sistema de incentivos temporales para aquellas instalaciones que necesitaran más recursos para situarse en una posición competitiva dentro del mercado libre. Sumado a esto, la apuesta europea de 20-20-20 de 2020 animó a establecer dichas medidas. Esta apuesta tiene como fin que en 2020 las siguientes situaciones se cumplan:

- Emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) reducidas en un 20%
- Ahorro del 20% en consumo de energía
- Un porcentaje de energías renovables de un 20% de la energía total

En cuanto a la importancia de cada tecnología del antiguo régimen especial en estas primas totales, es conveniente apuntar que la energía solar (especialmente la fotovoltaica) es la que más primas necesita para ser competitiva, requiriendo aproximadamente 300€/MWh de prima, representando esta ayuda aproximadamente 7 veces lo que esta tecnología ingresa por sus ventas en el mercado. Como bien se ha comentado en las causas del déficit (ver apartado 2.3), estas primas a energía solar llegaron en el año 2013 a ser más altas que el valor total del déficit de tarifa.

Otras tecnologías, como es el caso de la eólica, la cogeneración o la biomasa, requieren una prima más razonable de aproximadamente 50€/MWh, un valor cercano a lo que ganan al vender su energía en el mercado de generación.

Las primas que se entregan para estos fines alcanzan los **9.306 millones de euros** provocando que los ingresos de liquidación de las actividades reguladas sean de **7.366,35 millones de euros**. Este valor, aunque positivo, resulta insuficiente para cubrir los costes tanto de las actividades reguladas como de otros costes que tienen la misma preferencia en su cobro que dichas actividades.

## 2.4.4. Cálculo de costes de actividades reguladas y otros costes liquidables

---

- **Transporte:**

A partir de la ley 17/2007, se estableció el modelo de transportista único dentro del sector eléctrico español. Este transportista (Red Eléctrica Española, REE) es el único titular de la red de transporte, y como gestor exclusivo de la red, debe presentar sus planes de inversión para cumplir con la planificación que se apruebe en cada momento.

La retribución del transporte se establece para compensar de alguna manera los costes tanto de la inversión como del mantenimiento, la operación y la gestión de la red. Por tanto, dicha retribución es la suma de las componentes necesarias para:

- Entregar una remuneración ligada al valor actual de las inversiones
- Recuperar los costes de operación y mantenimiento
- Incentivar la disponibilidad para mejorar la flexibilidad del sistema
- Incentivar para realizar mejoras en la eficiencia de las instalaciones

Estas retribuciones ligadas al transporte suman **1.604,4 millones de euros**, una cantidad bastante inferior a la que supone el ámbito de la distribución y la gestión comercial, visto en el siguiente apartado.

- **Distribución y gestión comercial**

Los gastos en gestión comercial son aquellos costes que suponen las actividades relacionadas con la calidad del servicio y la atención de los clientes (contratación de clientes, conexión, facturación, lectura...).

En cuanto a estos costes, cabe resaltar que la Comisión Europea situó a España como el país con más coste por cada kWh distribuido (6 céntimos por cada kWh). Este dato fue rebatido por las eléctricas, que han calificado este dato como “un dato alejado de la realidad”, ya que según ellos, se tomaron en cuenta partidas ajenas a la distribución de electricidad, como las anteriormente citadas primas al régimen especial.

A pesar de un coste alto según la Comisión Europea, la retribución de la distribución en España es inferior a la media europea (1,9 céntimos/kWh por 2,2 céntimos/kWh). Este informe, además, indica que el coste medio de la distribución por cada cliente es de 179 euros/año en España, un dato inferior a la media de 257 euros/año por cada cliente en Europa.

En total, los costes que suponen la distribución y la gestión comercial conjuntamente son de **4.699,4 millones de euros**. Además, la distribución DT11 (Disposición transitoria undécima) supone unos costes al sistema de **324.3 millones de euros**.

- **Calidad del servicio**

La calidad del servicio eléctrico es cada vez más importante en estos tiempos debido al cambio estructural del sistema y a las necesidades de los consumidores.

Por una parte, la potencia suministrada ha de tener una cierta calidad, que consiste en una adecuada forma senoidal de las señales, además de una frecuencia, magnitud y simetría adecuadas.

Además, el consumidor debe tener la posibilidad de entender de la manera más clara posible los aspectos relacionados con la instalación eléctrica de la casa, la potencia consumida y el precio de la electricidad entre otros. Para ello, debe recibir una información adecuada y ofertas de nuevos contratos. Asimismo, se deben instalar nuevos equipamientos eléctricos de cara a satisfacer en mayor medida las necesidades del consumidor.

Por último, en el caso de que el consumidor no esté satisfecho, se debe dar la posibilidad al consumidor de realizar una gestión de cara a presentar una reclamación.

En total los gastos destinados a proporcionar un servicio de calidad a los clientes alcanzan los **74,2 millones de euros**.

- **Bono Social**

El denominado Bono Social es un mecanismo creado por el Gobierno el 1 de julio de 2009 para principalmente proteger a los consumidores vulnerables añadiendo un descuento del 25% en todos los términos de la factura. Tendrán derecho al bono social aquellos ciudadanos que cumplan alguno de estos requisitos:

- ✓ Contar con una potencia contratada inferior a 3 kW en su vivienda habitual.
- ✓ Ser pensionistas 60 o más años de edad y recibir pensión mínima por jubilación, incapacidad permanente y viudedad.
- ✓ Tener 60 o más años de edad y ser beneficiario de pensiones del Seguro Obligatorio de Vejez e Invalidez y de pensiones no contributivas de jubilación e invalidez.
- ✓ Ser familia numerosa.
- ✓ Formar parte de una unidad familiar en la cual todos los miembros sean desempleados.

El bono social supone unos gastos al sistema de **200,9 millones de euros**, y su devolución supone **224,698 millones de euros**.

- **Desajuste de los ingresos para la revisión de la generación insular y extrapeninsular**

Esto implica una revisión del modelo retributivo de costes fijos y variables de las centrales generadoras situadas en Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla. El coste de este desajuste en 2013 tan sólo fue de **1.000€**.

- **Compensación insular y extrapeninsular**

Esta compensación de **1806 millones de euros** representa una retribución del extracoste de actividad de producción en los sistemas eléctricos no pertenecientes a la península con un régimen retributivo adicional.

- **Desajustes de ingresos:**

El importe de los intereses definitivos devengados se calculará mediante la adición de los importes totales de los intereses definitivos derivados de la aplicación del tipo de interés  $i_t$  en el año  $t$  a los derechos de cobro cedidos y no cedidos en el año  $t$ . El desajuste de ingresos tuvo la siguiente evolución de 2006 a 2012:

- Año 2006: 0
- Año 2008: 0
- Año 2009: 0
- Año 2010: **65,4 millones de euros**
- Año 2011: **26,3 millones de euros**
- Año 2012: **256,9 millones de euros**

- **Adjudicatarios de la segunda subasta del déficit ex – ante**

La creación del déficit ex – ante supuso el considerar como legal el cobrar, de manera incorrecta, un precio determinado a los consumidores menor que el teórico. La CNMC (antiguamente CNE) es el gestor de los déficits ex-ante, que se financian directamente en los mercados de capitales. En las subastas ex-ante se reconoce un derecho de cobro a estos adjudicatarios sobre los ingresos del sistema. Esto supone un coste (liquidable) de **96,4 millones de euros**.

- **Anualidad FADE**

Ante la negativa del Estado de pagar a las compañías del sector energético, se creó este mecanismo con el fin de avalar el déficit de tarifa. Esta anualidad es necesaria de cara a satisfacer los derechos de cobro cedidos al fondo, que serán recuperados en quince anualidades desde la fecha de cesión de cada uno de ellos al Fondo e incluida en los peajes de acceso como coste permanente del sistema. Esta anualidad se irá actualizando a medida que vayan teniendo lugar nuevas cesiones de Derechos de Cobro del Déficit Tarifario al Fondo de Amortización del Déficit Eléctrico (FADE). **1940 millones de euros** fueron destinados a esta causa en el año 2013.

- **Sistema de interrumpibilidad en mercado**

Debido a un pico extraordinario de demanda o un gran valle en la generación, se podría llegar a producir una situación de desequilibrio entre la oferta (generación) y la demanda, no pudiendo la generación satisfacer toda la demanda en un determinado momento. Para evitar dicho escenario, las grandes industrias (mayores consumidores de energía), que habrán previamente acordado dicho aspecto con el operador, deberán reducir su consumo por orden del propio operador del sistema (REE).

A cambio, estas industrias recibirán una retribución que en total en 2013 ascendería a **677,24 millones de euros**. Este servicio de interrumpibilidad (al que se acude tanto por motivos técnicos como económicos) aporta flexibilidad al sistema, pudiendo reaccionar de manera rápida ante cualquier circunstancia.

- **Imputación de la diferencia de pérdidas:**

La imputación de la diferencia de pérdidas asociada al cierre de la energía en el mercado de producción supuso pérdidas de **128,9 millones de euros**.

- **Balance del sistema de pagos por capacidad:**

Con el fin de incentivar tanto la inversión como la disponibilidad de generación surgieron los pagos por capacidad. Este instrumento regulatorio trata de cubrir así la demanda a horas punta sin que el precio de dicha energía extra sea excesivo, manteniéndose dentro de unos valores razonables en todo momento.

Estos pagos son imprescindibles para centrales con un funcionamiento limitado pero con una gran importancia dentro del sector. En el corto plazo garantizan flexibilidad ante demandas punta, mientras que a largo plazo apoyan la inversión rentable (al recibir unos mayores ingresos) y ayudan al mantenimiento de las centrales.

Cabe decir que no todas las tecnologías reciben estos pagos por capacidad: mientras que tecnologías como la nuclear la reciben, otras como la fotovoltaica no tendrán la misma maniobrabilidad y por tanto no se verán remuneradas en este aspecto.

Este sistema de pagos supuso en el año 2013 un valor de **609,5 millones de euros**. Contando con estos costes mencionados, el balance ya tendría un valor negativo, de **-3.924,8 millones de euros**.

- **Excedente del fondo de titulización:**

La titulización puede definirse como el proceso mediante el cual se venden ciertos derechos de crédito, actuales o futuros, de una entidad (entidad cedente) a los inversores en forma de valores negociables.

Los Fondos de Titulización de Activos (FTA) son patrimonios separados e integrados administrados por una sociedad gestora. En el ejercicio de 2013, el excedente del fondo de titulización fue de **901.106.000€**.

- **Intereses de la cuenta depósito de la CNMC y fondo del resto de calidad de servicio de 2008**

Estos intereses suponen ingresos de **7.241.000€** mientras que el saldo de la CNMC se representa en la tabla adjunta como una cantidad a pagar de **2.478.000€**. Además, el fondo del resto de calidad del servicio de 2008 da al sistema **18.000.000€**.

- **Pago del CESUR al OMIE**

El CESUR consiste en un método de compra y venta de energía se utiliza para las adquisiciones de energía eléctrica por parte de las CUR (Comercializadoras de Último Recurso), es decir, son contratos de energía para el suministro de último recurso. El pago del CESUR al OMIE (gestor del mercado mayorista de electricidad) es de **150.000 €**.

- **Diferencias retribución-recaudación**

La diferencia, positiva o negativa, que se produzca entre esta cuantía prevista para la retribución al operador del sistema y la resultante de la recaudación para el año 2013 será considerada como un ingreso o coste liquidable, y por tanto será incluida en el proceso de liquidaciones del sistema eléctrico gestionado por el órgano encargado de las liquidaciones, en la liquidación de cierre correspondiente al año 2014.

- **OS:** Son las diferencias retribución-recaudación del operador del sistema, es decir, Red Eléctrica de España, de **2,505 millones de euros**.
- **OMIE:** A partir de la Orden IET/3586/2011, la retribución del OMIE es asumida de igual manera por el conjunto de los generadores y por el conjunto de los comercializadores, consumidores directos en mercado y demás actuadores del mercado. Este coste es de **178.000 €**.

- **Orden de los tipos de interés definitivos de los déficit**

El tipo de interés definitivo que devengarán los derechos de cobro del déficit se calcularán como la suma del tipo de interés de referencia y el diferencial del año (IRS y CDS respectivamente) a un año de las cotizaciones de octubre, noviembre y diciembre del año anterior. Este valor total será de **30.390.000€** para el sector.

- **Revisión definitiva del sistema extrapeninsular en 2011**

La revisión definitiva del sistema extrapeninsular en 2011 implicó **98.594.000€** en gastos, mientras que los costes referentes a la ejecución de la sentencia de los Derechos de Emisión de 2006 alcanzó los **113.420.000€**.

Por tanto, y como conclusión de este apartado, se puede concluir que el déficit de tarifa aumentó en el año 2013 3.540 millones de euros, una cifra significativamente más baja que la correspondiente al ejercicio 2012 pero igualmente preocupante.

## 2.4.5. Derechos de cobro generados por el déficit de 2013

---

El déficit calculado generará unos derechos de cobro que supondrán un derecho a percibir un importe mensual de los ingresos de los quince años sucesivos, comenzando a contar desde el 1 de enero de 2014 hasta su satisfacción, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado.

Este valor del déficit es, de acuerdo con la liquidación complementaria de la liquidación provisional nº14 de 2013 del sector eléctrico de la CNMC a 26 de noviembre de 2014, inferior al importe máximo reconocido por la Ley24/2013 del día 26 de diciembre. Este importe es de 3.600 millones de euros, sin perjuicio de los desajustes temporales que se pudieran producir en el sistema de liquidaciones para dicho año.

Por consiguiente, no hay ningún desajuste temporal negativo en el año 2013, implicando esto que el valor definitivo del Déficit de 2013 es el que resulta de la liquidación complementaria, y por tanto, es igual al valor calculado anteriormente.

En cuanto al tipo de interés que se devengará, éste será calculado en el Real Decreto 1054/2014, que regula el procedimiento de cesión de los derechos de cobro del déficit del sistema eléctrico. En el caso de 2013, se definen dos periodos:

- Periodo inicial (desde el 1 de enero del 2014 hasta el 26 de noviembre del 2014): el tipo de interés es del 0,624%
- Periodo final (desde el 27 de noviembre del 2014 hasta el 31 de diciembre del 2028): el tipo de interés asciende al 2,195%

Por tanto, según dicta el artículo 4 del Real Decreto 1054/2014, se establece que las órdenes de peaje y los cargos que se aprueben cada año incluirán (asumiendo que son un coste del sistema) la cantidad anual a percibir en concepto de devolución de principal e intereses para satisfacer los derechos de cobro correspondientes al déficit de 2013. En el caso de 2014, esa cantidad fue de 250,518 millones de euros, mientras que en 2015 esa cantidad asciende a 277,761 millones de euros. En ambos casos, la anualidad será liquidada en 12 pagos iguales correspondientes a las liquidaciones 1 a 12 de cada ejercicio.

La clasificación de los titulares en el ámbito de los derechos de cobro viene recogida el artículo 9 del R.D. 1054/2014. Dicha clasificación pone a *Endesa, S.A* como titular inicial de más derechos de cobro con un 44,16%, seguida de *Iberdrola, S.A.* con un 35,01 y *Gas Natural S.D.G., S.A.* con un 13,75%. Cerrando esta clasificación aparecen *Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A.* y *EON España, S.L.* con un 6,08% y un 1% respectivamente.

# Análisis económico - financiero del sistema eléctrico español

José Alejandro Moyano de Llano

Universidad Pontificia Comillas

Tabla 1: Componentes y cálculo del déficit tarifario en el año 2013

CONCEPTO	Liquidación 2013 (miles de Euros)
Ingresos por facturación de tarifas de acceso de consumidores	13.884.456
Ingresos por facturación de tarifas de acceso de productores de energía	137.947
Ingresos facturados por Orden ITC/1659/2009	34.219
<b>INGRESOS BRUTOS</b>	<b>14.056.172</b>
Operador del Sistema	0
Operador del Mercado	0
Compensación de insulares y extrapeninsulares	0
Tasa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia	-20.076
Moratoria Nuclear	-71.553
Financiación de actividades del Plan General de Residuos Radiactivos	-133
Recargo para recuperar el déficit de ingresos de 2005	-280.396
<b>INGRESOS NETOS</b>	<b>13.684.014</b>
Primas a régimen especial	-9.306.575
Regularización de ejercicios anteriores a 2010	16.296
Corrección de Medidas	-16.285
Ingresos por la Ley 15/2012: sostenibilidad y medio ambiente	2.615.722
Ingresos por subastas de CO2	373.178
<b>INGRESOS DE LIQUIDACIÓN DE ACTIVIDADES REGULADAS</b>	<b>7.366.350</b>
Costes de transporte	-1.604.385
Costes de la distribución y la gestión comercial	-4.699.361
Costes de la distribución DT11	-324.341
Costes para calidad del servicio	-74.204
Bono social	-200.896
Estimación de sobrecostes SEIE 2011	0
Desajuste de ingresos de revisión de la generación insular y extrapeninsular	-1
Compensación insular y extrapeninsular	-1.806.000

# Análisis económico - financiero del sistema eléctrico español

José Alejandro Moyano de Llano

Universidad Pontificia Comillas

Desajuste de los ingresos del año 2006	0
Desajuste de los ingresos del año 2008	0
Desajuste de los ingresos del año 2009	0
Desajuste de los ingresos del año 2010	-65.402
Desajuste de los ingresos del año 2011	-26.322
Desajuste de los ingresos del año 2012	-256.946
Desajuste temporal de ingresos del año 2011	0
Adjudicatarios de la segunda subasta del déficit ex-ante	-96.435
Anualidad FADE	-1.940.082
Sistema de interrumpibilidad en mercado	-677.342
Imputación de la diferencia de pérdidas	-128.941
Balance del sistema de pagos por capacidad	609.483
<b>DIFERENCIAS</b>	<b>-3.924.825</b>
Excedente del Fondo de Titulización	901.106
Intereses de la cuenta depósito de la CNMC	7.241
Saldo de la CNMC	2.478
Fondo del resto de calidad del servicio de 2008	18.000
Pago del CESUR al OMIE	-150
Devolución del Bono Social	-224.698
Diferencia Retribución-Recaudación OS	-2.505
Diferencia Retribución-Recaudación OMIE	178
Diferencias definitiva 2008	-74.968
Orden de los tipos de interés definitivo de los déficits	-30.390
Revisión definitiva del sistema extrapeninsular en 2011	-98.594
Ejecución de la sentencia de los Derechos de Emisión de 2006	-113.420
Aplicación de la sentencia del Bono Social	0
Desvíos de la compensación de los sistemas insulares y extrapeninsulares	0
Fondo de Compensación definitiva SEIE 2010	0
Fondo del resto de la gestión de la demanda de 2005	0
Fondo del resto de la calidad del servicio de 2007	0
Saldo IDEA a 31 de diciembre de 2011	0
<b>BALANCE</b>	<b>-3.540.547</b>

# Capítulo 3: Análisis de las diferentes tecnologías de generación

---

Después de analizar las causas que llevaron en el año 2013 al sector eléctrico a una situación tan complicada, el siguiente paso consiste en el análisis de cada tecnología de generación con el correspondiente cálculo de la rentabilidad de cada una, de tal manera que se podrán sacar conclusiones para variar las primas entregadas a ciertas tecnologías o tomar alguna decisión adicional.

Especial importancia tendrá en este análisis el estudio de la rentabilidad de las energías renovables y la cogeneración. Como bien se contó en el capítulo 2, muchas acusaciones sobre el déficit del sector eléctrico se centran en las primas al antiguo régimen especial.

Para los ingresos de mercado se recurrió a un programa de *Matlab* con el cual se exportaron datos de la sección *ESIOS* de la página web de Red Eléctrica de España, en el cual se puede ver la energía vendida por cada tecnología a cada hora del año.

Dicha sección no tenía en cuenta las tecnologías solar, eólica, de biomasa y de cogeneración, ya que se contaban en un conjunto como Régimen Especial (denominación ya extinguida), por lo que para estas tecnologías se utilizan métodos diferentes para el cálculo de los ingresos.

En cuanto a los costes, se recurrirá a numerosas fuentes, tantas como sea posible, para confirmar los datos obtenidos. Se dará especial importancia a las webs que contengan un estudio comparativo de varios informes, de cara a dar más validez a los datos.

Las tecnologías a estudiar en este proyecto son las siguientes:

1. Energía Nuclear
2. Energía Solar Fotovoltaica
3. Energía Solar Termoeléctrica
4. Energía Eólica
5. Energía Hidráulica No Renovable

6. Energía Hidráulica Renovable
7. Energía de Biomasa
8. Energía de Ciclo Combinado
9. Energía de Ciclo de Carbón
10. Energía de Cogeneración

## 3.1. Energía Nuclear

---

La energía nuclear es aquella tecnología basada en la fisión de los núcleos de uranio. La generación de energía eléctrica se produce cuando dicha fisión produce un vapor que posteriormente se turbinan para producir electricidad.

La energía nuclear es una de las tecnologías que más discusión han generado a lo largo de los últimos años. Mientras que los críticos afirman que este tipo de energía nos expone a un posible desastre como ya ocurrió en Chernóbil o Fukushima, los defensores de la nuclear afirman que el riesgo de que se produzca un desastre como estos es prácticamente nulo.

En España normalmente se ha sido muy crítico con la energía nuclear, hasta el punto de cancelar la construcción de centrales nucleares en los años 80 produciendo una moratoria que se sigue pagando a día de hoy. La radiación artificial que producen las centrales nucleares es sin duda el mayor argumento en contra de esta energía; y a pesar de que el riesgo de que se produzca un accidente nuclear es mínimo, los detractores de esta energía afirman que siempre están expuestos a desastres naturales.

Por otro lado, se ha de decir que la energía nuclear es la fuente de energía más constante., con aproximadamente 8000 horas de trabajo anuales. Así pues, con una potencia instalada pequeña (un 7,2% de la potencia total instalada en España) se consigue generar mucha más energía (21,8% de la energía producida en España), por lo que esta tecnología es altamente eficiente.

## 3.1.1. Energía producida y factor de planta

---

Del año 2012 al 2013, año de estudio, se produjo una reducción de la energía producida por las centrales nucleares. El motivo principal de esta repentina reducción fue la inactividad de la central nuclear de Santa María de Garoña, central con una potencia de 460MW, cesando su producción a partir del 16 de diciembre de 2012 y quedando desacoplada de la red eléctrica nacional. Es por ello que en el cálculo de ingresos y costes, la potencia instalada se tomará como 7406 MW y no el dato oficial de 7866 MW. Así pues, la comparativa entre los años 2012 y 2013 de cara a los cálculos de este proyecto es la siguiente:

*Tabla 2: Potencia instalada, energía producida y horas equivalentes anuales de funcionamiento de las centrales nucleares en 2012 y 2013*

FOTOVOLTAICA	Energía Producida	Potencia Instalada	Horas equivalentes
Año 2012	61.470 GWh	7.866 MW	7.815h
Año 2013	56.827 GWh	7.406 MW	7.673h

*Elaboración propia*

De este modo, el factor de planta utilizado para el estudio será de un 87,6%, con 7.673 horas equivalentes de funcionamiento al año.

## 3.1.2. Ingresos

---

Según los datos de los ingresos de mercado recogidos con la exportación de datos de Red Eléctrica de España con el programa *Matlab* con las horas de funcionamiento con el pool más bajo, con nulas primas y con pago por capacidad, se llegó a la conclusión de que los ingresos en dichos años fueron:

Tabla 3: Ingresos de la energía nuclear en los años 2012 y 2013

ENERGÍA NUCLEAR	Año 2012	Año 2013
Ingresos Mercado (millones de €)	2.768,92	2.385,45
Energía Producida (GWh)	61.470	56.827
Precio de mercado (€/MWh)	45,05	41,98
Ingresos Anuales por Primas (€)	0	0
Primas (€/MWh)	0	0
Ingresos Mercado + Prima (€/MWh)	45,05	41,98
Ingresos Mercado + Prima (millones de €)	2.768,92	2.385,45
Pagos por Capacidad (€/MWh)	6,05	5,25
Ingresos Pagos por Capacidad (millones de €)	371,89	298,34
Ingresos Anuales Totales por MWh (€/MWh)	51,10	47,23
Ingresos Anuales Totales (millones de €)	3.140,81	2.683,79

*Elaboración propia*

Como señala la *Tabla 3: Ingresos de la energía nuclear en los años 2012 y 2013*, los datos obtenidos para los ingresos fueron:

- **Ingresos 2012:** 51,10 €/MWh para un ingreso total en el año 2012 de 3.140,81 millones de euros.
- **Ingresos 2013:** 47,23 €/MWh para un ingreso total en el año 2013 de 2.683,79 millones de euros.

## 3.1.3. Costes de explotación

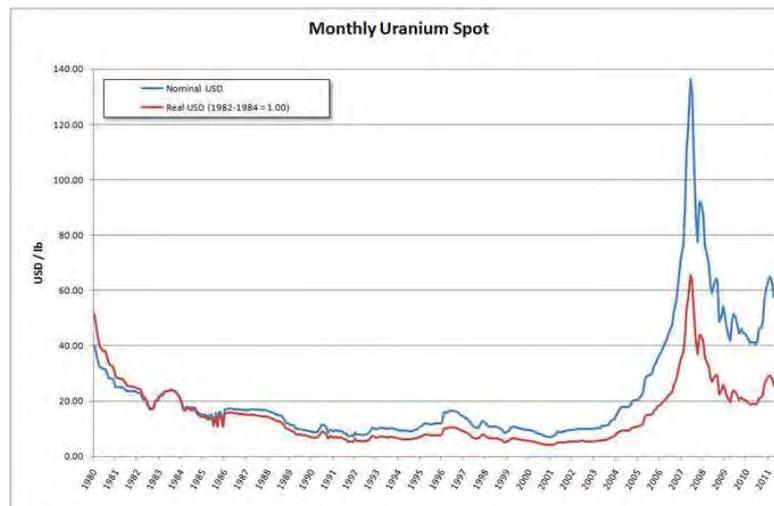
### 3.1.3.1. Costes variables de explotación

Los costes variables de la energía nuclear se centran principalmente en el combustible utilizado: el uranio. Éste es un combustible del que es posible sacar una gran rentabilidad, ya que 1 kilogramo de uranio sería suficiente para producir una energía de aproximadamente 500 MWh, por lo que para producir energía un año con una potencia de 1 MW, se necesitarán únicamente 15 kilos de uranio.

Así pues, la utilización de un kilogramo de uranio producirá la misma energía que 16 toneladas de carbón.

El coste del uranio ha ido variando a lo largo de los años en un rango de valores más o menos estables salvo en los últimos años de la primera década del siglo XXI, como se puede apreciar en la gráfica adjunta:

Figura 18: Evolución del precio del uranio



Fuente: inbestia.com

Es importante el hecho estos costes variables de operación de las centrales nucleares sean prácticamente nulos, ya que repercuten en unos precios de venta de energía nulos o muy cercanos a cero. Por tanto, al ser una energía muy barata, siempre que una central nuclear esté en condiciones de entrar en el mercado, lo hará. Tan sólo se echará en falta la aportación de una central nuclear al mercado de energía eléctrica cuando se esté realizando una prueba de mantenimiento de la misma. Así pues, los factores de planta de la tecnología nuclear rondan el 90%.

Con los datos obtenidos, se puede afirmar que los costes variables de operación de las centrales nucleares serán de 0,56 dólares por MWh. Asumiendo una relación dólar-euro de 0,9 (actualizada a Mayo de 2015), **el coste variable sería de 0,50€/MWh.**

Finalmente, extrapolando este dato al coste anual que supondría 1 megavatio instalado de una central nuclear, quedaría un coste de **3.861€/MW.**

## 3.1.3.2. Costes fijos de explotación

Se supondrá que, al ser la nuclear una tecnología madura en España, la nuclear implica bajos costes de mantenimiento. A partir de esta suposición se verá que el coste fijo será de 46.539 €/MW.

## 3.1.4. Costes de inversión

Así mismo, suponiendo que los costes de inversión, así como los de explotación, son muy bajos debido a la madurez de la energía nuclear en España, se escogerá la situación que implique unos costes menores, de tal manera que el coste será de unos 3,21 M€.

Tras estos resultados, concluimos que los datos económicos que implementaremos en el cálculo de la rentabilidad de la energía nuclear serán los mostrados a continuación:

Tabla 4: Ingresos y costes de la energía nuclear

Ingresos	47,23€/MWh = 362.395,79€/MW
Costes de inversión	3.213.000€/MW
Costes variables de explotación	0,50€/MWh = 3.861€/MWh
Costes fijos de explotación	6,3€/MWh = 46.539€/MW
Costes totales de explotación	6,53€/MWh = 50.400€/MW

Elaboración propia

## 3.1.5. Impuestos

- En primer lugar, el primer impuesto que se tendrá que tener en cuenta en el caso de todas las tecnologías de generación será el impuesto sobre el Valor de la Producción eléctrica, que supone un 7% de impuestos para todas las tecnologías sobre el valor de la producción:

$$0,07 * 7.722h * \frac{41,98\text{€}}{\text{MWh}} = 22.691,87\text{€/MW}$$

- A su vez, no se considera la energía nuclear como una fuente de emisiones de CO<sub>2</sub>, por lo que en ningún momento debe ejercer la compra de los derechos de emisiones de dióxido de carbono. A pesar de ello, el gran problema que envuelve a la energía nuclear es su tratamiento de los residuos radiactivos, el cual supone a las centrales un coste de impuestos adicional por dichos residuos radiactivos. Este coste será de 2190€ por cada kilogramo de material pesado utilizado para la producción de la energía. Suponiendo que 1 kilogramo de Uranio-235 es suficiente para la producción de 500 MWh, el coste que tenga una instalación de 1MW será de:

$$\frac{2.190\text{€}}{kg_{\text{uranio235}}} * \frac{1kg_{\text{uranio235}}}{500 \text{ MWh}} * 1\text{MW} * \frac{7.673h}{1\text{año}} = \frac{33.607,74\text{€}}{\text{MW} * \text{año}}$$

Uniendo este coste al impuesto por utilización de residuos radiactivos, según *cnmc.es*, el impuesto del año 2013 ascendió a 269,90 millones de euros. Dividiendo este importe entre la potencia instalada en el año 2013, resultará el impuesto equivalente por MW. En este caso, el impuesto es de 36443,42€/MW.

## 3.1.6. Rentabilidad

---

El estudio realizado a 25 años de la instalación de 1MW de energía nuclear da como resultado una tasa interna de retorno (TIR) de un **3,61%**. Con estos datos se podría llegar a afirmar que es rentable invertir en energía nuclear en nuestro país.

El hecho de que el estudio se realice a 25 años cuando la vida útil de una central nuclear se encuentra en torno a los 40 años es debido a que se pretende buscar una relación entre las rentabilidades de las tecnologías, por lo que se quiere utilizar la misma cantidad de años en el análisis de todas las energías. Si bien es cierto que la amplitud del flujo de caja, menor que la vida útil de las centrales nucleares, puede desvirtuar en cierto modo la rentabilidad en toda la vida útil, en ningún caso podría ser el caso de un cambio drástico en la rentabilidad de dicha tecnología. En este caso, si se ampliara a 40 años la amplitud del flujo de caja, el valor del TIR sería de un 5,40%.

Este dato del TIR contrasta con una situación que explica Endesa en su informe “*Situación económica de la generación nuclear*” en el que admite pérdidas en la cuenta de resultados de la compañía en su parte nuclear de unos 91 millones de euros. Dicha protesta se fundamenta en el cambio sufrido en la rentabilidad de las centrales nucleares a partir de la liberalización del sector eléctrico. A partir de entonces, según Endesa, los costes se han visto multiplicados y los ingresos de la energía, carentes de los llamados

# Análisis económico - financiero del sistema eléctrico español

José Alejandro Moyano de Llano

Universidad Pontificia Comillas

---

*windfall profits* (beneficios caídos del cielo) y cuya cantidad total la forman los ingresos de mercado, no son capaces de compensar dichos costes.

A pesar de ello, según resultados de este estudio, se puede concluir que en España a día de hoy es rentable invertir en energía nuclear.

## 3.2. Solar Fotovoltaica:

---

La tecnología solar fotovoltaica consiste en la transformación de manera directa de la energía solar en energía eléctrica a través de unas materiales semiconductores que permiten dicha transformación, denominadas células solares. Existe una gran variedad de instalaciones fotovoltaicas: por un lado se ha de realizar la distinción entre la instalación en suelo y en tejado; por otro, se ha de distinguir entre instalaciones sin seguidores y con uno o dos seguidores. La implantación de estos seguidores hace que aumente la producción al orientarse los paneles de tal manera que los rayos solares incidan perpendicularmente al panel. En el caso de estudio se estudiará el caso de una instalación en tejado con un seguidor.

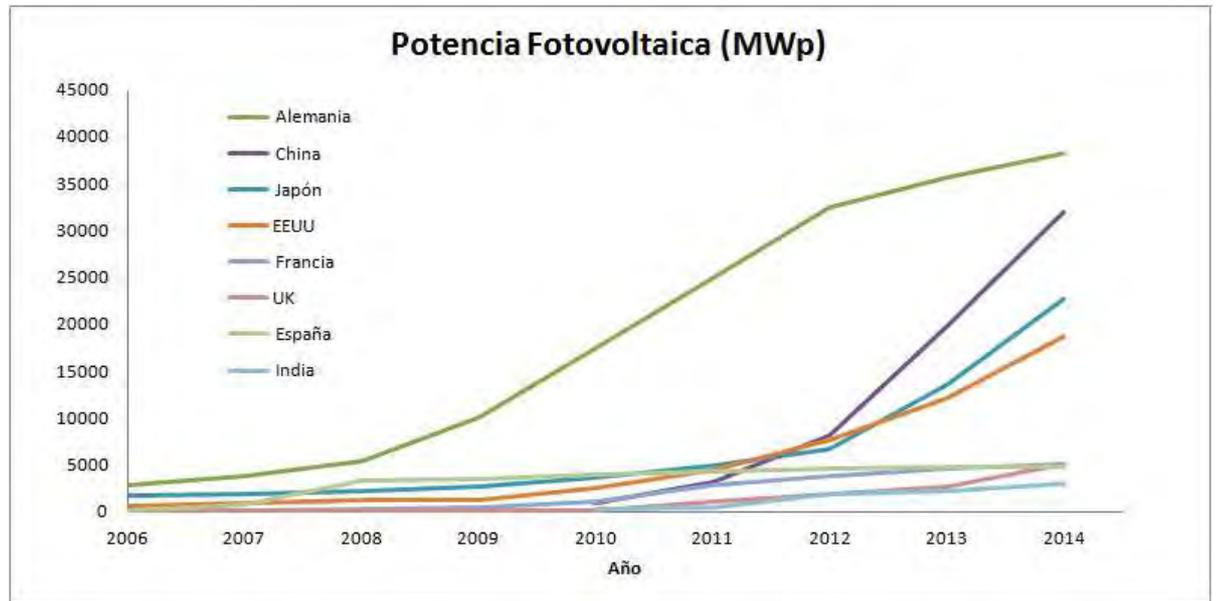
La tecnología solar fotovoltaica es la tecnología que más primas recibe, con una prima recibida de más de 300 €/MWh, 8 veces superior a lo que ingresa por la venta de energía en el mercado. Este hecho convierte en el centro de muchas discusiones acerca del origen del déficit tarifario. El hecho de que en conjunto la generación solar haya recibido en 2013 más primas que el total del déficit tarifario en ese año muestra que realmente se está haciendo un gran esfuerzo por dar protagonismo a este tipo de tecnología de generación.

España ha tenido una política francamente diferente a otras naciones como el Reino Unido. Mientras que España apostó de manera desmesurada por la tecnología solar hace unos años, en un momento en el que la solar era una tecnología francamente inmadura; el Reino Unido hizo lo propio a partir de 2013, en unos momentos en los que la tecnología solar era más avanzada y suponía unos costes fijos y variables más bajos. En la figura mostrada a continuación, se ve que el Reino Unido, con potencia instalada nula en 2010, a 2014 tiene la misma potencia instalada que España.

Tal y como se puede apreciar en la figura, la inversión de España en energía fotovoltaica, si bien no se puede comparar con la inversión alemana, fue muy alta sobre el año 2008, siendo una potencia mundial en esos años en esta tecnología. A pesar de ello, mientras la solar fotovoltaica ha seguido instalándose en Alemania a un ritmo constante, en España se ha estancado la producción totalmente.

Por otra parte, naciones como China, Japón y Estados Unidos, con potencias instaladas menores que España en el año 2008, en el año 2014 incluso llegan a tener una potencia 6 veces superior a la potencia instalada en España. Además, la tendencia es ascendente en el caso de estos países mientras que la tendencia de España es de claro estancamiento, lo cual implica que la diferencia en los próximos años será mayor.

Figura 19: Evolución de la potencia fotovoltaica instalada en los países adjuntos



Elaboración propia

## 3.2.1. Energía producida y factor de planta

Tabla 5: Potencia instalada, energía producida y horas equivalentes anuales de funcionamiento de las plantas fotovoltaicas en 2012 y 2013

FOTOVOLTAICA	Energía Producida	Potencia Instalada	Horas equivalentes
Año 2012	7.830 GWh	4.538 MW	1.725h
Año 2013	8.324 GWh	4.665 MW	1.784h

Elaboración propia

Al depender el factor de planta de la climatología, las horas equivalentes para el estudio se sacarán de la media ponderada de las horas de trabajo en los últimos años, de tal manera que se pueda objetivar en mayor medida este dato:

Tabla 6: Horas equivalentes de funcionamiento de la tecnología fotovoltaica de 2011 a 2014

	Horas anuales
2011	1.745 h
2012	1.725 h
2013	1.784 h
2014	1.757 h

*Elaboración propia*

Así, las horas equivalentes anuales de cara al estudio serán de 1.752, por lo que el factor de planta utilizado para los cálculos de rentabilidad será de un 20%.

## 3.2.2. Ingresos

Para el cálculo de los ingresos de mercado de la tecnología solar fotovoltaica se tomó el número de horas con luz natural en cada etapa del año y a esos números se le aplicó un coeficiente de días soleados en España para eliminar los días nublados. De este modo se rellenaron todas las horas soleadas del año con una parte de la energía igual a la potencia instalada. Sin pagos por capacidad, sólo las primas recibidas se sumarán a estos ingresos.

Tabla 7: Ingresos de la energía fotovoltaica en los años 2012 y 2013

SOLAR FOTOVOLTAICA	Año 2012	Año 2013
Ingresos Mercado (millones de €)	365,45	346,69
GWh Energía	7.830	8.324
Precio Mercado	46,67	41,65
Ingresos Primas (millones de €)	2.514,21	3.139,81
Ingresos Primas (€/MWh)	321,10	377,20
Ingresos Primas + Mercado (€/MWh)	367,77	418,85
Ingresos Primas + Mercado (millones de €)	2.879,64	3.486,51
Pagos por capacidad (€/MWh)	0	0
Ingresos Totales (€/MWh)	367,77	418,85
Ingresos Totales (millones de €)	2.879,64	3.486,51

*Elaboración propia*

A modo de resumen, los ingresos totales fueron:

- **Ingresos 2012:** 367,77 €/MWh para un total de 2.879,64 millones de euros.
- **Ingresos 2013:** 418,85 €/MWh para un total de 3.486,51 millones de euros.

A pesar de ello, al ser las primas muy dependientes del año y de la instalación, al igual que en el caso del factor de planta, se buscará para el estudio un ingreso medio por prima con las primas equivalentes desde 2011.

*Tabla 8: Prima equivalente y potencia instalada de la tecnología solar fotovoltaica desde 2011 hasta 2014*

	Prima equivalente	Potencia Instalada
2011	324,5 €/MWh	407 MW
2012	321,1 €/MWh	289 MW
2013	377,2 €/MWh	127 MW
2014	374,6 €/MWh	7 MW

*Elaboración propia*

Así pues, realizando una media, las primas utilizadas para el estudio de la rentabilidad serán de 331,8€/MWh. Así, con estas nuevas primas, los ingresos para el estudio serán:

*Tabla 9: Ingresos unitarios de la solar fotovoltaica para el caso de estudio*

SOLAR FOTOVOLTAICA	Estudio
Precio Mercado (€/MWh)	41,65
Ingresos Primas (€/MWh)	331,80
Ingresos Primas + Mercado (€/MWh)	373,45
Pagos por capacidad (€/MWh)	0
Ingresos Totales (€/MWh)	373,45

*Elaboración propia*

- **Ingresos totales para el caso de estudio:** 373,45 €/MWh.

## 3.2.3. Costes de explotación

Una de las ventajas que posee la tecnología solar fotovoltaica es la ausencia de costes variables de explotación. El sol es de momento una fuente de energía gratis, por lo que será irrelevante la cantidad de energía producida, ya que el coste será nulo.

En cuanto a los gastos fijos de explotación, se ha de comentar que el gran avance al que se ha visto sometida la energía solar ha hecho que esta tecnología tenga unos gastos fijos de explotación también relativamente bajos para su corta edad. Estos costes contendrían el seguro, el alquiler del tejado, la gestión y el mantenimiento (operaciones de limpieza de los cristales, de monitorización de las unidades de inversores y demás subsistemas). Además, se tendrá que tener en cuenta la instalación del seguidor, que supondrá un coste a la instalación de unos 15.000 €/MW anuales.

De cara a los costes de explotación, según el Plan de Energías Renovables, el coste de operación y mantenimiento variará de esta manera a lo largo de los años:

*Tabla 10: Costes de explotación y potencia instalada de la tecnología fotovoltaica en los años 2011, 2012, 2013 y 2014*

	Coste de explotación	Potencia Instalada
2011	55.780 €/W	407 MW
2012	55.260 €/W	289 MW
2013	54.470 €/W	127 MW
2014	53.950 €/W	7 MW

*Elaboración propia*

Así pues, el coste total utilizado para el estudio será de 55.383,06 €/MW.

## 3.2.4. Costes de inversión:

Los costes capitales de la fotovoltaica han experimentado una alta reducción en los últimos años gracias al mejor rendimiento de las células solares. De hecho, la IEA confirmó que se espera una continuación de estas reducciones del coste hasta 2035, lo que

sin duda convertiría a la tecnología solar fotovoltaica (sin primas) en una opción financiera favorable con respecto a los combustibles fósiles.

Dentro de los costes de inversión de la tecnología fotovoltaica el mayor coste reside en la fabricación y puesta del módulo fotovoltaico, que representa dos tercios del coste total, seguido por los inversores, la obra civil, la estructura y en menor medida, el cableado.

De cara a realizar el caso de estudio, se estudiará la evolución de los costes de inversión para realizar, de manera análoga a lo realizado con las primas y los costes de explotación, una media para el estudio de la rentabilidad. Para ello se recurrirá al Plan de Energías Renovables (PER), suponiendo instalaciones en tejado. A estos valores se les añadirá 0,2€/W por la instalación de un seguidor solar.

*Tabla 11: Costes de inversión y potencia instalada de la tecnología solar fotovoltaica en los años 2011, 2012, 2013 y 2014*

	Coste de inversión	Potencia Instalada
2011	2,872 €/W	407 MW
2012	2,654 €/W	289 MW
2013	2,436 €/W	127 MW
2014	2,242 €/W	7 MW

*Elaboración propia*

De este modo los costes de inversión utilizados para el cálculo de la rentabilidad serán de 2.724€/kW instalado.

Con estos valores se puede finalmente realizar una tabla resumen con los datos de ingresos y costes de la tecnología solar fotovoltaica:

*Tabla 12: Ingresos y costes de la tecnología solar fotovoltaica para el estudio de la rentabilidad*

Ingresos	373,45 €/MWh=654.284,4 €/MW
Costes de inversión	2.724.000 €/MW
Costes de explotación	31,61 €/MWh=55.383,06 €/MW

*Elaboración propia*

## 3.2.5. Impuestos

---

La tecnología solar fotovoltaica sólo deberá pagar los impuestos correspondientes al 7% de impuesto sobre la generación eléctrica que han de pagar todas las tecnologías. Así pues, el impuesto será de 5.107,96€/MW.

## 3.2.6. Rentabilidad

---

La energía fotovoltaica ha sido a su vez objeto de estudio en este proyecto. Tras realizar el flujo de caja en los próximos 25 años, la rentabilidad era considerable, obteniéndose un TIR de un **13,43%**. De todas las tecnologías, la solar fotovoltaica sin duda es la que mayor rentabilidad genera.

A pesar de ello, la medida tomada por el ministro de Industria José Manuel Soria limita el valor de dicha rentabilidad a un valor de un 7,5%, por lo que se puede afirmar que la tecnología solar fotovoltaica es la tecnología más perjudicada por la nueva medida del Gobierno. Numerosos inversores entraron en el negocio de la solar fotovoltaica con una garantía de una alta rentabilidad por parte del Gobierno y tras el recorte de primas, sus instalaciones en ningún caso tienen la rentabilidad deseada, incluso llegando a no poder cubrir gastos en ciertos años.

Además, la situación de riesgo que se vive al iniciar en estos momentos un negocio de energía solar fotovoltaica repercute directamente en los intereses ofrecidos por los bancos: de un 2% y 3% del año 2007 en plena burbuja fotovoltaica hasta el 9% que a día de hoy se requiere.

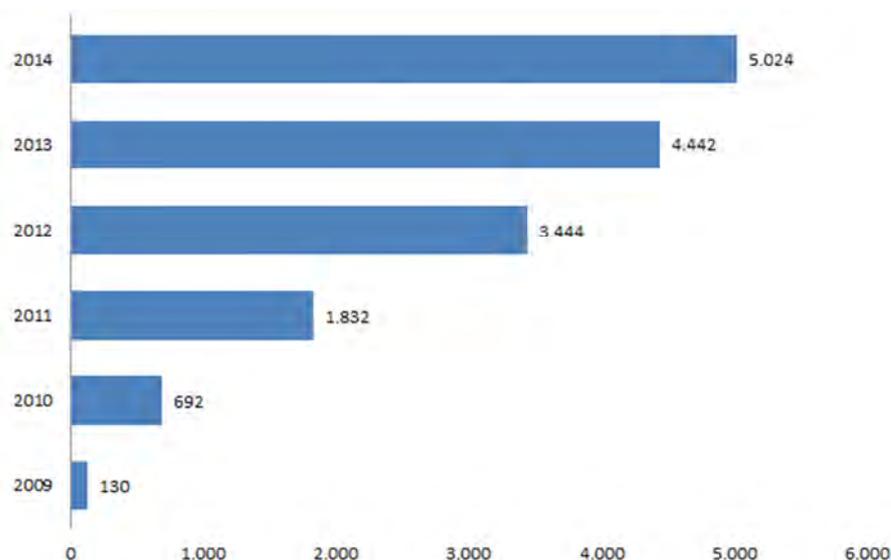
## 3.3. Termosolar

La energía solar termoeléctrica consiste en el aprovechamiento de la energía del Sol para calentar un fluido y crear energía eléctrica. Esta tecnología conlleva un proceso notoriamente más complejo que la otra variante solar: la fotovoltaica. A pesar de ello, el rendimiento de la energía termosolar es más amplio que el de la fotovoltaica. Con la energía solar incidente se calienta un aceite especial hasta una temperatura de unos 400°C. Al ponerse en contacto el aceite con el agua, el agua se calienta, se evapora y acciona una turbina. La energía termosolar permite en cierto modo el almacenamiento de la energía, por lo que tiene un factor de capacidad mayor que el de la tecnología fotovoltaica.

Existen cuatro variantes de centrales dentro de la energía termosolar: de receptor central de torre, cilindro-parabólicas, disco-parabólicas y con concentradores de Fresnel. De cara al estudio se supondrá que toda la potencia instalada en España es de la variante cilindro-parabólica.

Con apenas 10 años de edad, esta tecnología no es en ningún caso una tecnología madura, sino que necesita ser subvencionada en grandes cantidades. Después de la solar fotovoltaica, la termosolar es la tecnología que más primas unitarias ha recibido. Con estas primas tal vez excesivas se consiguió lo que se adjunta a continuación: una evolución casi exponencial de la producción anual de esta tecnología.

Tabla 13: Evolución de la potencia termosolar instalada en España



Fuente y elaboración: *evwind.com*

## 3.3.1. Energía producida y factor de planta

Tabla 14: Energía termosolar producida, potencia instalada y horas equivalentes anuales de funcionamiento de la energía termosolar en los años 2012 y 2013

	Energía Producida	Potencia Instalada	Horas equivalentes
Año 2012	3.443 GWh	2.000 MW	1.722h
Año 2013	4.442 GWh	2.300 MW	1.931h

*Elaboración propia*

El posible almacenamiento de energía hace que esta tecnología produzca más energía a partir de una determinada potencia que la fotovoltaica. Es por ello que la solar termoeléctrica presenta un factor de planta mayor que la fotovoltaica, de un valor de un 22%.

El almacenamiento de esta energía provoca en cierto modo que las horas de sol no tengan tanta repercusión como la fotovoltaica en términos relativos, por lo que para el estudio se tomará el factor de planta de 2013.

## 3.3.2. Ingresos

La termosolar es un caso especial, ya que a partir del RDL 15/2012, fue eliminada del ingreso *pool+prima* en su apartado de generación con gas, para tener así unos ingresos procedentes tan sólo del *pool*. Así pues, se ha de ver cuánto por ciento de la energía se ha generado con gas. Según *cnmc.es*, la prima total a la energía termosolar fue de 1.136 millones de euros, por lo que la prima unitaria será de 250,90€/MWh.

Para el cálculo de los ingresos de mercado de la tecnología termosolar se acudió al mismo criterio que el caso de la fotovoltaica: se cogerían las horas con luz natural en cada etapa del año y se multiplicarían por un coeficiente por la existencia de días nublados.

Por simplificación se decidió tomar las mismas horas de funcionamiento de cara al cálculo para ambas tecnologías solares, despreciando el almacenamiento de energía de la termosolar.

Tabla 15: Ingresos de la energía termosolar en los años 2012 y 2013

TERMOSOLAR	Año 2012	Año 2013
Ingresos Mercado (millones de €)	158,35	191,49
GWh Energía	3.444	4.442
Precio Mercado (€/MWh)	45,98	43,11
Ingresos Primas (millones de €)	933,67	1.114,50
Ingresos Primas (€/MWh)	271,10	250,90
Ingresos Primas + Mercado (€/MWh)	317,08	294,01
Ingresos Primas + Mercado (millones de €)	1.091,71	1.305,99
Pagos por Capacidad (€/MWh)	0	0
Ingresos Totales (€/MWh)	317,08	294,01
Ingresos Totales (millones de €)	1091,71	1305,99

*Elaboración propia*

Los ingresos en 2012 y 2013 quedan de esta manera:

- **Ingresos 2012:** 317,08 €/MWh para un total de 1091,71 millones de euros.
- **Ingresos 2013:** 294,01 €/MWh para un total de 1305,99 millones de euros.

A pesar de ello, como en el caso de la fotovoltaica, se hará una media de las primas entregadas para el estudio de la rentabilidad:

Tabla 16: Prima equivalente y potencia instalada de la tecnología termosolar en los años 2011, 2012, 2013 y 2014

	Prima equivalente	Potencia Instalada
2011	239,90 €/MWh	517 MW
2012	271,10 €/MWh	1.000 MW
2013	250,90 €/MWh	300 MW
2014	247,06 €/MWh	0 MW

*Elaboración propia*

Así pues, las primas equivalentes son de 258,89 €/MWh. Así pues, la tabla de ingresos utilizada para la rentabilidad será de:

*Tabla 17: Ingresos de la tecnología termosolar en el caso de estudio*

SOLAR TERMOELÉCTRICA	Estudio
Precio Mercado (€/MWh)	43,11
Ingresos Primas (€/MWh)	258,89
Ingresos Primas + Mercado (€/MWh)	302,00
Pagos por capacidad (€/MWh)	0
Ingresos Totales (€/MWh)	302,00

*Elaboración propia*

### 3.3.3. Costes de explotación

---

Los costes de explotación de una central termosolar comprenden aspectos como los de los salarios del personal contratado, los seguros, el mantenimiento y el gas utilizado en algunas instalaciones.

El hecho de que se despreciaran los ingresos con acumulación de energía nos lleva a desechar en este caso también los costes de las instalaciones con almacenamiento de energía. Así, se toma el coste de explotación de la energía termosolar como 55.461 €/MW. Dicho coste implica un coste unitario de energía de 28 €/MWh, un coste relativamente alto pero que está experimentando una reducción grande con el paso de los años.

### 3.3.4. Costes de inversión

---

Los costes de inversión de la tecnología termosolar son altos, y comprenden tanto las sales como la ingeniería y gestión del proyecto, la conexión y los costes de propiedad, el receptor, la propia construcción, el bloque de potencia y como mayor gasto, la implantación del sistema colector. De este modo, y haciendo la suposición de que ninguna instalación utiliza almacenamiento de energía, el coste que se tendrá en cuenta para el cálculo de la rentabilidad será de 4.990 €/kW.

A modo de conclusión se adjunta esta tabla con los ingresos y los costes tanto de explotación como de inversión de la tecnología termosolar.

*Tabla 18: Ingresos y costes de la tecnología termosolar en el caso de estudio*

Ingresos	302 €/MWh = 583.162€/MW
Costes de inversión	4.990.000 €/MW
Costes de explotación	28 €/MWh = 55.461€/MW

*Elaboración propia*

## 3.3.5. Impuestos

---

La tecnología termosolar tendrá únicamente que tributar el 7% de impuesto sobre la generación eléctrica, al no emitir dióxido de carbono ni residuos. Así pues, la tecnología solar termoeléctrica deberá tributar 5.827,18 €/MW.

## 3.3.6. Rentabilidad

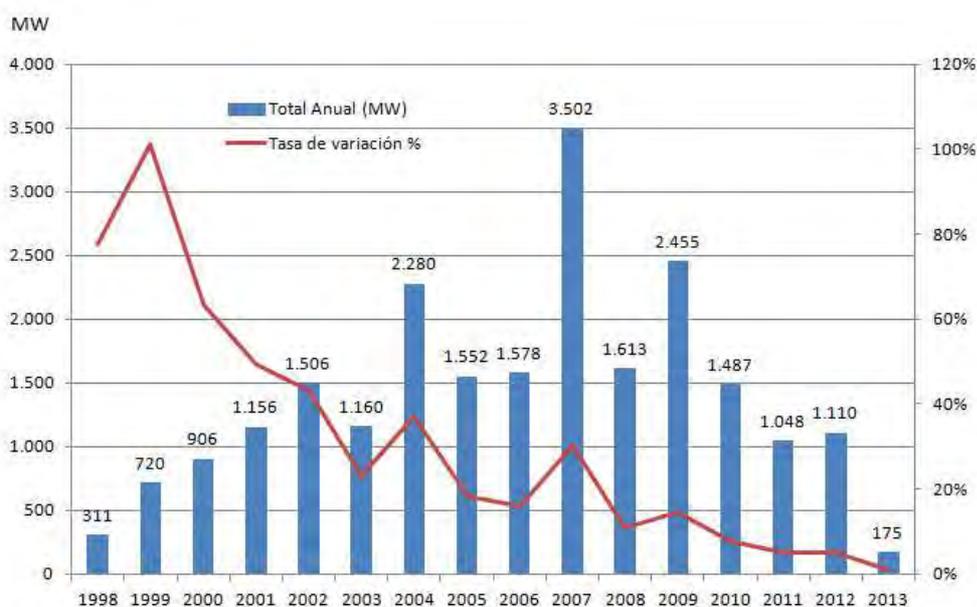
---

A pesar de ser el segundo tipo de generación eléctrica que más primas recibe por parte del Gobierno, el alto coste de inversión de una planta solar termoeléctrica hace que el TIR final no llegue a los niveles de la fotovoltaica ni de otras tecnologías como la biomasa o la cogeneración. Este TIR a 25 años de la termosolar, según el estudio realizado en este proyecto, es de un 5,42%.

## 3.4.Eólica

Otra energía que ha experimentado un auge extraordinario en España en los últimos años es la energía eólica. Cabe destacar que este auge de la eólica ha sido a nivel mundial, pero España se ha convertido en una potencia líder en este tipo de energía. A pesar de ello, la tendencia en los últimos 3 años ha sido de estancamiento de la potencia instalada como se puede ver en la siguiente figura:

Figura 20: Evolución de la potencia eólica instalada en España



Fuente: AEE. Elaboración: emberizamedioambiente.es

La tecnología eólica consiste en el aprovechamiento de la energía cinética del viento para girar el rotor de una máquina y que así dicha máquina funcione como generador. El principal inconveniente de esta tecnología reside en su inconsistencia, ya que depende totalmente del viento. Lo mismo ocurre con la tecnología solar, pero con la salvedad de que la energía solar sí se puede predecir en cierto modo. El viento existente en una comunidad no se puede predecir de ninguna manera a medio-largo plazo.

Existen dos tipos de energía eólica: *offshore* y *onshore* (marina y terrestre respectivamente). España sólo contiene parques eólicos *onshore* debido a motivos políticos y debido a la negativa de los pescadores, por lo que este análisis se ceñirá a la eólica *onshore*.

### 3.4.1. Energía producida y factor de planta

Tabla 19: Energía producida, potencia instalada y horas equivalentes anuales de funcionamiento de los parques eólicos en los años 2012 y 2013

	Energía Producida	Potencia Instalada	Horas equivalentes
Año 2012	48.472 GWh	22.722 MW	2.133h
Año 2013	54.708 GWh	23.010 MW	2.378h

*Elaboración propia*

Con la suspensión de la actividad en la central nuclear de Santa María de Garoña y el auge de la energía eólica, dicha energía se quedó tan sólo 2 TWh por detrás de la energía nuclear en España como segunda tecnología en términos de aportación de energía.

### 3.4.2. Ingresos

Para el cálculo de los ingresos de mercado se calcularon las horas de funcionamiento de la energía eólica en 2012 y 2013 y se repartió la energía aleatoriamente a lo largo de todo el año, para multiplicarla por precios aleatorios del *pool*.

Tabla 20: Ingresos de la energía eólica en los años 2012 y 2013

	Año 2012	Año 2013
Ingresos Mercado (millones de €)	2.241,93	2.433,79
GWh Energía	48.141	54.708
Precio Mercado (€/MWh)	46,57	44,49
Ingresos Primas (millones de €)	2.037,00	2.325,09
Ingresos Primas (€/MWh)	42,31	42,50
Ingresos Primas + Mercado (€/MWh)	88,88	86,99
Ingresos Primas + Mercado (millones de €)	4.278,93	4.759,05
Pagos por Capacidad (€/MWh)	0	0
Ingresos Totales (€/MWh)	88,88	86,99
Ingresos Totales (millones de €)	4.278,93	4.759,05

*Elaboración propia*

Por tanto, en resumen los ingresos de la energía eólica en 2012 y 2013 fueron:

- **Ingresos 2012:** 88,88 €/MWh para un total de 4.278,93 millones de euros.
- **Ingresos 2013:** 86,99 €/MWh para un total de 4.759,05 millones de euros.

## 3.4.3. Costes de explotación

### 3.4.3.1. Costes fijos de explotación

---

Existe una gran cantidad de diferencias en cuanto al coste de explotación entre los parques eólicos *onshore* y los *offshore*. Como se ha comentado anteriormente, España sólo presenta el tipo *onshore*, teniendo esta tecnología una competitividad en cuanto a costes en un nivel similar al del carbón. Se espera, de hecho, que la eólica *onshore* tenga unos costes razonablemente más bajos que el carbón en el año 2020.

Los costes fijos de operación son aquellos que no tienen relación con la energía total producida. Así, costes fijos podrían ser el arrendamiento de tierras, el seguro, administración y servicios de predicción. En total, y según los datos obtenidos, de cara a los cálculos, el coste fijo de explotación de la tecnología eólica es de 30.600 €/MW.

### 3.4.3.2. Costes variables de operación

---

En este caso sí se podría afirmar que los costes variables de operación no son nulos, ya que ciertos costes de mantenimiento pueden tener alguna relación con la cantidad de energía producida, como es el caso del mantenimiento y las reparaciones de las turbinas y de las palas. A pesar de no ser nulos estos costes, sí que son bajos, con un valor de unos 10,80 €/MWh, equivalente a un coste anual por megavatio instalado de 25.678 €/MW.

## 3.4.4. Costes de inversión

Los costes de inversión tienen como principal contribuyente al aerogenerador (75% de la inversión total). A este coste se le debe sumar la obra civil y la ingeniería, así como la instalación eléctrica y su conexión y la construcción de una subestación.

Al variar los costes de inversión según la localización, se ha dado preferencia a los datos procedentes de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia frente a valores mundiales. Según la CNMC, los costes de inversión serían de 1.300.000 €/MW.

Por tanto, la tabla resumen para unir los ingresos y costes es:

Tabla 21: Ingresos y costes de la tecnología eólica en el año 2013

Ingresos	86,99 €/MWh = 206.862,22 €/MW
Costes de inversión	1.300.000 €/MW
Costes variables de explotación	10,80 €/MWh = 25.678 €/MW
Costes fijos de explotación	12,87 €/MWh = 30.600 €/MW

*Elaboración propia*

## 3.4.5. Impuestos

La tecnología eólica tendrá únicamente el deber tributario de pagar el impuesto del 7% del impuesto sobre la generación eléctrica, de un valor de 7.405,81 €/MW.

## 3.4.6. Rentabilidad

El dato de la rentabilidad de la energía eólica es de gran importancia de cara a ver la rentabilidad general de la generación eléctrica en el futuro. España cuenta con una potencia instalada eólica que hace a nuestro país un referente a nivel mundial. Así pues, se considera clave que la tecnología eólica sea rentable para poder basar la energía del futuro en España en ella.

La rentabilidad de la energía eólica resultante del estudio realizado en este proyecto es de un 5,73%. El hecho de que la rentabilidad tenga unos niveles altos con una prima recibida siete veces menor a la recibida por la energía solar, dice de la tecnología eólica que es una tecnología madura y estable, y sobre la cual podemos edificar la energía del futuro en España.

## 3.5. Hidroeléctrica No Renovable

La hidroelectricidad se ha decidido separar en este proyecto en hidráulica renovable y no renovable. La diferenciación entre las dos vertientes reside en el tamaño: la gran hidráulica, que requiere de grandes embalses reguladores que provocan cierto impacto ambiental, es la llamada „hidráulica no renovable“; por otra parte, la pequeña hidráulica es la fluyente, la renovable, que no requiere de dichos embalses reguladores y que por tanto no supone ningún impacto ambiental.

En este apartado se estudiará la gran hidráulica, mayoritaria hasta ahora dentro de la hidroelectricidad.

### 3.5.1. Energía producida y factor de planta

Tabla 22: Energía producida, potencia instalada y horas equivalentes de funcionamiento de la hidroeléctrica no renovable en los años 2012 y 2013

	Energía Producida	Potencia Instalada	Horas equivalentes
Año 2012	19.455 GWh	17.762 MW	1.095h
Año 2013	33.970 GWh	17.786 MW	1.910h

*Elaboración propia*

### 3.5.2. Ingresos

Según los estudios llevados a cabo con la exportación de datos de Red Eléctrica de España, y teniendo en cuenta que, al ser España un país con escasas lluvias, suponiendo que la hidroeléctrica entrará en el mercado en momentos en los que considere que el precio del *pool* será más caro, se cogieron las 1910 horas de mayor precio del *pool* y se llegó a la conclusión de que los ingresos totales, contando los pagos por capacidad, en dichos años fueron:

Tabla 23: Ingresos de la hidráulica no renovable en los años 2012 y 2013

HIDRÁULICA NO RENOVABLE	Año 2012	Año 2013
Ingresos Mercado (millones de €)	1.242,98	2.350,04
GWh Energía	19.455	33.970
Precio Mercado (€/MWh)	63,89	69,18
Ingresos Primas (millones de €)	0	0
Ingresos Primas (€/MWh)	0	0
Ingresos Primas + Mercado (€/MWh)	63,89	69,18
Ingresos Primas + Mercado (millones de €)	1.242,98	2.350,04
Pagos por Capacidad	6,05	5,25
Ingresos Totales (€/MWh)	69,94	74,43
Ingresos Totales (millones de €)	1.360,68	2.528,39

*Elaboración propia*

## 3.5.3. Costes de explotación

Tanto los costes de explotación como los de inversión son bajos, siendo éste el motivo por el que la hidroeléctrica grande, con unos ingresos unitarios de energía bajos por no recibir primas, tiene una rentabilidad positiva.

### 3.5.3.1. Costes fijos de explotación

Los costes fijos de operación, comprendiendo la operación y el mantenimiento de las centrales hidroeléctricas, son costes razonablemente bajos, de un valor de unos 15.070 €/kW. En la conversión al coste unitario de energía, el valor será de 7,89 €/MWh. Para realizar este cálculo se ha supuesto un coste bajo debido a la gran madurez de la hidroelectricidad en España.

## 3.5.3.2. Costes variables de explotación

Los costes variables de explotación de las centrales hidroeléctricas son prácticamente nulos, de tal manera que la gran hidroeléctrica oferta la energía eléctrica a un valor prácticamente nulo, siendo una de las primeras tecnologías en entrar en el mercado. Se tomará la misma estrategia que con los costes fijos de explotación, para un coste variable de explotación de 2,93 €/kW.

## 3.5.4. Costes de inversión

Debido a la madurez de las centrales hidroeléctricas, al igual que los costes de explotación, los de inversión también serán bajos. El valor escogido para el estudio será de 900 €/kW.

Como conclusión, se muestran a continuación los datos referentes a los ingresos y costes de la gran hidráulica:

Tabla 24: Ingresos y costes de la gran hidráulica en el año 2013

Ingresos	74,43€/MWh = 142.161,3€/MW
Costes de inversión	900.000€/MW
Costes variables de explotación	1,53€/MWh = 2.930€/MW
Costes fijos de explotación	7,89€/MWh = 15.070€/MW
Costes de explotación	9,42€/MWh = 18.000€/MW

*Elaboración propia*

## 3.5.5. Impuestos

- Al igual que el resto de tecnologías, la gran hidroeléctrica deberá tributar el 7% de la producción eléctrica, de tal manera que en 2013 se deberá pagar por cada megavatio instalado una cantidad 9.249,37 €/MW.
- Sumado a este impuesto sobre la generación eléctrica se encuentra el canon a la hidroeléctrica por la utilización de aguas continentales para la producción de energía eléctrica. Este impuesto consistirá en la aplicación de un tipo al valor

económico del 22% sobre el valor de la energía eléctrica producida para las centrales de más de 50 MW, siendo la base un 90% menor (es decir, de un 2,2%) para las centrales menores de 50 MW. Según un informe de la Comisión Nacional del Mercado y las Competencias, la recaudación total del canon a la hidroelectricidad no renovable fue en el año 2013 de 313,71 millones de euros. Así, por cada megavatio, el impuesto será de 17.638,03€.

## 3.5.6. Rentabilidad

---

La rentabilidad de una central hidroeléctrica depende en gran parte de la amplitud del flujo de caja. El valor del TIR de estudio (4,62%) con una amplitud de 25 años es considerablemente menor que con la asunción de que la vida útil de las centrales hidroeléctricas es de 40 años (5,71%) o 60 (6,10%). Por último, si supusiéramos que la vida útil de las centrales hidroeléctricas es de 150 años (como caso máximo), la rentabilidad sería del 6,30%.

Estas altas rentabilidades redundan en comentarios y protestas por parte de los inversores de energías renovables sobre la alta rentabilidad de algunas centrales hidroeléctricas que se amortizan bastantes años antes del fin de su vida útil.

## 3.6. Hidráulica Renovable

Se les llama „hidráulicas renovables” a las centrales hidroeléctricas de pequeña escala (también llamadas mini hidroeléctricas) que utilizan la energía tanto potencial como cinética del agua. Dentro de la pequeña hidroeléctrica se pueden distinguir dos tipos:

- Centrales de agua fluyente: desvía el cauce de un río o afluente para que el agua llegue a mover una turbina y siga su curso de nuevo hacia el río. Es la tecnología mini hidráulica de mayor madurez tecnológica
- Centrales a pie de presa: el agua llega a la turbina a través de una tubería procedente de un embalse.
- Centrales en canal de riego: depende exclusivamente del desnivel del terreno para que el agua fluya.
- Centrales reversibles: son aquellas que turbinan el agua en las horas punta y la bombean en las horas valle.

### 3.6.1. Energía producida y factor de planta

Tabla 25: Energía producida, potencia instalada y horas equivalentes de funcionamiento de la mini hidroeléctrica en los años 2012 y 2013

	Energía Producida	Potencia Instalada	Horas equivalentes
Año 2012	4.635 GWh	2.042 MW	2.270h
Año 2013	7.102 GWh	2.102 MW	3.379h

*Elaboración propia*

Como se puede apreciar en la tabla adjuntada, el factor de carga de las centrales mini hidroeléctricas (alrededor de un 35-40%) es ostensiblemente más alto que el de la gran hidráulica, lo cual redundará en mejores resultados económicos.

## 3.6.2. Ingresos

Al igual que en el caso de la gran hidráulica, la mini hidroeléctrica entrará al mercado en las horas más caras del *pool*, pero a diferencia de la tecnología no renovable, ésta hidroeléctrica sí presenta primas, de un valor de unos 40 €/MWh.

Tabla 26: Ingresos de la energía mini hidráulica en el año 2013

HIDRÁULICA RENOVABLE	Año 2012	Año 2013
Ingresos Mercado (millones de €)	279,54	443,38
GWh Energía	4.635	7.102
Precio Mercado	60,31	62,43
Ingresos Primas (millones de €)	184,10	304,68
Ingresos Primas (€/MWh)	40,22	42,90
Ingresos Primas + Mercado (€/MWh)	100,53	105,33
Ingresos Primas + Mercado (millones de €)	465,96	748,05
Pagos por capacidad (€/MWh)	6,05	5,25
Ingresos Totales (€/MWh)	106,58	110,58
Ingresos Totales (millones de €)	494,00	785,34

*Elaboración propia*

Así pues, los ingresos correspondientes a la energía mini hidráulica serán en 2012 y 2013:

- **Ingresos 2012:** 106,58 €/MWh para un total de 494,00 millones de euros.
- **Ingresos 2013:** 110,58 €/MWh para un total de 785,34 millones de euros.

## 3.6.3. Costes de explotación

Los costes de operación y explotación de la pequeña hidráulica son muy pequeños una vez puesta en marcha la instalación, al igual que en el caso de la gran hidráulica, ya que no tienen costes de combustible. Sólo implican un coste a la mini hidroeléctrica la gestión, el mantenimiento, los seguros y el coste de concesión. En total, dicho coste ascenderá a 13,32 €/MWh.

## 3.6.4. Costes de inversión

---

La inversión en una central hidroeléctrica renovable consiste en la obra civil, el grupo turbo-generator, y sistema eléctrico y de control y la ingeniería y dirección de la obra, que en el conjunto suponen un coste para la central de 2,286 millones de euros por cada megavatio instalado.

Por tanto, los ingresos y costes fueron en el año 2013 de:

*Tabla 27: Ingresos y costes de la mini hidroeléctrica en el año 2013*

Ingresos	110,58 €/MWh = 373.649,82 €/MW
Costes de inversión	2.286.000 €/MW
Costes de explotación	13,32 €/MWh = 45.000€/MW

*Elaboración propia*

## 3.6.5. Impuestos

---

De la misma manera que la gran hidroeléctrica debía afrontar el canon a la hidráulica además del impuesto sobre la generación eléctrica, la mini hidroeléctrica deberá hacer lo propio.

- Impuesto sobre la generación eléctrica de un valor de 10.341,09 €/MW.
- Canon a la hidroeléctrica: al igual que la hidroeléctrica no renovable, deberá cargar con este impuesto. En el caso de la hidráulica renovable, según CNMC, la recaudación de este impuesto sería de 6,05 millones de euros, lo que conlleva un coste unitario de potencia de 2880,11 €/MW, notoriamente inferior que el impuesto unitario sufrido por la gran hidroeléctrica.

## 3.6.6. Rentabilidad

---

La energía mini hidráulica es el tipo de generación eléctrica con más historia. Como se ha comentado en la introducción histórica, este tipo de energía se ha desarrollado desde los inicios del siglo XX, siendo la razón por la que se podían abastecer ciudades enteras en las primeras décadas de siglo. En el siglo XXI la introducción de nuevas tecnologías de generación ha provocado que el protagonismo de la mini hidráulica sea meramente testimonial en comparación con su importancia en los años 60, reduciéndose además más de un tercio el número de instalaciones mini hidráulicas en España.

A pesar de ello, la rentabilidad de estas instalaciones, de un 8,10% a 25 años, muy por encima de la rentabilidad razonable propuesta por el Gobierno, muestra que sigue siendo muy rentable invertir en estas instalaciones. Si la vida útil de la instalación es de 40 años, la rentabilidad será de un 8,77%; si lo es de 60 años, de un 8,80%.

## 3.7. Biomasa

La tecnología de la biomasa parte de los materiales provenientes de los seres vivos tanto animales como vegetales. A partir de ciertos procesamientos químicos esa materia orgánica viva se convierte en energía.

En parte la biomasa además proviene de la energía solar, que es absorbida por las plantas a través de la fotosíntesis y convertida de este modo en materia orgánica con alto contenido energético. La energía resultante es de unos 68.000 millones de toneladas equivalentes de petróleo, energía suficiente para abastecer la demanda mundial 5 veces. A pesar de ello, al estar repartido por todo el mundo, sólo una pequeña parte de esa energía puede ser aprovechada.

Dentro de la biomasa se pueden crear subsectores según la proveniencia de sus productos, como es el caso del sector forestal, el sector agrícola, los cultivos energéticos o el sector industrial.

### 3.7.1. Energía producida y factor de planta

Como se puede ver en la tabla, la energía de la biomasa tiene como principal baza para su rentabilidad a su factor de planta, de un 60%, lo que le permite tener unos ingresos mucho mayores que los costes.

Este alto factor de planta es debido en primer lugar a la disponibilidad de las plantas de biomasa, y en segundo lugar al precio con el que se oferta la energía de la biomasa, un precio medio de mercado.

Tabla 28: Energía producida, potencia instalada y horas equivalentes anuales de funcionamiento de la biomasa en los años 2012 y 2013

	Energía Producida	Potencia Instalada	Horas equivalentes
Año 2012	4.736 GWh	957 MW	4.974h
Año 2013	5.073 GWh	980 MW	5.177h

*Elaboración propia*

## 3.7.2. Ingresos

Al considerarse la biomasa como una tecnología de precio medio, de cara al cálculo de ingresos de mercado de la energía de la biomasa se utilizó el precio medio del pool en el año 2012 y 2013. Además, se han de sumar las primas entregadas y la cantidad aportada referente a los pagos por capacidad.

Tabla 29: Ingresos de la energía de la biomasa en los años 2012 y 2013

BIOMASA	Año 2012	Año 2013
Ingresos Mercado (millones de €)	224,15	221,82
GWh Energía	4.746	5.073
Precio Mercado (€/MWh)	47,23	43,72
Ingresos Primas (millones de €)	344,00	383,52
Ingresos Primas (€/MWh)	72,48	75,60
Ingresos Primas + Mercado (€/MWh)	119,71	119,32
Ingresos Primas + Mercado (millones de €)	568,15	605,31
Pagos por Capacidad	6,05	5,25
Ingresos Totales (€/MWh)	125,76	124,57
Ingresos Totales (millones de €)	596,87	631,94

*Elaboración propia*

Los ingresos quedan por tanto:

- **Ingresos 2012:** 125,76 €/MWh para un total de 596,87 millones de euros.
- **Ingresos 2013:** 124,57 €/MWh para un total de 631,94 millones de euros.

## 3.7.3. Costes de explotación

Los costes de explotación de una central de biomasa lo comprenden casi en su totalidad el coste de la compra de la propia biomasa, a partir de un mercado altamente inmaduro sin precios de referencia, que crea tensiones entre vendedores y compradores, con precios

volátiles y dependientes de las cosechas. Además, se han de tener en cuenta tanto el suministro de la biomasa, como el astillado, la peletización, etc.

Estos costes de explotación, que también contienen la gestión y el mantenimiento de las plantas, tendrán un valor de 130.500 €/MW, es decir, 25,2 €/MWh, un valor medio en comparación con los costes de otras tecnologías.

## 3.7.4. Costes de inversión

---

La reducción de los gastos de personal, así como la bajada de precios de los equipos principales, implicarán una reducción en los costes de inversión de las plantas de biomasa de un 5% en 10 años. El dato referente a dichos costes de inversión en el año 2013 es de 3,6 millones de euros por megavatio de potencia instalada.

Así pues, como conclusión se adjunta la siguiente tabla con los ingresos y costes de la energía de la biomasa:

*Tabla 30: Ingresos y costes de la energía de la biomasa en el año 2013*

Ingresos	124,57 €/MWh=644.898,89 €/MW
Costes de inversión	3.600.000 €/MW
Costes de explotación	25,2 €/MWh=130.500 €/MW

*Elaboración propia*

## 3.7.5. Impuestos

---

Las centrales de biomasa son las únicas centrales que tienen un balance positivo de CO<sub>2</sub> si la obtención de la biomasa se realiza de manera sostenible. Así pues, sólo se considerará el impuesto del 7% sobre la generación eléctrica, de un valor de 15.843,69 €/MW.

### **3.7.6. Rentabilidad**

---

Los bajos costes de explotación y las grandes primas recibidas (del orden del doble de lo ingresado por mercado), así como principalmente la disponibilidad de las plantas de biomasa y su factor de planta, hacen que la biomasa sea una de las tecnologías con mayor rentabilidad indudablemente, con un 8,19%, por encima de la *prima razonable* establecida por el Gobierno, de un 7,5%.

## 3.8.Ciclo Combinado

---

Las centrales de ciclo combinado son aquellas en las que se genera energía eléctrica con la ayuda de dos turbinas: un turbogruppo de gas y otro de vapor, superponiéndose dos ciclos: el ciclo de Brayton (creación de energía a partir de vapor de agua) y el ciclo de Rankine (tomando el aire directamente de la atmósfera)

Con 27,2 GW instalados, el ciclo combinado es la tecnología con mayor potencia instalada en España. A pesar de ello, sus escasas horas equivalentes anuales de funcionamiento hacen que esta tecnología tan sólo aporte en 2013 un 11% de la energía anual española, siendo la aportación energética de los ciclos combinados la mitad de la eólica o la nuclear.

El ciclo combinado posee muchas ventajas: gran flexibilidad, alta eficiencia, coste de inversión bajo y mejores prestaciones con respecto a las demás centrales térmicas convencionales (menores emisiones y menor superficie por megavatio instalado), pero tiene como inconveniente los altos costes que conlleva y que le hacen ofertar su energía a precios muy altos.

Por otro lado, el ciclo combinado produce cierto impacto ambiental: si bien es cierto que, como se ha comentado anteriormente, las centrales de ciclo combinado emiten menos dióxido de carbono que las centrales térmicas convencionales, estas emisiones no son despreciables. A estas emisiones de CO<sub>2</sub> hay que sumarles la utilización de gas natural, por la cual las centrales han de tributar un impuesto adicional.

Además de ello, se ha de tener en cuenta que el gas natural proviene en su mayoría de países sin estabilidad política, lo cual puede redundar en cierta incertidumbre en cuanto a las importaciones del gas natural aumentando el riesgo de desabastecimiento y la variación continua de los precios.

### 3.8.1. Energía producida y factor de planta

---

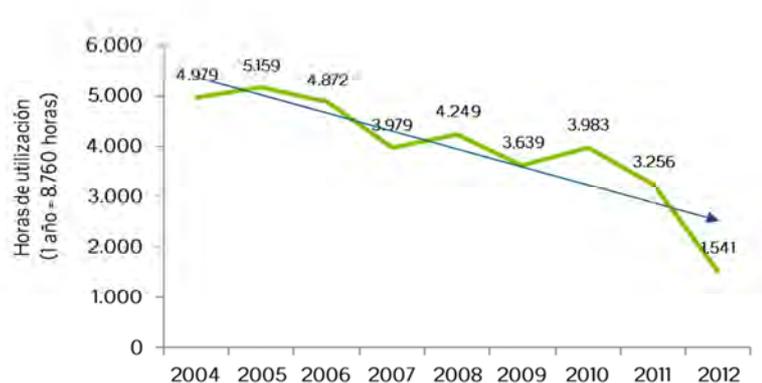
La inclusión de las energías renovables con menores costes variables de explotación y la crisis económica han desplazado a los ciclos combinados de tal manera que sus horas de funcionamiento se han visto reducidas drásticamente en los últimos años. Además, el fomento que se ha realizado del carbón nacional ha contribuido a este desplazamiento del gas natural para el llenado del hueco térmico.

Es por esto que el ciclo combinado ha pasado de trabajar alrededor de 5000 horas al año, a trabajar tan sólo 1000, repercutiendo esta reducción en una imposibilidad para las

centrales de recuperar sus inversiones, más aún cuando dichas instalaciones viven casi puramente del precio del mercado, sin recibir prima alguna.

A continuación se adjunta una figura para mostrar la imparable reducción de las horas de funcionamiento de los ciclos combinados hasta una reducción de casi un 400% en menos de 10 años. Además, cabe destacar que esta bajada ha continuado en los años 2013 y 2014 llegando en este último año a un dato de 675 horas equivalentes de funcionamiento, una auténtica ruina para los dueños de estas centrales.

Figura 21: Evolución de las horas equivalentes anuales de los ciclos combinados en España



Fuente y elaboración: *energiaysociedad.es*

Una tabla se adjunta para ver la energía y la potencia instalada de la tecnología del ciclo combinado en España en 2012 y 2013:

Tabla 31: Energía producida, potencia instalada y horas equivalentes anuales de funcionamiento de los ciclos combinados en los años 2012 y 2013

	Energía Producida	Potencia Instalada	Horas equivalentes
Año 2012	42.510 GWh	27.194 MW	1563h
Año 2013	28.736 GWh	27.206 MW	1056h

Elaboración propia

Efectivamente, en los datos de los factores de planta de las centrales de ciclo combinado, se puede apreciar cómo hay una caída de las 1563 horas de 2012 a las 1056 de 2013.

A pesar de estos datos de capacidad de los ciclos combinados, el estudio de ingresos totales se llevará a cabo con un equivalente de horas de funcionamiento de 1800h, un escenario más normal que el vivido en el año 2013.

## 3.8.2. Ingresos

Debido al alto precio de venta de los ciclos combinados, se cogieron del programa de *Matlab* los datos de los precios del pool, y se multiplicó la potencia instalada de ciclo combinado por cada una de las 1056 horas de funcionamiento con *pool* más caro del año 2013. Por otro lado, esa potencia instalada se multiplicó por 1800 horas equivalentes de funcionamiento para el escenario de estudio. Sin primas y con pagos por capacidad, se obtuvieron los resultados que se adjuntan a continuación:

Tabla 32: Ingresos del ciclo combinado en los años 2012 y 2013, así como en el caso de estudio

CICLO COMBINADO	Año 2012	Año 2013	Estudio
Ingresos Mercado (millones de €)	2646,25	2199,11	3421,04
GWh Energía	42510	28736	48970
Precio Mercado (€/MWh)	62,25	76,53	69,86
Ingresos Primas (millones de €)	0	0	0
Ingresos Primas (€/MWh)	0	0	0
Ingresos Primas + Mercado (€/MWh)	62,25	76,53	69,86
Ingresos Primas + Mercado (millones de €)	2646,25	2199,11	3421,04
Pagos por Capacidad	6,05	5,25	5,25
Ingresos Totales (€/MWh)	68,30	81,78	75,11
Ingresos Totales (millones de €)	2903,43	2350,03	3678,14

*Elaboración propia*

Los ingresos quedan de este modo:

- **Ingresos 2012:** 68,30€/MWh para un total de 2903,43 millones de euros.
- **Ingresos 2013:** 81,78€/MWh para un total de 2350,03 millones de euros.

- **Ingresos del escenario de estudio:** 75,11€/MWh para un total de 3678,14€/MWh.

## 3.8.3. Costes de explotación

---

Los costes de operación de los ciclos combinados son de carácter alto, ya que se ha de tener en cuenta el combustible (gas natural), además de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> y el propio OPEX de las centrales.

Manejando el dato de un coste aproximado del gas natural de unos 5 dólares por MMBtu, queda un coste de explotación aproximado de 17,05\$/MWh, es decir, 15,23€/MWh. Así pues, los costes de operación de las centrales de ciclo combinado, sumando el OPEX y los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, serán de 28,23€/MWh, es decir, 50.814€/MW instalado al año.

## 3.8.4. Costes de inversión

---

Para el coste de inversión, los datos reflejaban un coste de inversión de 981.000€/MW instalado, un coste relativamente bajo al compararse con el resto de tecnologías.

Finalmente, los ingresos y costes de las centrales de ciclo combinado quedan de la siguiente manera:

*Tabla 33: Ingresos y costes de los ciclos combinados en el año 2013*

Ingresos	75,11€/MWh = 135.198€/MW
Costes de inversión	981.000€/MW
Costes de explotación	28,23€/MWh = 50.814€/MW

*Elaboración propia*

## 3.8.5. Impuestos

---

Las centrales de ciclo combinado están siempre expuestas a una gran cantidad de impuestos:

- Por una parte se encuentra el impuesto de obligado cumplimiento para todas las tecnologías de generación eléctrica: el impuesto del 7% sobre la generación eléctrica, de 8.802,36 €/MW en el caso del ciclo combinado.
- El trabajar con gas natural implica otro impuesto adicional: el llamado céntimo verde al gas natural, de un valor de 2,79 céntimos de euro por metro cúbico de gas natural utilizado. Necesitando 154.772 metros cúbicos de gas natural, el coste será de 4.318,14 €.

## 3.8.6. Rentabilidad

---

Indudablemente al hablar de la tecnología del ciclo combinado tanto en el año 2012 así como el 2013 y 2014, se habla de una tecnología absolutamente ruinosa, puesto que factores de planta cercanos al 10% en ningún caso harán que los ingresos cubran los costes de explotación e inversión. Con estos escenarios, se tendrían las siguientes rentabilidades:

Año	Factor de planta	Rentabilidad
2013	12,05%	-0,56%
2014	7,70%	-3,18%

A pesar de ello, se supuso en este estudio que las horas de funcionamiento serían 1800, de tal manera que se ajustara más a la situación futura, suponiendo que el ciclo combinado recuperará parte de su posición en el hueco térmico. Así, el TIR será de un 1,83%.

## 3.9. Ciclo de Carbón

Las centrales de carbón son aquellas en las que este combustible fósil es quemado para producir vapor que es turbinado para producir electricidad. Esta tecnología es muy rígida, y tiene bastantes inconvenientes en cuanto al impacto ambiental, aunque éste es menor que en las térmicas convencionales de gas y fuel.

Las centrales de carbón pueden ser a su vez de carbón importado o de carbón autóctono. Si lo que se desea es conseguir un precio menor, es preferible conseguir carbón importado, puesto que el precio del mercado suele ser inferior al coste de extracción del carbón autóctono y el poder calorífico será mayor. Al contrario, el carbón autóctono favorecerá el abastecimiento, disminuyendo a su vez las variaciones bruscas de los precios. Tratando de primar este carbón, el Gobierno destinó 90.000 €/MW al carbón nacional.

### 3.9.1. Energía producida

Tabla 34: Energía producida, potencia instalada y horas equivalentes anuales de funcionamiento del ciclo de carbón en los años 2012 y 2013

	Energía Producida	Potencia Instalada	Horas equivalentes
Año 2012	57.662 GWh	11.758 MW	4.904h
Año 2013	42.398 GWh	11.641 MW	3.642h

*Elaboración propia*

No sorprende ver cómo el factor de planta de las centrales de carbón ha disminuido en 2013. Al igual que los ciclos combinados, el carbón está sufriendo la crisis económica y el auge de las tecnologías renovables.

### 3.9.2. Ingresos

Teniendo en cuenta las 3.642 horas más caras del pool se recogieron los datos de los ingresos de mercado. Por otra parte, las primas entregadas serán las equivalentes al apoyo

recibido por el carbón nacional, de 90.000 €/MW. El carbón nacional supuso un 34,6% de la energía de carbón total. Así pues, el ingreso añadido en términos generales del carbón será de 31.140 €/MW, es decir, 6,35 €/MWh en 2012 y 8,55 €/MWh en 2013.

Tabla 35. Ingresos de la energía del carbón en los años 2012 y 2013

	Año 2012	Año 2013
Ingresos Mercado (millones de €)	3.221,97	2.610,28
GWh Energía	57661	42398
Precio Mercado (€/MWh)	55,87	61,57
Ingresos Primas (millones de €)	366,15	362,50
Ingresos Primas (€/MWh)	6,35	8,55
Ingresos Primas + Mercado (€/MWh)	62,22	70,05
Ingresos Primas + Mercado (millones de €)	3.587,73	2.969,98
Pagos por Capacidad (€/MWh)	6,05	5,25
Ingresos Totales (€/MWh)	68,27	75,30
Ingresos Totales (millones de €)	3.936,58	3.192,57

*Elaboración propia*

Los ingresos quedan:

- **Ingresos 2012:** 68,27 €/MWh para un total de 3.936,58 millones de euros.
- **Ingresos 2013:** 75,30 €/MWh para un total de 3.192,57 millones de euros.

## 3.9.3. Costes de explotación

Los costes de explotación de las centrales térmicas de carbón son fruto del seguimiento y el mantenimiento de los grupos electrógenos o las turbinas, así como la compra o extracción del propio del carbón y el pago de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>. En conjunto, todos estos términos suman un coste de 164.166€/MW, lo cual redonda en un coste de energía unitario de 45,09 €/MWh, un coste que explica en cierto modo los altos precios ofertados por el carbón.

## 3.9.4. Costes de inversión

Según los datos encontrados, los costes de inversión de una planta de carbón serán de 1.112 €/kW, unos costes de carácter medio-bajo. Estos costes deberán cubrir el equipamiento mayor (calderas, turbinas, generadores, intercambiadores...), que supone el 80% del coste, y la estructura.

Así pues, la tabla resumen de los ingresos y costes de las centrales de carbón es la siguiente:

*Tabla 36: Ingresos y costes de las centrales de carbón en el año 2013*

Ingresos	75,39 €/MWh = 274.499 €/MW
Costes de inversión	1.111.872 €/MW
Costes de explotación	45,09 €/MWh = 164.166 €/MW

*Elaboración propia*

## 3.9.5. Impuestos

Las centrales de carbón han de cargar con numerosos impuestos debido a su impacto ambiental:

- En primer lugar, al igual que el resto de tecnologías, deben tributar el 7% de impuesto sobre la generación eléctrica, es decir, 15.696,66 €/MW.
- Además, deben pagar un impuesto por la utilización del carbón: es el llamado céntimo verde al carbón. Este valor será de 14,97 €/tonelada de carbón utilizada. Según *cnmc.es*, la recaudación por el impuesto al carbón asciende a 251,14 millones de euros, lo cual representa un coste unitario de potencia de 21.573,92 €/MW.

### **3.9.6. Rentabilidad**

---

La tasa interna de retorno en un plazo de tiempo de 25 años del carbón será de un 1,43%. Esta rentabilidad no es excesivamente alta debido a los altos costes de explotación de las plantas de carbón y a los altos impuestos con los que tiene que cargar esta tecnología por el uso de carbón.

Dado que la vida útil de las nuevas centrales de carbón es de 40 años, se dará la rentabilidad con un flujo de caja de 40 años, de un 2,98%, un valor más razonable.

## 3.10. Cogeneración:

Como se puede ver en la figura adjunta, la cogeneración es un sistema de producción de electricidad y energía térmica simultáneamente a partir de un combustible.

Figura 22: Esquema de entradas y salidas de una planta de cogeneración



Fuente: endesa.com

La cogeneración posee grandes ventajas con respecto a las demás tecnologías de generación eléctrica. Es posible que las centrales de cogeneración se construyan cerca de los lugares de consumo, con lo cual hay un ahorro importante en pérdidas de la línea. Además, su eficacia es muy alta, necesitándose pocas cantidades de combustible para la producción de electricidad, redundando estas pocas cantidades en menores emisiones de CO<sub>2</sub>.

### 3.10.1. Energía producida

La cogeneración tiene una gran disponibilidad que provoca unos factores de planta relativamente altos y constantes (la diferencia entre los factores de planta de 2012 y 2013 es despreciable), en torno a un 51%, siendo un dato éste que favorece las altas rentabilidades.

Tabla 37: Energía producida, potencia instalada y horas equivalentes anuales de funcionamiento de la cogeneración en los años 2012 y 2013

	Energía Producida	Potencia Instalada	Horas equivalentes
Año 2012	33.716 GWh	7.361 MW	4.580h
Año 2013	32.248 GWh	7.210 MW	4.473h

*Elaboración propia*

## 3.10.2. Ingresos

Con las 4.473 horas más caras del *pool*, se realizó el cálculo de los ingresos de mercado, que junto con las primas y los pagos por capacidad, forman la siguiente tabla de ingresos:

Tabla 38: Ingresos de las plantas de cogeneración en los años 2012 y 2013

COGENERACIÓN	Año 2012	Año 2013
Ingresos Mercado (millones de €)	1883,83	1898,44
GWh Energía	33716	32348
Precio Mercado (€/MWh)	55,87	58,68
Ingresos Primas (millones de €)	1874,27	2387,28
Ingresos Primas (€/MWh)	55,59	73,80
Ingresos Primas + Mercado (€/MWh)	111,46	132,48
Ingresos Primas + Mercado (millones de €)	3757,99	4285,46
Pagos por Capacidad (€/MWh)	6,05	5,25
Ingresos Totales (€/MWh)	117,51	137,73
Ingresos Totales (millones de €)	3961,97	4455,29

*Elaboración propia*

Así pues, los ingresos de las plantas de cogeneración quedan:

- **Ingresos 2012:** 117,51€/MWh para un total de 3961,97 millones de euros.

- **Ingresos 2013:** 137,73€/MWh para un total de 4455,29 millones de euros.

## 3.10.3. Costes de explotación

---

En cuanto a los costes de explotación de las centrales de cogeneración, representan la suma de los costes de mantenimiento de las turbinas de gas y vapor y la gestión, los costes de personal, las compras de combustible. De cara al cálculo de la rentabilidad de las centrales de cogeneración se tomarán unos costes de operación de 76 dólares por MWh, es decir, 68,4 €/MWh. Así, el coste de explotación por kilovatio instalado será de 305,95 €.

## 3.10.4. Costes de inversión

---

La unidad de cogeneración, la ingeniería del proceso, la construcción, la conexión a la red y al sistema de calor serán, entre otros, los componentes de los costes de inversión de una planta de cogeneración, con un valor de 1.800 €/kW instalado.

A modo de resumen, con estos datos se adjunta la tabla de los ingresos y costes de las plantas de cogeneración:

*Tabla 39. Ingresos y costes de las plantas de cogeneración en el año 2013*

Ingresos	137,73 €/MWh = 616.066,29 €/MW
Costes de inversión	1.800.000 €/MW
Costes de explotación	68,4 €/MWh = 305.953,2 €/MW

*Elaboración propia*

## 3.10.5. Impuestos

---

Las plantas de cogeneración tienen los siguientes impuestos:

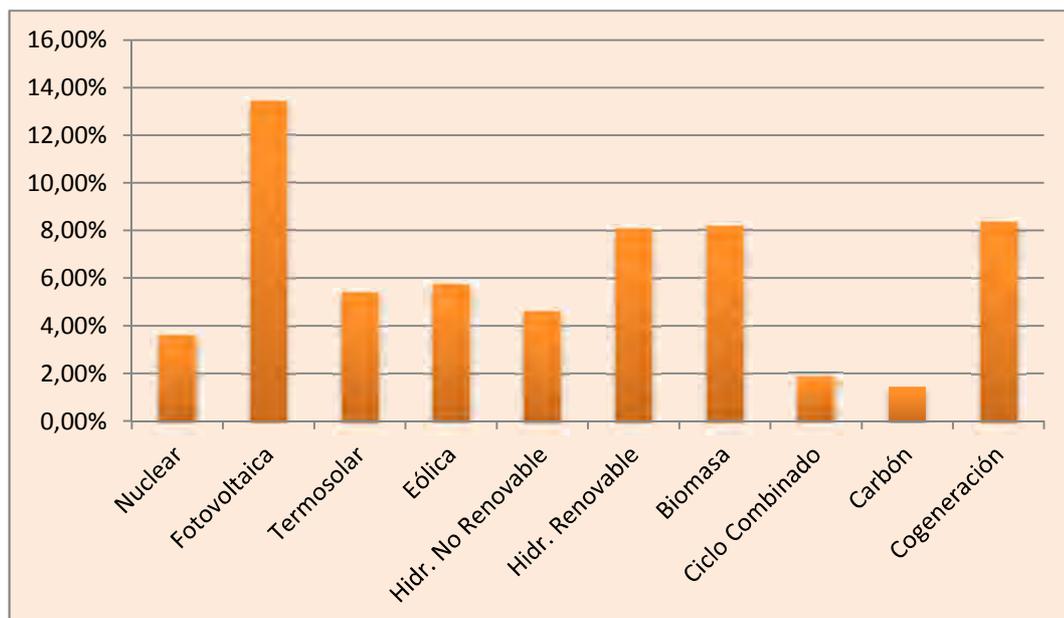
- La cogeneración ha de pagar el impuesto del 7% sobre la generación eléctrica calculado sobre el nivel de las ventas, al igual que el resto de tecnologías de generación. Este valor será de 18.373,29 €/MW.
- Suponiendo utilización de gas natural, al producir con cada megavatio 4473 MWh anuales, esto implicaría una utilización de 384.608,77 metros cúbicos de gas, para un coste de 10.730,58€ en forma de impuesto.

## 3.10.6. Rentabilidad

La rentabilidad de las plantas de cogeneración es de un 8,39%, un valor muy alto (el más alto después de la rentabilidad de la solar fotovoltaica) gracias al alto factor de carga de esta tecnología, a las primas recibidas y al bajo coste de inversión.

Así pues, las rentabilidades de todas las tecnologías de generación serán las siguientes:

Figura 23: Rentabilidad de las diferentes tecnologías de generación



Elaboración propia

# Capítulo 4: Soluciones

---

La difícil situación del sistema eléctrico español requiere una acción inmediata que cambie el curso de los acontecimientos. Es por ello que en este capítulo se muestran tanto la medida aportada por el Gobierno en 2013 para crear superávit en el sector como las soluciones propuestas para tratar de frenar la subida del déficit tarifario y recuperar el terreno perdido.

Los errores cometidos en el pasado repercuten en una situación límite para el sector eléctrico: el factor de planta reducido del carbón y especialmente de los ciclos combinados, las primas desorbitadas a la tecnología solar, la discusión generada por los *windfall profits* (beneficios caídos del cielo) de las tecnologías nuclear e hidroeléctrica o las discrepancias ante el apoyo por parte del Gobierno al carbón nacional, serán asuntos a tratar en este capítulo.

## 4.1. La medida de la *rentabilidad razonable* del Gobierno

---

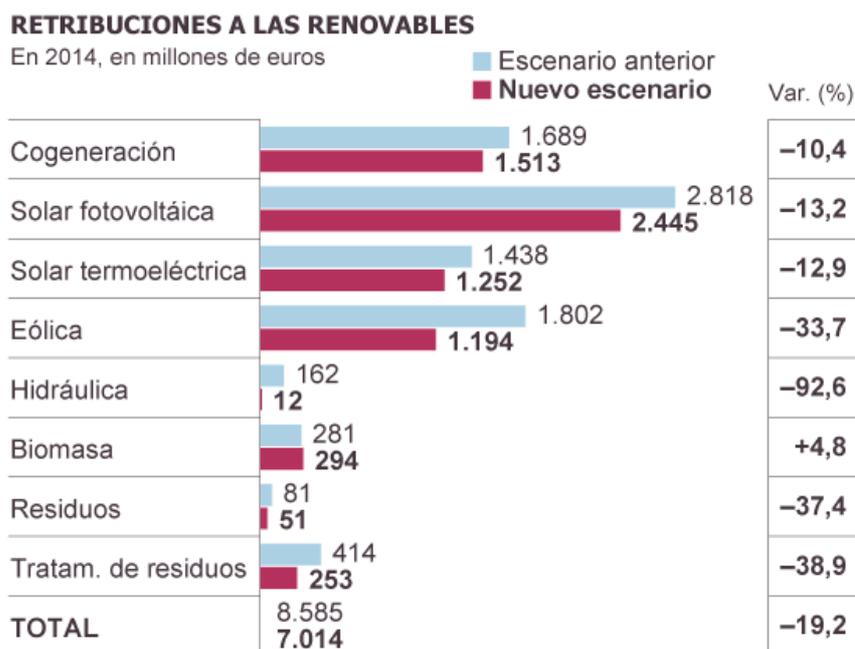
En primer lugar, como introducción, se comentará brevemente la medida tomada por el Gobierno para acabar con el déficit tarifario no sólo en el año 2014 sino en los siguientes años sin conllevar ello una subida en la factura de la luz.

Como bien se comentó en la segunda sección de este proyecto, el año 2014 fue el primer año del siglo XXI con superávit de tarifa eléctrica, aunque este superávit fuera de tan sólo de 150 millones de euros, un valor despreciable cuando se compara con el déficit de 2008 o de 2012, con 6.285 y 5.511 millones de euros. A pesar de ello, el ministerio de Industria afirma a fecha de 2015 que este golpe de timón será sólo el inicio de unos años de superávit de tarifa mayor.

La medida que ha permitido al sector tener esta situación reside en el recorte de primas a las energías renovables, fijando una Tasa Interna de Retorno (TIR) de un 7,5% para las energías renovables. Cuando se compara con el 13% de rentabilidad de una estación fotovoltaica calculado en este proyecto, se puede concluir que se ha recortado casi la mitad de la rentabilidad de este tipo de tecnología.

En esta figura se muestran los recortes sufridos por las tecnologías renovables en el año 2014:

Figura 24: Restricciones en las retribuciones a las renovables en 2014



Fuente: CNMC, Elaboración: elpais.com

Esta reducción ha redundado en un desencanto generalizado dentro del colectivo de inversores en energía renovable, que ahora han de asumir unas condiciones mucho más desfavorables, con ingresos reducidos drásticamente. Así, según lo afirmado por los inversores en energía fotovoltaica, aquellos que invirtieron en los últimos años en energía fotovoltaica ahora han de encarar casi 10 años de constantes pérdidas. Esta medida, entre otras, ha hecho que España pasara de ser el mejor país del mundo para invertir en renovables, a caer hasta el puesto 22 en dicho ranking elaborado por EY.

Además, esta medida se aplicó con carácter retroactivo desde julio del año 2013, por lo que la tecnología eólica debió devolver una cantidad que según la Asociación Empresarial Eólica (AEE) fue de 640 millones de euros.

De este modo, el sector eléctrico se ha ahorrado más de 2.000 millones de euros debido al recorte en dichas primas, pero la inversión en energía solar fotovoltaica se ha reducido considerablemente, existe menos confianza a la hora de invertir y eso repercute en intereses más altos por parte de los bancos, que a su vez provoca un mayor miedo a la hora de realizar la inversión.

Así pues, existen ciertas dudas a la hora de valorar la viabilidad de esta medida tomada por el Gobierno, especialmente desde el punto de vista de las tecnologías renovables. A pesar de ello, la sobreproducción que sufre España hace que se tengan que frenar las inversiones en cierta manera, por lo que un aumento en las inversiones en energías renovables hubiera provocado una sobreproducción de dimensiones incluso mayores.

## 4.2. Medidas propuestas a corto plazo

---

Proponer medidas en este contexto relacionadas con las primas resulta francamente complicado teniendo las rentabilidades garantizadas a los inversores en energía renovable que a día de hoy no se puede disminuir drásticamente, la difícil situación de las centrales de carbón y de ciclo combinado debido a la sobreproducción, la subida de un 70% en el precio de la luz en los últimos 10 años, etc.

En este apartado se tratará de proponer soluciones para la eliminación o disminución del déficit tarifario, sin que ello tenga repercusiones negativas en el futuro.

### 4.2.1. Aumento de peajes

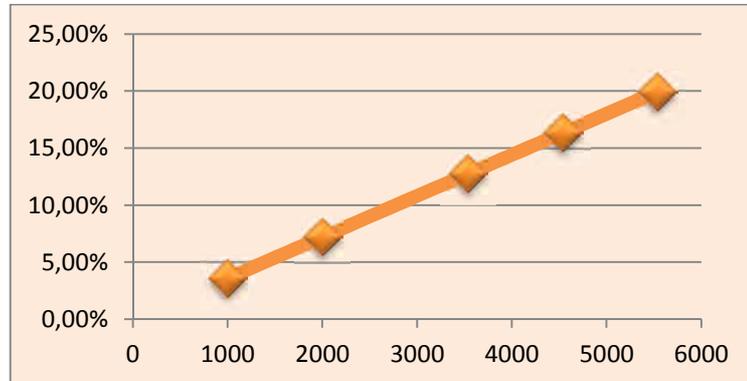
---

Los ingresos del sector eléctrico deberían subir para así pagar todo aquello que se debió pagar de más en el momento en el que se fijó la tarifa con la entrada del euro y no se hizo, dando lugar al origen del déficit tarifario.

Para anular el déficit de tarifa del año 2013, de 3.540 millones de euros, o crear un superávit del sector, habría que pasar los 13.884 millones de euros de las tarifas de acceso a los consumidores a un valor igual o superior a 17.424 millones de euros. Esto implicaría una subida de los ingresos del sector eléctrico igual o mayor de un 25,5%.

Sin embargo, esto no radicaría en una subida del precio de la luz de más de un 25,5%, ya que los ingresos del sector eléctrico representan aproximadamente la mitad de la factura de la luz. Así pues, la subida en el precio de la luz rondaría el 10-20% dependiendo de la cantidad que se quiera ahorrar. A continuación se adjunta una tabla con las diferentes situaciones que se podrían dar con subidas diferentes del precio de la luz:

Figura 25: Subida del precio de la luz dependiendo del ahorro deseado en millones de euros



Elaboración propia

En el escenario de superávit nulo, la luz subiría un 12,75%. Teniendo en cuenta que la tarifa media mensual es de unos 80 euros, esta subida del 25,5% en los peajes repercutiría en un aumento de la tarifa de 10€.

A pesar de ello, la viabilidad de esta solución es escasa debido a su impopularidad y por tanto, a la negativa más que probable por parte del Gobierno en unos tiempos difíciles económicamente para España.

Figura 26: Subida del precio de la electricidad y su consecuencia



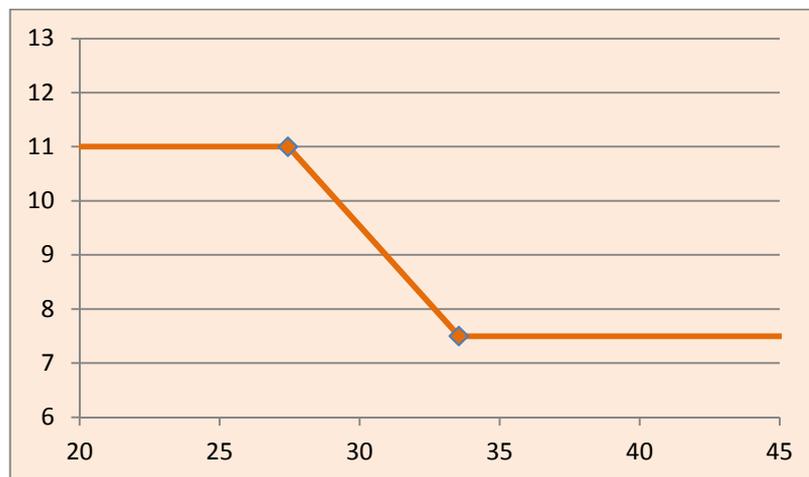
Elaboración propia

## 4.2.2. Rentabilidad variable de la energía fotovoltaica en función del coste y la calidad

Esta medida implica hasta el año 2020 establecer primas a las grandes instalaciones fotovoltaicas dependientes del coste de explotación previsto según la tecnología empleada para la generación, teniendo como referencia el Plan de Energías Renovables realizado por el Ministerio de Industria.

De este modo, si se consiguen unos costes inferiores a los que marca el PER, la prima subirá. Si se mantienen más allá de un 10% menores a los datos del PER, recibirán las primas para una rentabilidad del 11% a 25 años. Si por el contrario, los costes están por encima de lo marcado por el PER con un margen mayor de un 10%, las primas serán aquellas que marquen la rentabilidad igual al 7,5%. De este modo, la rentabilidad sólo dependerá del inversor y de su investigación para reducir costes.

Figura 27: Rentabilidad de la instalación fotovoltaica en función de los costes de explotación calculados



Elaboración propia

Para evitar que los paneles más baratos y de menor calidad, procedentes en su mayoría de China e India, se extendieran en España, se propuso un sistema anti-dumping por el cual se cobraba un impuesto adicional que repercutía en el coste total. Se analizarán los paneles, y si la calidad no supera un cierto límite, se colocará la menor rentabilidad, de un 7,5%.

Además, aquellas instalaciones cuya vida útil sea menor de 25 años tendrán menor rentabilidad, ya que si su producción anual de energía está por debajo de las 1.000 horas, no recibirán prima dicho año. Así pues, aquellos paneles con vida útil de 5 años sólo recibirán prima dicho tiempo y no llegarán a una rentabilidad razonable.

Así se conseguiría una mayor investigación y desarrollo en la tecnología solar que redundaría en una mayor madurez de la tecnología, en unos costes menores y en unas primas que irían reduciéndose progresivamente sin repercutir en la rentabilidad.

En el caso de que las instalaciones fotovoltaicas cumplan con los costes menores del 90% de los costes mercados en el PER, se conseguiría reducir las primas a la fotovoltaica sin caer en una reducción de la rentabilidad, conllevando un ahorro considerable:

- Año 2016: 473,35 millones de euros ahorrados con reducción de prima de 57,65€/MWh
- Años 2017 y 2018: 478,04 millones de euros ahorrados con reducción de prima de 58,22€/MWh
- Años 2019 y 2020: 482,72 millones de euros ahorrados con reducción de prima de 58,79€/MWh
- Años 2021 y 2022: 487,41 millones de euros ahorrados con reducción de prima de 59,36€/MWh

En el caso de que las instalaciones no cumplieran el 10% de reducción de costes de generación y su precio se mantuviera en los valores que marca el PER, los ahorros serían los siguientes:

- Año 2016: 781,46 millones de euros ahorrados con reducción de prima de 93,88€/MWh
- Años 2017 y 2018: 786,20 millones de euros ahorrados con reducción de prima de 94,45€/MWh
- Años 2019 y 2020: 790,95 millones de euros ahorrados con reducción de prima de 95,02€/MWh
- Años 2021 y 2022: 795,73 millones de euros ahorrados con reducción de prima de 95,60€/MWh

Por último, si su precio estuviera un 10% por encima de lo marcado por el PER, los ahorros serían:

- Año 2016: 1052,32 millones de euros ahorrados con reducción de prima de 126,42€/MWh
- Años 2017 y 2018: 1057,06 millones de euros ahorrados con reducción de prima de 126,99 €/MWh
- Años 2019 y 2020: 1061,81 millones de euros ahorrados con reducción de prima de 127,56 €/MWh
- Años 2021 y 2022: 1066,55 millones de euros ahorrados con reducción de prima de 128,13 €/MWh

## 4.2.3. Eliminar el servicio de interrumpibilidad

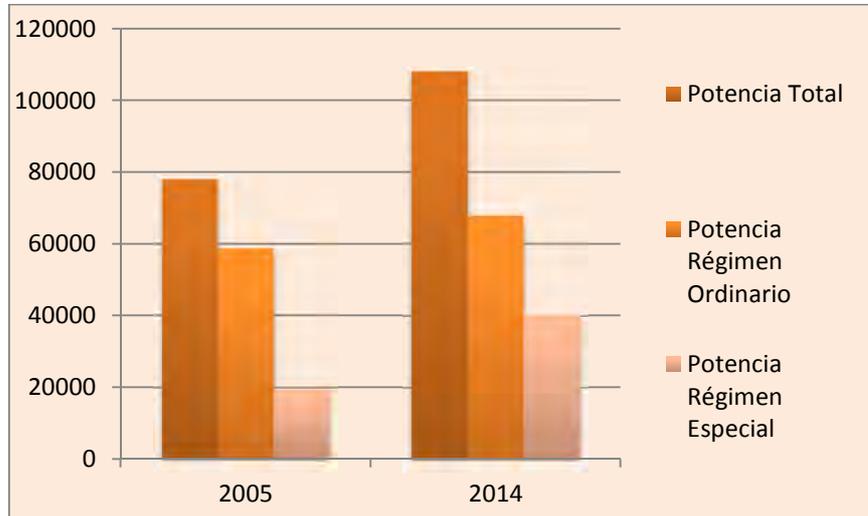
---

El problema que a día de hoy se sufre en España es de sobreproducción: se ha construido de manera descontrolada para abastecer una demanda que en estos años no crecía. España posee un exceso de centrales que llegar a ser de hasta un 30% superior a la demanda punta.

A modo de ejemplo, el día con mayor demanda del año 2012 prácticamente un 70% de los ciclos combinados y de las centrales hidroeléctricas se encontraban en estado de parada, así como el 30% de las térmicas de carbón. Esta situación es francamente negativa y por tanto resulta incoherente el hecho de que se estén gastando casi 700 millones de euros en un servicio de interrumpibilidad para poder tener la seguridad de que la demanda siempre se ve completada por la generación.

La demanda bruta en el año 2013 fue de 246.166 GWh, estando en niveles de 2005. Desde entonces se ha producido un incremento de casi un 40% en la potencia total instalada en España sin incremento en la demanda. Sí es cierto que la gran mayoría de esa potencia instalada en los últimos años era eólica y solar, que pueden no participar en la generación cuando se las necesite debido a su dependencia de la climatología. A pesar de ello, y como se puede apreciar en la siguiente figura, la potencia instalada de régimen ordinario también subió en este intervalo de tiempo. Así pues, se ha mejorado notoriamente la maniobrabilidad del sistema ante imprevistos.

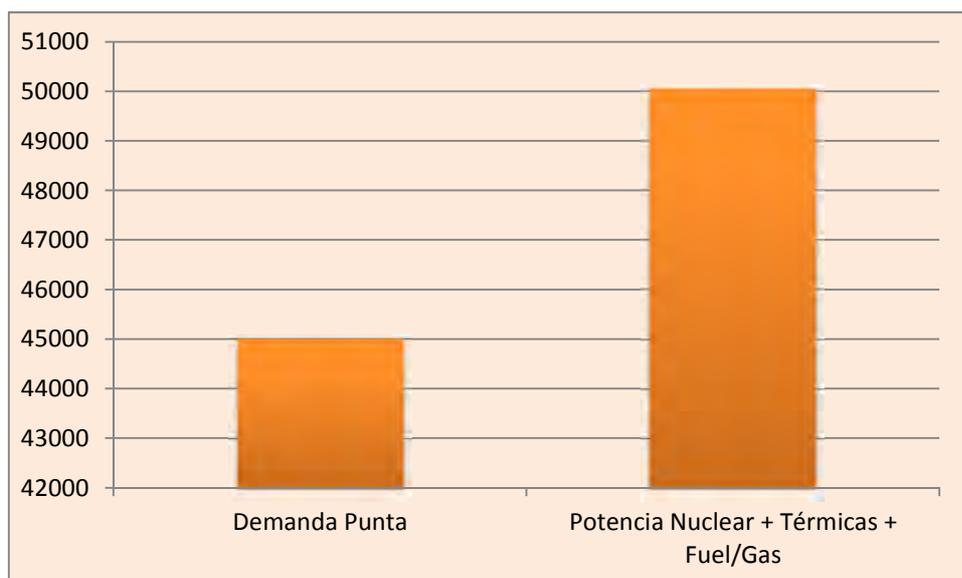
Figura 28: Comparativa de la potencia instalada en 2005 y 2014



Elaboración propia

Teniendo en cuenta que la demanda punta en España puede llegar a ser de 45.000 MW, se hace la siguiente comparación con la potencia instalada de centrales térmicas, nucleares y de fuel/gas:

Figura 29: Comparación de la demanda punta en España con la potencia nuclear, térmica y de fuel/gas



Elaboración propia

De este modo, quitando las instalaciones renovables y la cogeneración, así como la tecnología hidráulica, la potencia instalada es mayor que la demanda punta.

Esto no implica necesariamente que el riesgo de no poder abastecer la demanda en algún instante sea nulo. Evidentemente hay cierto riesgo, basado en una demanda inusualmente alta y una indisponibilidad de una gran cantidad de potencia instalada, pero dicho riesgo tiene un valor mínimo, de aproximadamente un 0,0015%.

Además, la reciente medida del Gobierno de variar los precios cada hora hará que se eviten momentos de demandas punta inusuales, al incentivar el uso de la electricidad en horas de escasa demanda para conseguir un menor coste, por lo que el riesgo de no poder abastecer a la demanda será prácticamente nulo, y por tanto, asumible.

Así pues, se considera que esta medida es viable tanto técnica como económicamente, con el correspondiente ahorro de **700 millones de euros anuales**.

## 4.2.4. Medidas aplicadas al carbón

---

Las medidas aplicadas al carbón serán dos: la eliminación del apoyo del Gobierno al carbón nacional y el agravamiento del impuesto por el uso del carbón.

En primer lugar, se debería eliminar el apoyo de 90.000 €/MW al carbón nacional, ya que resulta sorprendente que se fomente el aumento de las energías renovables en detrimento de las centrales térmicas y luego se incentive el carbón nacional. De este modo, si se elimina este apoyo, con una potencia equivalente con carbón nacional de unos 3344 MW, el valor ahorrado será de 300 millones de euros.

El punto negativo de esta medida residiría en la mayor dependencia energética de España, aunque resulta asumible teniendo en cuenta la menor dependencia energética del país con la entrada de la energía eólica especialmente.

Además, como segunda medida se debería agravar el impuesto por el uso del carbón de cara a rellenar equitativamente el hueco térmico entre el carbón y los ciclos combinados, ya que la tecnología del carbón trabajó 3,5 veces más que los ciclos combinados en 2013. Dicha equiparación entre ambas tecnologías se hará tratando de igualar o al menos acercar los precios de mercado de los ciclos combinados a los del carbón.

Este impuesto, actualmente de 14,97 euros por tonelada de carbón utilizada, se verá aumentado en una gran cantidad. Teniendo en cuenta los ingresos por impuestos reflejados por la CNMC en un valor de 21.574 €/MW, se estima un impuesto de 5,9 €/MWh. Así pues, tratando de aumentar 3€/MWh estos impuestos, los nuevos impuestos

serán de 32.448,4 €/MW, es decir, 22,52 €/ton. De este modo, la rentabilidad de las centrales de carbón a 40 años tampoco variaría en exceso, teniendo un valor de un 1,53%.

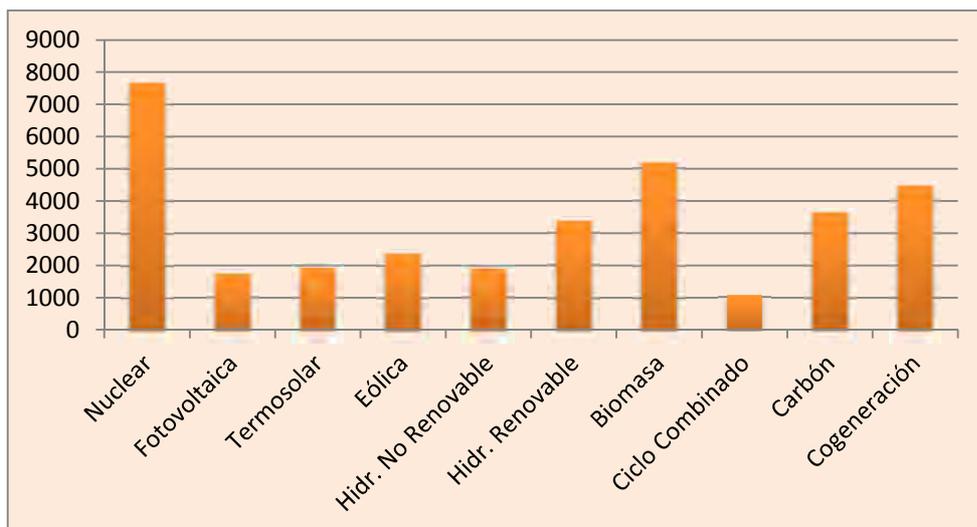
Así, se pretende que el precio del ciclo de carbón se iguale al del ciclo combinado, y el hueco térmico se equilibre. Además, los ingresos aumentarán en 130 millones de euros.

Así pues, como conclusión, las dos medidas aplicadas al carbón repercutirían en un ahorro de un valor de casi **450 millones de euros**.

## 4.2.5. Establecer impuestos dependientes del factor de planta

Como se está comentando, existe en el sector eléctrico español una gran desigualdad de factores de planta. Dicha comparativa entre tecnologías se hace visible en la siguiente gráfica:

Figura 30: Comparativa de las horas equivalentes de funcionamiento de las tecnologías de generación



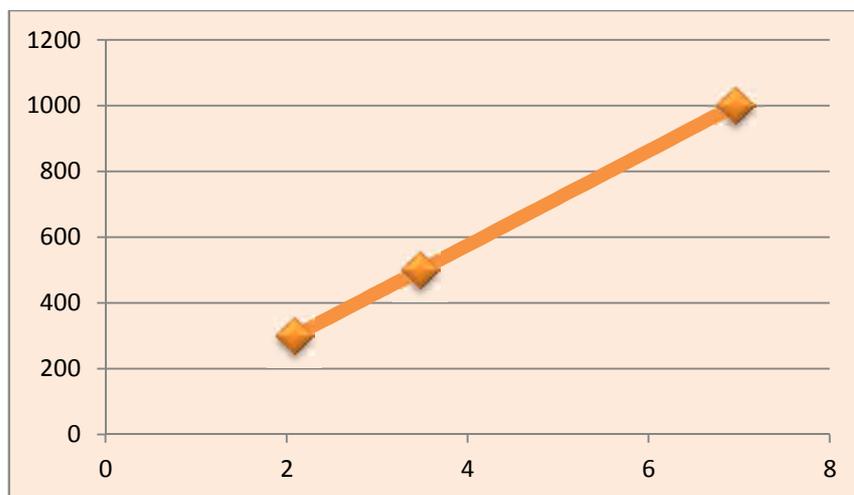
Elaboración propia

Establecer impuestos dependientes de las horas de funcionamiento de las plantas, centrales e instalaciones con un factor de planta mayor del 35%. Así pues, se tratará de

igualar en cierto modo la aportación de cada energía al mercado para dar oxígeno a los ciclos combinados especialmente, ahogados en un hueco térmico cada vez menor.

La energía más perjudicada será la nuclear debido a su alto factor de carga, pero este perjuicio es asumible por las centrales puesto que las centrales nucleares están, según los cálculos realizados en este proyecto, amortizadas en su mayoría.

Figura 31: Ahorro en millones de euros para cada impuesto en euros por hora de funcionamiento



*Elaboración propia*

De cara a que los ciclos de carbón sigan siendo eficaces y no caigan en rentabilidades negativas, el impuesto sobre las horas de funcionamiento tendrá un valor de 5€/hora. Se pretenderá de esta manera recaudar **720 millones de euros** con esta medida.

## 4.2.6. Eliminar los pagos por capacidad

Aunque podría afectar gravemente a tecnologías como el ciclo combinado, es una medida que ha perdido su significado originario. No se necesita un estímulo para que las tecnologías entren al mercado, ya que tecnologías como el carbón o el ciclo combinado necesitan entrar siempre que sea necesario para amortizar sus costes.

Resulta de este modo absurdo que se incentive a ciertas tecnologías simplemente por trabajar por sus propios beneficios. Así pues, la cantidad total ahorrada con la eliminación de los pagos por capacidad será de **610 millones de euros**.

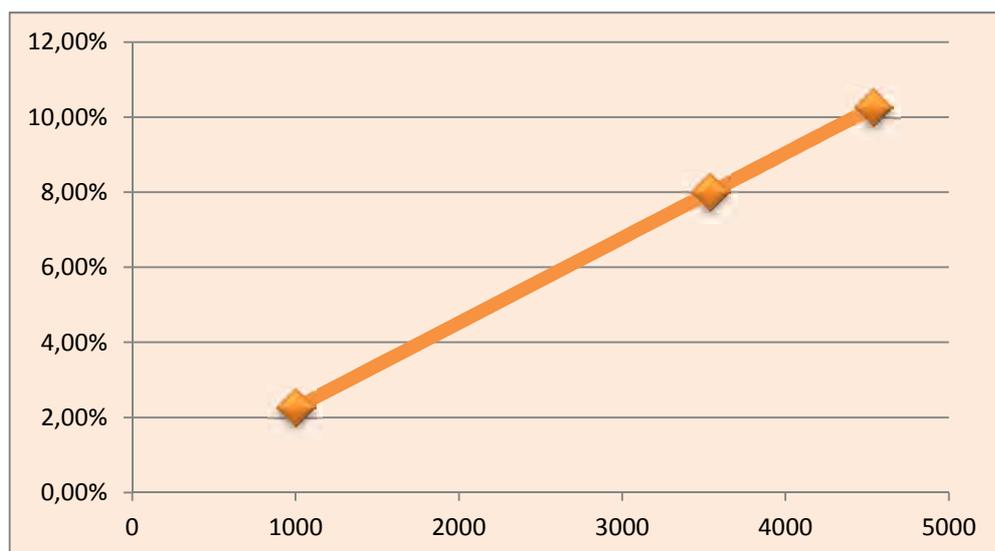
## 4.2.7. Céntimo verde a gasolina y gasoil

La Unión Europea exige una participación de al menos un 20% de las renovables dentro del conjunto de la energía. En España, en el año 2013, el 14,3% de la energía provenía de fuentes renovables. Tras el estancamiento de la producción renovable con los recortes del Gobierno, resulta complicado que España pueda cumplir con esta expectativa. La demanda además no crece, por lo que invertir en energías renovables tendría consecuencias desastrosas para el sector, con 27 GW de ciclos combinados sin actividad alguna.

Es por ello que se necesita de alguna manera subir la demanda y que, producto de ello, se incentive a la producción renovable sin reducir el hueco térmico. Es fundamental la inclusión de vehículos eléctricos e híbridos que de alguna manera levanten la demanda. Así pues, se pensó en la aplicación de un impuesto a pagar por todos los vehículos que reposten gasolina o gasoil.

El consumo de petróleo fue en España de 1,2 millones de barriles de petróleo al día, es decir, 70,4 millones de metros cúbicos al año. A pesar de ello, el producto comercial es menor debido a la eficacia de esta energía. En España 25.213.366 toneladas de productos petrolíferos se utilizan en la automoción, equivalentes a 37.078,5 millones de litros.

Figura 32: Impuesto según el ahorro deseado



Elaboración propia

Así, para recaudar los **3.540 millones de euros** que supuso el déficit del año 2013, se deberá establecer un impuesto que implique subidas en el precio del precio de 0,095 €/litro. Tomando un precio del petróleo de 1,2 € por litro, el impuesto será de un 8%.

### 4.2.8. Prórroga condicionada de la central nuclear de Santa María de Garoña

---

La central nuclear de Santa María de Garoña solicitó una prórroga de 17 años tras finalizar su vida útil en el año 2012 argumentando que no había sido posible amortizar la inversión. A pesar de estas argumentaciones, para permitir dicha prórroga, la central deberá proporcionar un valor de **690 millones de euros**, teniendo, según los cálculos de este proyecto, un valor de rentabilidad de un 7,2% hasta 2031.

Con este dato, se podría ver que es rentable en términos absolutos el hecho de alargar la vida de la central con una inversión de 690 millones, incluso teniendo la central un déficit hasta el momento de 460 millones de euros.

## 4.3. Medidas propuestas a largo plazo

---

Las medidas que se presentan a continuación no arreglarían el déficit tarifario instantáneamente pero sí podrían mejorar la situación del sector eléctrico español en los próximos años.

### 4.3.1. Subastas de grandes centrales

---

Una medida que se podría tomar para una mejora de la situación a largo plazo es la implantación de subastas tecnológicas de cara a la construcción de nuevas centrales eléctricas de gran capacidad. Según los costes que se presenten, se repartirá la potencia entregada entre las diferentes tecnologías de tal manera que el coste medio sea el mínimo posible.

De este modo, se pretende una mayor inversión en I+D y una bajada de los precios del pool que pueda redundar en una reducción del precio de la factura de la electricidad en España.

### 4.3.2. Moratoria termosolar

---

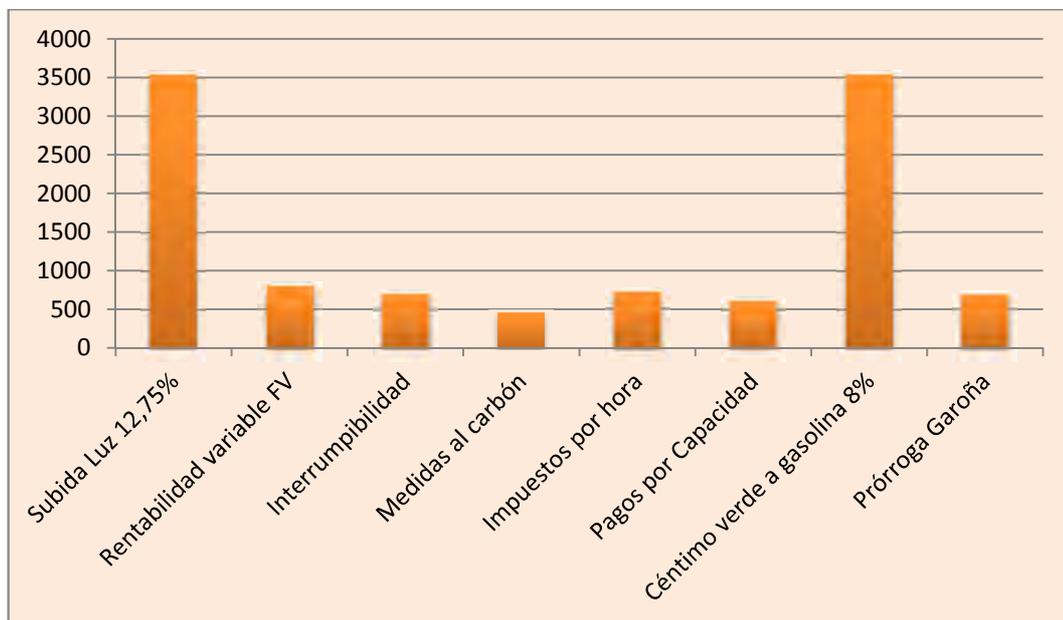
La termosolar con almacenamiento maximiza la rentabilidad de la planta, pero incrementa los costes totales del sistema. La energía almacenada se vierte a la red en las horas valle, por lo que se produce una reducción del hueco térmico que lleva a un incremento de los precios de mercado a largo plazo.

Endurecer las sanciones por el uso de gas natural podría conllevar una situación casi crítica de los ciclos combinados. Así pues, y dado que España vive con un exceso de producción monumental y la energía gas-sol tiene un coste muy alto, la solución más eficiente sería la de cancelar todas las construcciones de plantas solares termoeléctricas con gas y esperar a un momento en el que alcance una mayor madurez para volver a permitir las.

## 4.4. Conclusiones

A continuación se adjunta un gráfico que pretende resumir las cantidades ahorradas por cada solución propuesta:

Figura 33: Ahorro en millones de euros de cada solución propuesta



*Elaboración propia*

Tal y como se ha comentado anteriormente, resulta inviable aplicar la subida de la tarifa de la luz, más aún viviendo la etapa de dificultades económicas que está viviendo España en estos años. A pesar de ello, la subida progresiva y paulatina del precio de la luz es una medida que se deberá aportar en los próximos años.

Sin duda, las dos medidas que ahorran una mayor cantidad de dinero al sistema eléctrico español sin causar ningún perjuicio considerable son las de la eliminación del servicio de interrumpibilidad y la exigencia de un pago de 690 millones de euros por la prórroga de la central nuclear de Santa María de Garoña

Así pues, entre estas dos medidas se ahorrarán casi 1.500 millones de euros, una cifra considerable y que podría cambiar el curso de los acontecimientos en el sector eléctrico.

En cuanto a las medidas al carbón, podrían no ser complementarias con la medida de los impuestos dependientes del factor de planta, ya que quizá se estaría castigando de manera

excesiva a esta tecnología. Así pues, resulta más adecuada la medida de tributar la cantidad dependiente de los factores de planta puesto que tendría una repercusión mayor tanto en los ingresos del sector como en el equilibrio de las horas de funcionamiento y del hueco térmico.

Además, con la medida de entregar las primas se fomentaría la investigación y el desarrollo, y la fotovoltaica podría volver a tener la oportunidad de volver a recibir rentabilidades para un valor de un 12%.

Con estas medidas, sin afectar al *bolsillo* de los españoles a pie se podrían ahorrar más de 3.000 millones de euros, una cantidad que anularía el déficit tarifario del sistema eléctrico español.

Figura 34: Soluciones finales propuestas



Elaboración propia

## BIBLIOGRAFÍA

---

### Documentos

---

- 1) Red eléctrica de España, REE: "Informe Anual" Años 2005, 2008, 2010, 2011, 2012, 2013.
- 2) Red eléctrica de España, REE: "Avance Informe Anual". Año 2014.
- 3) Red eléctrica de España, REE: "Operación del Sistema Eléctrico". Año 2000.
- 4) Ministerio de Industria, Energía y Turismo: "Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020".
- 5) Ministerio de Industria, Energía y Turismo: "El sector eléctrico".
- 6) Boletín Oficial del Estado, BOE: "Proyecto de real decreto por el que se regula el procedimiento de cesión de los derechos de cobro del déficit del año 2013, y se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés, que devengarán los derechos de cobro de los déficits de ingresos, y los desajustes temporales". Diciembre de 2014.
- 7) International Renewable Energy Analysis (IRENA): "Cost of Technologies: Solar Photovoltaics).
- 8) International Renewable Energy Analysis (IRENA): "Cost of Technologies: Hydropower).
- 9) International Renewable Energy Analysis (IRENA): "Cost of Technologies: Biomass for power generation).
- 10) International Renewable Energy Analysis (IRENA): "Cost of Technologies: Concentrating Solar Power).
- 11) World Energy; Bloomberg New Energy Finance: "World Energy Perspective: Cost of Energy Technologies".
- 12) Comisión Nacional de la Energía, CNE: "El sector eléctrico a través de Unesa (1944-2004)".
- 13) Comisión Nacional del Mercado y las Competencias (CNMC): "Informe sobre los resultados de la liquidación provisional 13 de 2013 de la retribución de las instalaciones de producción de energías renovables, cogeneración y residuos". Año 2014.
- 14) Comisión Nacional del Mercado y las Competencias (CNMC): "Información básica de los sectores de la energía en 2014". Año 2015.
- 15) Comisión Nacional del Mercado y las Competencias (CNMC): "Liquidación 14/2013 del Sector Eléctrico". Año 2014.

- 16) ACCIONA, EDPR, Ernst & Young: “Análisis del potencial de creación de valor de las políticas de energía eólica”. Julio 2012.
- 17) Energía y Sociedad: “Ley 24/2013 del sector eléctrico. Resumen”. Año 2014.
- 18) Energía y Sociedad: “Tríptico: Tarifas y unidades de gas en el primer trimestre de 2013”. Año 2013.
- 19) IBEAS CUBILLO, Diego: “Resumen Proyecto Historia de la Electricidad en España”. Universidad Carlos III de Madrid. Año 2011.
- 20) MORALES, Jorge: “Diez claves para entender el sistema eléctrico español”. Fundación Ciudadanía y Valores.
- 21) MORALES, Jorge: “Propuestas para una verdadera reforma del sector eléctrico en España”. Año 2015.
- 22) DÍAZ MORLÁN, Pablo; SAN ROMÁN, Elena: “Causas de la restricción eléctrica del primer franquismo: Una aportación desde la historia empresarial”.
- 23) ARROYO ILERA, Fernando: “El sistema hidroeléctrico del Júcar y la electrificación madrileña”. Universidad Autónoma de Madrid.
- 24) RIVERO TORRE, Pedro: “El sector eléctrico español en el entorno europeo”. Universidad Complutense de Madrid.
- 25) PÉREZ MÉRIDA, Marta: “Valoración financiera de una empresa del sector energético español”. Universidad Pontificia Comillas. Año 2013.
- 26) REGAL RODRÍGUEZ, Marta Carmen: “Análisis del sector eléctrico español y propuestas de desarrollo futuro.”. Universidad Pontificia Comillas. Año 2012.
- 27) MÉNDEZ BAIGES, David: “Números gordos en el análisis económico – financiero”. Año 2008.

## Otras fuentes

---

- 1) Comisión Nacional del Mercado y las Competencias (CNMC)
  - [www.cnmc.es](http://www.cnmc.es)
- 2) Comisión Nacional de la Energía
  - [www.cne.es](http://www.cne.es)
- 3) Red Eléctrica de España:
  - [www.ree.es](http://www.ree.es)
  - <http://www.esios.ree.es/web-publica/>
- 4) Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA)
  - [www.irena.org](http://www.irena.org)
- 5) Open Energy Information
  - [www.openei.org](http://www.openei.org)

- 6) World Energy Council
  - [www.worldenergy.com](http://www.worldenergy.com)
- 7) Ministerio de Industria, Energía y Turismo
  - [www.minetur.gob.es](http://www.minetur.gob.es)
- 8) European Nuclear Society
  - [www.euronuclear.org](http://www.euronuclear.org)
- 9) Protermosolar
  - [www.protermosolar.com](http://www.protermosolar.com)
- 10) UNESA
  - [www.unesa.es](http://www.unesa.es)
- 11) Sostenibilidad y Energía
  - [www.sostenibilidadyenergia.com](http://www.sostenibilidadyenergia.com)

# **Análisis económico - financiero del sistema eléctrico español**

**José Alejandro Moyano de Llano**

**Universidad Pontificia Comillas**

---

# **5. Anexo I: Modelos de valoración financiera**

---

Anexo I.1: TECNOLOGÍA NUCLEAR

<b>DATOS CAPACIDAD</b>	
<b>Potencia instalada</b>	1 MW
<b>Horas equivalentes anuales</b>	7.673h

<b>DATOS ECONÓMICOS</b>	
<b>INGRESOS</b>	
<b>Ingresos por mercado</b>	41,98 €/MWh
<b>Ingresos por primas</b>	0 €/MWh
<b>Pagos por capacidad</b>	5,25 €/MWh
<b>Ingresos totales</b>	47,23 €/MWh
<b>COSTES</b>	
<b>Costes variables de explotación</b>	0,50 €/MWh
<b>Costes fijos de explotación</b>	6,53 €/MWh
<b>Costes totales de explotación</b>	7,03 €/MWh
<b>Costes de inversión</b>	3.213.000 €/MW
<b>PRÉSTAMO BANCARIO</b>	
<b>Deuda</b>	50% de la inversión
<b>Recursos propios</b>	50% de la inversión
<b>Interés</b>	7%
<b>Periodo de financiación</b>	15 años
<b>IMPUESTOS</b>	
<b>Impuesto</b>	30%
<b>Impuesto sobre la generación eléctrica</b>	22.691,87 €/MW
<b>Impuesto por el almacenamiento y la producción de residuos radiactivos</b>	36.443 €/MW
<b>SITUACIÓN ECONÓMICA GLOBAL</b>	
<b>IPC</b>	0%

## Tecnología Nuclear

### RENTABILIDAD

**TIR** 3,61%

(miles de euros)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Ingresos	0	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365
Costes variables de explotación		-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4
Margen bruto	0	361	361	361	361	361	361	361	361	361	361	361	361	361	361	361	361	361	361	361	361	361	361	361	361	361
Costes fijos de explotación	-3213	-47	-47	-47	-47	-47	-47	-47	-47	-47	-47	-47	-47	-47	-47	-47	-47	-47	-47	-47	-47	-47	-47	-47	-47	-47
EBITDA	-3213	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314
Amortización	0	-129	-129	-129	-129	-129	-129	-129	-129	-129	-129	-129	-129	-129	-129	-129	-129	-129	-129	-129	-129	-129	-129	-129	-129	-129
BAIT	-3213	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186
Gastos financieros	0	-7	-7	-6	-6	-5	-5	-4	-4	-3	-3	-2	-2	-1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Capital Vivo	1607	1499	1392	1285	1178	1071	964	857	749	642	535	428	321	214	107	-1	-108	-215	-322	-429	-536	-643	-750	-858	-965	-1072
BAT	-3213	178	179	179	180	180	181	181	182	182	183	183	184	184	185	185	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186
Impuestos 30%		-53	-54	-54	-54	-54	-54	-54	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-56	-56	-56	-56	-56	-56	-56	-56	-56	-56	-56
Impuestos 7% Generación Eléctrica		-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23
Impuesto Nuclear		-36	-36	-36	-36	-36	-36	-36	-36	-36	-36	-36	-36	-36	-36	-36	-36	-36	-36	-36	-36	-36	-36	-36	-36	-36
Suma Amortización		129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129
BENEFICIO NETO	-3213	194	195	195	195	196	196	196	197	197	197	198	198	198	199	199	199	199	199	199	199	199	199	199	199	199

**TIR TECNOLOGÍA NUCLEAR** 3,61%

Anexo I.2: TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

<b>DATOS CAPACIDAD</b>	
<b>Potencia instalada</b>	1 MW
<b>Horas equivalentes anuales</b>	1.752h

<b>DATOS ECONÓMICOS</b>	
<b>INGRESOS</b>	
<b>Ingresos por mercado</b>	41,65 €/MWh
<b>Ingresos por primas</b>	331,80 €/MWh
<b>Pagos por capacidad</b>	0 €/MWh
<b>Ingresos totales</b>	373,45 €/MWh
<b>COSTES</b>	
<b>Costes variables de explotación</b>	0 €/MWh
<b>Costes fijos de explotación</b>	31,61 €/MWh
<b>Costes totales de explotación</b>	31,61 €/MWh
<b>Costes de inversión</b>	2.724.000 €/MW
<b>PRÉSTAMO BANCARIO</b>	
<b>Deuda</b>	50% de la inversión
<b>Recursos propios</b>	50% de la inversión
<b>Interés</b>	7%
<b>Periodo de financiación</b>	15 años
<b>IMPUESTOS</b>	
<b>Impuesto sobre la generación eléctrica</b>	5.499,15 €/MW
<b>SITUACIÓN ECONÓMICA GLOBAL</b>	
<b>IPC</b>	0%

## Tecnología Fotovoltaica

### RENTABILIDAD

**TIR** 13,43%

(miles de euros)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Ingresos	0	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654
Costes variables de explotación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Margen bruto	0	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654
Costes fijos de explotación	-2724	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55
EBITDA	-2724	599	599	599	599	599	599	599	599	599	599	599	599	599	599	599	599	599	599	599	599	599	599	599	599	599
Amortización	0	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109
BAIT	-2724	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490
Gastos financieros	0	-153	-142	-132	-122	-112	-102	-92	-81	-71	-61	-51	-41	-31	-20	-10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Capital Vivo	2179	2034	1889	1743	1598	1453	1308	1162	1017	872	727	581	436	291	145	0	-145	-290	-436	-581	-726	-871	-1017	-1162	-1307	-1452
BAT	-2724	337	348	358	368	378	388	398	409	419	429	439	449	459	470	480	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490
Impuesto 30%		-101	-104	-107	-110	-113	-116	-120	-123	-126	-129	-132	-135	-138	-141	-144	-147	-147	-147	-147	-147	-147	-147	-147	-147	-147
Impuestos 7% Generación Eléctrica		-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5
Recuperación Amortización		109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109
BENEFICIO NETO	-2724	340	347	354	361	369	376	383	390	397	404	411	418	425	433	440	447	447	447	447	447	447	447	447	447	447
<b>TIR TECNOLOGÍA SOLAR FV</b>	<b>13,43%</b>																									

Anexo I.3: TECNOLOGÍA TERMOSOLAR

<b>DATOS CAPACIDAD</b>	
<b>Potencia instalada</b>	1 MW
<b>Horas equivalentes anuales</b>	1.931h
<b>DATOS ECONÓMICOS</b>	
<b>INGRESOS</b>	
<b>Ingresos por mercado</b>	43,11 €/MWh
<b>Ingresos por primas</b>	258,89 €/MWh
<b>Pagos por capacidad</b>	0 €/MWh
<b>Ingresos totales</b>	302 €/MWh
<b>COSTES</b>	
<b>Costes de explotación</b>	28,00 €/MWh
<b>Costes de inversión</b>	4.990.000 €/MW
<b>PRÉSTAMO BANCARIO</b>	
<b>Deuda</b>	50% de la inversión
<b>Recursos propios</b>	50% de la inversión
<b>Interés</b>	7%
<b>Periodo de financiación</b>	15 años
<b>IMPUESTOS</b>	
<b>Impuesto sobre la generación eléctrica</b>	5.674 €/MW
<b>SITUACIÓN ECONÓMICA GLOBAL</b>	
<b>IPC</b>	0%

## Tecnología Termosolar

<b>RENTABILIDAD</b>	
<b>TIR</b>	5,42%

(miles de euros)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Ingresos	0	583	583	583	583	583	583	583	583	583	583	583	583	583	583	583	583	583	583	583	583	583	583	583	583	583
Costes de explotación	-4990	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55
EBITDA	-4990	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528
Amortización	0	-200	-200	-200	-200	-200	-200	-200	-200	-200	-200	-200	-200	-200	-200	-200	-200	-200	-200	-200	-200	-200	-200	-200	-200	-200
BAIT	-4990	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328
Gastos financieros	0	-175	-163	-151	-140	-128	-116	-105	-93	-82	-70	-58	-47	-35	-23	-12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Capital Vivo	2495	2329	2162	1996	1830	1663	1497	1331	1164	998	832	665	499	333	166	0	-166	-333	-499	-665	-832	-998	-1164	-1331	-1497	-1663
BAT	-4990	153	165	177	188	200	212	223	235	247	258	270	282	293	305	316	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328
Impuesto 30%		-46	-50	-53	-57	-60	-64	-67	-70	-74	-77	-81	-84	-88	-91	-95	-98	-98	-98	-98	-98	-98	-98	-98	-98	-98
Impuestos 7% Generación Eléctrica	0	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6
Recuperación Amortización		200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
BENEFICIO NETO	-4990	301	309	318	326	334	342	350	358	367	375	383	391	399	407	415	424	424	424	424	424	424	424	424	424	424
<b>TIR TECNOLOGÍA TERMOSOLAR</b>	<b>5,42%</b>																									

## Anexo I.4: TECNOLOGÍA EÓLICA

<b>DATOS CAPACIDAD</b>	
<b>Potencia instalada</b>	1 MW
<b>Horas equivalentes anuales</b>	2.378h

<b>DATOS ECONÓMICOS</b>	
<b>INGRESOS</b>	
<b>Ingresos por mercado</b>	44,49 €/MWh
<b>Ingresos por primas</b>	42,50 €/MWh
<b>Pagos por capacidad</b>	0 €/MWh
<b>Ingresos totales</b>	86,99 €/MWh
<b>COSTES</b>	
<b>Costes variables de explotación</b>	10,80 €/MWh
<b>Costes fijos de explotación</b>	12,87 €/MWh
<b>Costes totales de explotación</b>	23,67 €/MWh
<b>Costes de inversión</b>	1.300.000 €/MW
<b>PRÉSTAMO BANCARIO</b>	
<b>Deuda</b>	50% de la inversión
<b>Recursos propios</b>	50% de la inversión
<b>Interés</b>	7%
<b>Periodo de financiación</b>	15 años
<b>IMPUESTOS</b>	
<b>Impuesto sobre la generación eléctrica</b>	7.454 €/MW
<b>SITUACIÓN ECONÓMICA GLOBAL</b>	
<b>IPC</b>	0%

## Tecnología Eólica

### RENTABILIDAD

TIR 5,73%

(miles de euros)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Ingresos	0	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207
Costes variables de explotación	0	-26	-26	-26	-26	-26	-26	-26	-26	-26	-26	-26	-26	-26	-26	-26	-26	-26	-26	-26	-26	-26	-26	-26	-26	-26
Margen bruto	0	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181
Costes fijos de explotación	-1300	-31	-31	-31	-31	-31	-31	-31	-31	-31	-31	-31	-31	-31	-31	-31	-31	-31	-31	-31	-31	-31	-31	-31	-31	-31
EBITDA	-1300	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151
Amortización	0	-52	-52	-52	-52	-52	-52	-52	-52	-52	-52	-52	-52	-52	-52	-52	-52	-52	-52	-52	-52	-52	-52	-52	-52	-52
BAIT	-1300	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99
Gastos financieros	0	-46	-42	-39	-36	-33	-30	-27	-24	-21	-18	-15	-12	-9	-6	-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Capital Vivo	650	607	563	520	477	433	390	347	303	260	217	173	130	87	43	0	-43	-87	-130	-173	-217	-260	-303	-347	-390	-433
BAT	-1300	53	56	59	62	65	68	71	74	77	80	83	86	89	93	96	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99
Impuesto 30%		-16	-17	-18	-19	-20	-20	-21	-22	-23	-24	-25	-26	-27	-28	-29	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30
Impuestos 7% Generación Eléctrica		-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7
Recuperación Amortización		52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52
BENEFICIO NETO	-1300	82	84	86	88	90	92	94	97	99	101	103	105	107	109	111	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114
TIR TECNOLOGÍA EÓLICA	5,73%																									

Anexo I.5: HIDROELÉCTRICA NO RENOVABLE

<b>DATOS CAPACIDAD</b>	
<b>Potencia instalada</b>	1 MW
<b>Horas equivalentes anuales</b>	1.910h

<b>DATOS ECONÓMICOS</b>	
<b>INGRESOS</b>	
<b>Ingresos por mercado</b>	69,18 €/MWh
<b>Ingresos por primas</b>	0 €/MWh
<b>Pagos por capacidad</b>	5,25 €/MWh
<b>Ingresos totales</b>	74,43 €/MWh
<b>COSTES</b>	
<b>Costes variables de explotación</b>	1,53 €/MWh
<b>Costes fijos de explotación</b>	7,89 €/MWh
<b>Costes totales de explotación</b>	9,42 €/MWh
<b>Costes de inversión</b>	900.000 €/MW
<b>PRÉSTAMO BANCARIO</b>	
<b>Deuda</b>	50% de la inversión
<b>Recursos propios</b>	50% de la inversión
<b>Interés</b>	7%
<b>Periodo de financiación</b>	15 años
<b>IMPUESTOS</b>	
<b>Impuesto sobre la generación eléctrica</b>	9249,37 €/MW
<b>Canon a la hidroelectricidad</b>	17.638,03 €/MW
<b>SITUACIÓN ECONÓMICA GLOBAL</b>	
<b>IPC</b>	0%

## Tecnología Hidroeléctrica No Renovable

### RENTABILIDAD

**TIR** 4,62%

(miles de euros)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Ingresos	0	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142
Costes variables de explotación	0	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3
Margen bruto	0	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139
Costes fijos de explotación	-900	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15
EBITDA	-900	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124
Amortización	0	-36	-36	-36	-36	-36	-36	-36	-36	-36	-36	-36	-36	-36	-36	-36	-36	-36	-36	-36	-36	-36	-36	-36	-36	-36
BAIT	-900	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88
Gastos financieros	0	-32	-29	-27	-25	-23	-21	-19	-17	-15	-13	-11	-8	-6	-4	-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Capital Vivo	450	420	390	360	330	300	270	240	210	180	150	120	90	60	30	0	-30	-60	-90	-120	-150	-180	-210	-240	-270	-300
BAT	-900	57	59	61	63	65	67	69	71	74	76	78	80	82	84	86	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88
Impuestos 30%		-17	-18	-18	-19	-20	-20	-21	-21	-22	-23	-23	-24	-25	-25	-26	-26	-26	-26	-26	-26	-26	-26	-26	-26	-26
Impuestos 7% Generación Eléctrica		-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9
Canon a la hidroelectricidad		-18	-18	-18	-18	-18	-18	-18	-18	-18	-18	-18	-18	-18	-18	-18	-18	-18	-18	-18	-18	-18	-18	-18	-18	-18
Recuperación Amortización		36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
BENEFICIO NETO	-900	49	50	52	53	55	56	58	59	61	62	64	65	66	68	69	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71
<b>TIR TECNOLOGÍA HIDR. NO RENOVABLE</b>		<b>4,62%</b>																								

Anexo I.6: Tecnología Hidroeléctrica Renovable

<b>DATOS CAPACIDAD</b>	
<b>Potencia instalada</b>	1 MW
<b>Horas equivalentes anuales</b>	3.379h
<b>DATOS ECONÓMICOS</b>	
<b>INGRESOS</b>	
<b>Ingresos por mercado</b>	62,43 €/MWh
<b>Ingresos por primas</b>	42,90 €/MWh
<b>Pagos por capacidad</b>	5,25 €/MWh
<b>Ingresos totales</b>	110,58 €/MWh
<b>COSTES</b>	
<b>Costes de explotación</b>	13,32 €/MWh
<b>Costes de inversión</b>	2.286.000 €/MW
<b>PRÉSTAMO BANCARIO</b>	
<b>Deuda</b>	50% de la inversión
<b>Recursos propios</b>	50% de la inversión
<b>Interés</b>	7%
<b>Periodo de financiación</b>	15 años
<b>IMPUESTOS</b>	
<b>Impuesto sobre la generación eléctrica</b>	10.341,09 €/MW
<b>Canon a la hidroelectricidad</b>	2.880,11 €/MW
<b>SITUACIÓN ECONÓMICA GLOBAL</b>	
<b>IPC</b>	0%

## Tecnología Hidroeléctrica Renovable

### RENTABILIDAD

TIR 8,10%

(miles de euros)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
Ingresos	0	374	374	374	374	374	374	374	374	374	374	374	374	374	374	374	374	374	374	374	374	374	374	374	374	374	374
Costes de explotación	-2286	-45	-45	-45	-45	-45	-45	-45	-45	-45	-45	-45	-45	-45	-45	-45	-45	-45	-45	-45	-45	-45	-45	-45	-45	-45	-45
EBITDA	-2286	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329
Amortización	0	-91	-91	-91	-91	-91	-91	-91	-91	-91	-91	-91	-91	-91	-91	-91	-91	-91	-91	-91	-91	-91	-91	-91	-91	-91	-91
BAIT	-2286	237	237	237	237	237	237	237	237	237	237	237	237	237	237	237	237	237	237	237	237	237	237	237	237	237	237
Gastos financieros	0	-80	-75	-69	-64	-59	-53	-48	-43	-37	-32	-27	-21	-16	-11	-5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Capital Vivo	1143	1067	991	914	838	762	686	610	533	457	381	305	229	152	76	0	-76	-152	-229	-305	-381	-457	-533	-610	-686	-762	
BAT	-2286	157	163	168	173	179	184	189	195	200	205	211	216	221	227	232	237	237	237	237	237	237	237	237	237	237	237
Impuesto 30%	-47	-49	-50	-52	-54	-55	-57	-58	-60	-62	-63	-65	-66	-68	-70	-71	-71	-71	-71	-71	-71	-71	-71	-71	-71	-71	-71
Impuestos 7% Generación Eléctrica	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10
Canon a la hidroelectricidad	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3
Recuperación Amortización	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91
BENEFICIO NETO	-2286	188	192	196	199	203	207	211	214	218	222	226	229	233	237	241	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244
TIR TECNOLOGÍA HIDR.RENOVABLE	8,10%																										

Anexo I.7: Tecnología de Biomasa

<b>DATOS CAPACIDAD</b>	
<b>Potencia instalada</b>	1 MW
<b>Horas equivalentes anuales</b>	5.177 h
<b>DATOS ECONÓMICOS</b>	
<b>INGRESOS</b>	
<b>Ingresos por mercado</b>	43,72 €/MWh
<b>Ingresos por primas</b>	75,60 €/MWh
<b>Pagos por capacidad</b>	5,25 €/MWh
<b>Ingresos totales</b>	119,32 €/MWh
<b>COSTES</b>	
<b>Costes de explotación</b>	25,20 €/MWh
<b>Costes de inversión</b>	3.600.000 €/MW
<b>PRÉSTAMO BANCARIO</b>	
<b>Deuda</b>	50% de la inversión
<b>Recursos propios</b>	50% de la inversión
<b>Interés</b>	7%
<b>Periodo de financiación</b>	15 años
<b>IMPUESTOS</b>	
<b>Impuesto sobre la generación eléctrica</b>	15.843,69 €/MW
<b>SITUACIÓN ECONÓMICA GLOBAL</b>	
<b>IPC</b>	0%

## Tecnología de la Biomasa

### RENTABILIDAD

**TIR** 8,19%

(miles de euros)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Ingresos	0	645	645	645	645	645	645	645	645	645	645	645	645	645	645	645	645	645	645	645	645	645	645	645	645	645
Costes de explotación	-3600	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131
EBITDA	-3600	514	514	514	514	514	514	514	514	514	514	514	514	514	514	514	514	514	514	514	514	514	514	514	514	514
Amortización	0	-144	-144	-144	-144	-144	-144	-144	-144	-144	-144	-144	-144	-144	-144	-144	-144	-144	-144	-144	-144	-144	-144	-144	-144	-144
BAIT	-3600	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
Gastos financieros	0	-126	-118	-109	-101	-92	-84	-76	-67	-59	-50	-42	-34	-25	-17	-8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Capital Vivo	1800	1680	1560	1440	1320	1200	1080	960	840	720	600	480	360	240	120	0	-120	-240	-360	-480	-600	-720	-840	-960	-1080	-1200
BAT	-3600	244	253	261	270	278	286	295	303	312	320	328	337	345	354	362	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
Impuesto 30%		-73	-76	-78	-81	-83	-86	-88	-91	-93	-96	-99	-101	-104	-106	-109	-111	-111	-111	-111	-111	-111	-111	-111	-111	-111
Impuestos 7% Generación Eléctrica		-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16
Recuperación Amortización		144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
BENEFICIO NETO	-3600	299	305	311	317	323	329	335	340	346	352	358	364	370	376	382	387	387	387	387	387	387	387	387	387	387
<b>TIR TECNOLOGÍA BIOMASA</b>	<b>8,19%</b>																									

Anexo I.8: Tecnología del Ciclo Combinado

<b>DATOS CAPACIDAD</b>	
<b>Potencia instalada</b>	1 MW
<b>Horas equivalentes anuales</b>	1.800h

<b>DATOS ECONÓMICOS</b>	
<b>INGRESOS</b>	
<b>Ingresos por mercado</b>	62,02 €/MWh
<b>Ingresos por primas</b>	0 €/MWh
<b>Pagos por capacidad</b>	5,25 €/MWh
<b>Ingresos totales</b>	67,27 €/MWh
<b>COSTES</b>	
<b>Costes de explotación</b>	28,23 €/MWh
<b>Costes de inversión</b>	981.000 €/MW
<b>PRÉSTAMO BANCARIO</b>	
<b>Deuda</b>	50% de la inversión
<b>Recursos propios</b>	50% de la inversión
<b>Interés</b>	7%
<b>Periodo de financiación</b>	15 años
<b>IMPUESTOS</b>	
<b>Impuesto sobre la generación eléctrica</b>	8.802,36 €/MW
<b>Céntimo verde al Gas Natural</b>	4.308,14 €/MW
<b>SITUACIÓN ECONÓMICA GLOBAL</b>	
<b>IPC</b>	0%

## Tecnología de Ciclo Combinado

### RENTABILIDAD

**TIR** 1,86%

(miles de euros)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
Ingresos	0	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	
Costes de explotación	-981	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50
EBITDA	-981	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	
Amortización	0	-39	-39	-39	-39	-39	-39	-39	-39	-39	-39	-39	-39	-39	-39	-39	-39	-39	-39	-39	-39	-39	-39	-39	-39	-39	
BAIT	-981	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	
Gastos financieros	0	-34	-32	-30	-27	-25	-23	-21	-18	-16	-14	-11	-9	-7	-5	-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Capital Vivo	491	458	425	392	360	327	294	261	229	196	163	130	98	65	32	-1	-33	-66	-99	-131	-164	-197	-230	-262	-295	-328	
BAT	-981	11	14	16	18	21	23	25	27	30	32	34	37	39	41	44	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	
Impuesto 30%		-3	-4	-5	-5	-6	-7	-8	-8	-9	-10	-10	-11	-12	-12	-13	-14	-14	-14	-14	-14	-14	-14	-14	-14	-14	
Impuestos 7% Generación Eléctrica		-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	
Céntimo verde al Gas Natural		-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	
Recuperación Amortización		39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	
BENEFICIO NETO	-981	34	36	37	39	41	42	44	45	47	49	50	52	53	55	57	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	
<b>TIR TECNOLOGÍA CCGT</b>	<b>1,86%</b>																										

Anexo I.9: Tecnología de Carbón

<b>DATOS CAPACIDAD</b>	
<b>Potencia instalada</b>	1 MW
<b>Horas equivalentes anuales</b>	3.642h
<b>DATOS ECONÓMICOS</b>	
<b>INGRESOS</b>	
<b>Ingresos por mercado</b>	61,57 €/MWh
<b>Ingresos por primas (Carbón Nac.)</b>	8,55 €/MWh
<b>Pagos por capacidad</b>	5,25 €/MWh
<b>Ingresos totales</b>	75,37 €/MWh
<b>COSTES</b>	
<b>Costes de explotación</b>	45,09 €/MWh
<b>Costes de inversión</b>	1.111.872 €/MW
<b>PRÉSTAMO BANCARIO</b>	
<b>Deuda</b>	50% de la inversión
<b>Recursos propios</b>	50% de la inversión
<b>Interés</b>	7%
<b>Periodo de financiación</b>	15 años
<b>IMPUESTOS</b>	
<b>Impuesto sobre la generación eléctrica</b>	15.697 €/MW
<b>Céntimo verde al Carbón</b>	21.574 €/MW
<b>SITUACIÓN ECONÓMICA GLOBAL</b>	
<b>IPC</b>	0%

## Tecnología de Carbón

### RENTABILIDAD

**TIR** 1,43%

(miles de euros)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Ingresos	0	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275
Costes de explotación	-1112	-164	-164	-164	-164	-164	-164	-164	-164	-164	-164	-164	-164	-164	-164	-164	-164	-164	-164	-164	-164	-164	-164	-164	-164	-164
EBITDA	-1112	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
Amortización	0	-44	-44	-44	-44	-44	-44	-44	-44	-44	-44	-44	-44	-44	-44	-44	-44	-44	-44	-44	-44	-44	-44	-44	-44	-44
BAIT	-1112	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66
Gastos financieros	0	-39	-34	-28	-23	-17	-12	-7	-1	4	9	15	20	26	31	36	42	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Capital Vivo	556	479	402	326	249	172	95	18	-58	-135	-212	-289	-366	-442	-519	-596	-673	-750	-826	-903	-980	-1057	-1134	-1210	-1287	-1364
BAT	-1112	27	32	38	43	48	54	59	65	70	75	81	86	91	97	102	108	66	66	66	66	66	66	66	66	66
Impuesto 30%		-8	-10	-11	-13	-15	-16	-18	-19	-21	-23	-24	-26	-27	-29	-31	-32	-20	-20	-20	-20	-20	-20	-20	-20	-20
Impuestos 7% Generación Eléctrica		-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16
Céntimo verde al carbón		-22	-22	-22	-22	-22	-22	-22	-22	-22	-22	-22	-22	-22	-22	-22	-22	-22	-22	-22	-22	-22	-22	-22	-22	-22
Recuperación Amortización		44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
BENEFICIO NETO	-1112	26	30	34	37	41	45	49	52	56	60	64	67	71	75	79	83	53	53	53	53	53	53	53	53	53
<b>TIR TECNOLOGÍA CARBÓN</b>	<b>1,43%</b>																									

Anexo I.10: Tecnología de Cogeneración

<b>DATOS CAPACIDAD</b>	
<b>Potencia instalada</b>	1 MW
<b>Horas equivalentes anuales</b>	4.473h

<b>DATOS ECONÓMICOS</b>	
<b>INGRESOS</b>	
<b>Ingresos por Mercado</b>	58,68 €/MWh
<b>Ingresos por Primas</b>	73,80 €/MWh
<b>Pagos por Capacidad</b>	5,25 €/MWh
<b>Ingresos totales</b>	137,73 €/MWh
<b>COSTES</b>	
<b>Costes de explotación</b>	68,40 €/MWh
<b>Costes de inversión</b>	1.800.000 €/MW
<b>PRÉSTAMO BANCARIO</b>	
<b>Deuda</b>	50% de la inversión
<b>Recursos propios</b>	50% de la inversión
<b>Interés</b>	7%
<b>Periodo de financiación</b>	15 años
<b>IMPUESTOS</b>	
<b>Impuesto sobre la generación eléctrica</b>	18.554,90 €/MW
<b>Céntimo verde al Gas Natural</b>	10.730,58 €/MW
<b>SITUACIÓN ECONÓMICA GLOBAL</b>	
<b>IPC</b>	0%

## Tecnología de Cogeneración

### RENTABILIDAD

**TIR** 8,39%

(miles de euros)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Ingresos	0	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616
Gastos fijos	-1800	-306	-306	-306	-306	-306	-306	-306	-306	-306	-306	-306	-306	-306	-306	-306	-306	-306	-306	-306	-306	-306	-306	-306	-306	-306
EBITDA	-1800	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310
Amortización	0	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30
BAIT	-1800	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280
Gastos financieros	0	-63	-59	-55	-50	-46	-42	-38	-34	-29	-25	-21	-17	-13	-8	-4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Capital Vivo	900	840	780	720	660	600	540	480	420	360	300	240	180	120	60	0	-60	-120	-180	-240	-300	-360	-420	-480	-540	-600
BAT	-1800	217	221	225	229	234	238	242	246	250	255	259	263	267	271	276	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280
Impuesto 30%		-65	-66	-68	-69	-70	-71	-73	-74	-75	-76	-78	-79	-80	-81	-83	-84	-84	-84	-84	-84	-84	-84	-84	-84	-84
Impuestos 7% Generación Eléctrica		-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19
Céntimo verde al Gas Natural		-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11	-11
Recuperación Amortización		30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
BENEFICIO NETO	-1800	153	156	159	162	165	167	170	173	176	179	182	185	188	191	194	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197
<b>TIR TECNOLOGÍA COGENERACIÓN</b>	<b>8,39%</b>																									

