



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

INGENIERO INDUSTRIAL

**Evolución del coste y del precio de la energía eléctrica en
España.**

**Repercusión en la recuperación energética de los
residuos**

Autor: Marusela Guillén Saras

Director: Julio Montes Ponce de León

Junio, 2016



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

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

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

El autor D. Marisela Guillón Soras

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: Evolución del coste y precio de la electricidad en España. Repercusión energética de los residuos que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor CEDE a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

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

- Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar "marcas de agua" o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

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

- Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.

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

6°. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

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

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivadas del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 27 de Mayo de 2016.

ACEPTA

Fdo. [Firma]

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



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
*Evolución del coste y del precio de la energía eléctrica
en España. Repercusión en la recuperación energética de los residuos*
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico*4º*..... es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es
plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada
de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.:

Fecha: *27* / *5* / *2016*

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.:

Fecha: *27* / *5* / *2016*

Vº Bº del Coordinador de Proyectos

Fdo.:

Fecha: / /



EVOLUCIÓN DEL COSTE Y DEL PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA.

REPERCUSIÓN EN LA VALORIZACIÓN ENERGÉTICA DE RESIDUOS

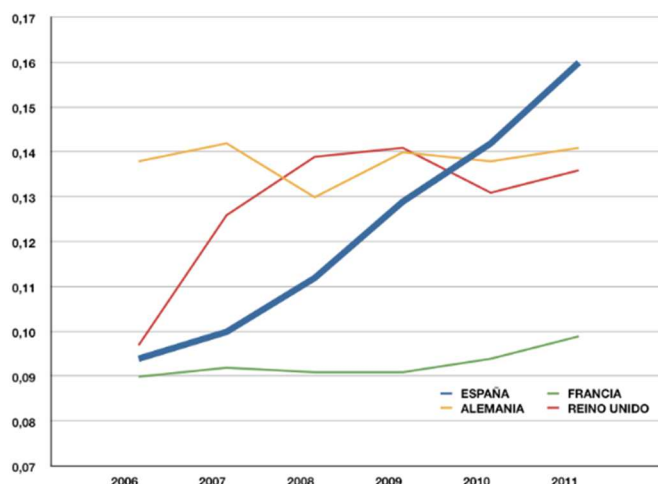
Autor: Guillén Saras, Marusela.

Director: Montes Ponce de León, Julio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

El precio de la energía eléctrica en España ha aumentado mucho en los últimos años en comparación con los países de Europa que encontramos en nuestro entorno, como se puede observar en las siguientes gráficas:





UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

El objetivo de este proyecto es estudiar este aumento en el precio de la electricidad y el por qué de esta subida.

Para dar esta explicación es necesario comenzar estudiando la Ley del Sector Eléctrico de 1997. Entre los cambios que supuso esta Ley se encuentra la creación de dos regímenes: el régimen ordinario y el régimen especial.

El régimen ordinario estaba formado por las energías nuclear, hidroeléctrica, térmica, carbón y ciclos combinados. Dentro de este régimen esta Ley supuso una liberalización parcial, ya que tan sólo se liberalizaron los costes de generación, mientras que el transporte y la distribución seguían siendo considerados costes regulados.

- Costes de generación. La liberalización mencionada se aprecia en las subastas CESUR (Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso), que eran unas subastas en las que se establecía el precio de manera trimestral. Estaban formadas por un sistema de casación de oferta y demanda, de tal manera que al producirse dicha casación se establecía el precio de la electricidad para el siguiente trimestre. Estas subastas estaban controladas por el Operador del Mercado Eléctrico (OMEL), que posteriormente cambió su nombre a OMIE (Operador del Mercado Ibérico Español). En las subastas CESUR los únicos compradores son las Comercializadoras de último Recurso: Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa, HC Energía y EON, que compraban la energía eléctrica para el siguiente trimestre del año a los vendedores de la subasta. La naturaleza de los agentes que comercializaban con estos paquetes de energía era muy variada, encontrándose gran cantidad de empresas que no tenían nada que ver con el sector eléctrico y muchas extranjeras. Estas empresas participaban porque obtenían grandes beneficios en dichas subastas. La última subasta celebrada fue en Diciembre de 2013 ya que tuvo unas circunstancias muy atípicas: la ronda de cierre fue muy temprana, el precio de la electricidad subía en 20%... y por tanto la CNMC (Comisión Nacional de Mercados de la Competencia) no permitió que fuera llevada a cabo.
- Costes regulados I: El transporte es la actividad de llevar la energía desde los centros de generación hasta los puntos de conexión con las redes de distribución o bien hasta grandes consumidores industriales. Se trata de una red mallada, fiable y segura con una tensión inferior a 220KV. Desde el año 2007 REE (Red Eléctrica de España) se configura como único transportista.
- Costes regulados II: La distribución es el transporte de la energía con una tensión inferior a 220KV. Las cinco grandes distribuidoras son las CUR antes mencionadas.

El régimen especial estaba formado por aquellas instalaciones con una potencia inferior a 10 MW que utilizara como energía primaria: energías renovables, cogeneración o residuos. Estas instalaciones estaban subvencionadas, es decir, recibían una prima



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

adicional para fomentar el uso de estas energías ya que son más limpias para el medio ambiente. La evolución de estas primas ha sido el principal motivo de la elevación del precio de la energía eléctrica en España. Además se formó lo que se conoce como déficit de tarifa ya que las primas no las pagaba en su totalidad el consumidor, si no que se iban almacenando bajo la denominación de este déficit.

Existen además una serie de recargos que conforman el precio del KWh, que son los siguientes:

- Costes de transición a la competencia. Estos costes surgieron con el cambio regulatorio que apareció con la LSE de 1997. Fueron unos costes que no habían sido pagados en su totalidad y que por ello se acumularon en este bloque para garantizar la estabilidad financiera de las eléctricas. Mediante el RD 7/2006 fueron derogadas ya que se consideraron innecesarias y en 2010 fueron eliminadas totalmente.
- Costes asociados a la industria nuclear. En 1975 se elaboró un Plan Energético Nacional para reducir la dependencia española de petróleo. En 1978 se elaboró un nuevo plan más realista que el anterior, que supuso una reducción del programa nuclear. Así en 1984 cinco centrales nucleares ya terminadas o en fase de terminación fueron paralizadas. La LSE de 1997 estableció la compensación que obtendrían los titulares de los proyectos en construcción que se paralizaron. Es importante mencionar dos empresas como son ENRESA, que se encargaba de la gestión de residuos nucleares y ENUSA, que se encargaba de la gestión del stock de uranio. Este stock servía para asegurar al máximo el abastecimiento de combustible nuclear.
- Ayudas a la minería del carbón. El carbón es el único combustible fósil disponible en cantidades susceptibles de explotación de la península. El problema del carbón nacional es que es caro y de mala calidad ya que posee un alto contenido en azufre. Además su extracción ocasiona graves problemas de contaminación porque la mayoría de centrales carecen de sistema de depuración obligatorio en la UE. Debido a la dependencia social que tienen algunas regiones de la península del carbón, su declive plantea problemas socioeconómicos, territoriales y sociales. Por ello con la LSE de 1997 se establecieron unas ayudas a aquellas unidades generadoras que utilizan como combustible carbón nacional.
- Compensación que reciben las centrales de ciclo combinado por no poder operar. La sobrecapacidad del sistema por la introducción de renovables no gestionables ha castigado especialmente a las centrales de ciclo combinado, ya que han pasado de tener un papel protagonista en la generación de energía, a servir de respaldo de las energías renovables. Las eléctricas están obligadas a tener estas centrales en continuo funcionamiento por lo que se generan gastos continuos pero no ingresos continuos.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

En el año 2007 se estableció un Real Decreto que tuvo unas consecuencias importantes. Este RD permitió conceder autonomía a las comunidades autónomas para permitir la construcción de energías renovables. Esto ocasionó una expansión enorme de las energías renovables, sobretodo aumentó la potencia fotovoltaica, termosolar, cogeneración y eólica. De esta manera en el año 2012 se consiguió tanta energía solar y fotovoltaica como la esperada en el año 2020. El problema de esta energía es que no es gestionable, y por tanto no se puede obtener de ella energía eléctrica de manera permanente y constante. Con este RD se produjo un aumento de las primas y por tanto también de la deuda tarifaria que llegó a valer en el año 2013 30.000 M€.

La Ley que se promulgó en el año 2013 también supuso fuertes cambios. Algunas de las competencias administrativas de las comunidades autónomas fueron absorbidas por la administración general del estado como por ejemplo, el establecer la regulación básica de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica o el determinar las medidas para garantizar la sostenibilidad y el suministro de energía eléctrica. También se reguló por primera vez el autoconsumo, que se intentó ya regular en el año 2011 pero finalmente no fue posible. También se produjo una separación de actividades de transporte y distribución con las de producción, comercialización o de servicios de recarga energética. Con la Ley del 2013 se consiguió disminuir la deuda tarifaria.

Dentro de la valorización energética de residuos, sólo se pueden estudiar aquellos residuos que contienen biomasa, es decir, forestales, agrícolas y residuos sólidos urbanos.

Los residuos forestales se obtienen de los aclarados y mantenimientos de bosques, de la explotación de los mismos y de las limpiezas forestales para prevenir incendios.

Los residuos agrícolas se obtienen de cultivos de cebada, trigo, frutales... el problema de estos residuos es que son estacionales y por tanto no se obtienen todo el año.

Por último se encuentran los residuos sólidos urbanos que tienen un poder calorífico similar al de los lignitos de Teruel, es decir, 3000 calorías, y son producidos diariamente en una cantidad tal que en la península se producen 531kg por persona al año.

Las técnicas que se van a estudiar para la valorización energética de residuos son las siguientes:

Vertederos controlados. Son zonas que se preparan para depositar de manera ordenada los residuos. Son terrenos en los cuales se produce la excavación del mismo y el terreno se recubre con una geomembrana para evitar la contaminación por lixiviados. También se controla que no haya ningún tipo de contaminación atmosférica. Este mantenimiento se realiza incluso una vez clausurado el vertedero. De estos vertederos se pueden obtener metano.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

Incineración. Es una producción directa de energía obteniendo calor y electricidad utilizando un ciclo de vapor. El problema de esta técnica es que produce polvo, dioxinas y furanos pero tomando las medidas adecuadas, como la utilización de filtros, puede ser un mecanismo perfectamente útil.

Metanización. Es una descomposición anaerobia de la materia orgánica. No se trata de una combustión por lo que los residuos tienen que tener cierta fluidez, así que los residuos agrícolas y forestales difícilmente entrarían dentro de este grupo.

Gasificación por plasma. Es la técnica más moderna que consiste en un gas ionizado a alta temperatura que provoca la disociación molecular de sólidos, líquidos y gases a 5.000°C. Esto impide la formación de dioxinas y furanos tóxicos para el hombre. Los residuos quedan vitrificados, por lo que lo único que se obtiene de esta técnica es el hidrógeno y carbono.

A continuación se va a proceder a explicar el cambio en las retribuciones que han sucedido según los procesos legislativos explicados:

En la LSE de 1997 se establecieron unas subvenciones fijas al régimen especial con una duración de 30 años.

Con el RD de 2007 el titular de la instalación tenía dos alternativas para la remuneración de la energía eléctrica generada:

1. Vender la electricidad a la empresa distribuidora a tarifa regulada.
2. Vender la electricidad libremente en el mercado, percibiendo por ello el precio de mercado más un incentivo por participar en él, así como una prima.

Además se modificó la metodología y en lugar de ser una política de incentivos en función de la tarifa media o de referencia, se optó por un sistema de retribución en función de la energía producida por dicha instalación. Además con este RD se produjo una subida de las primas.

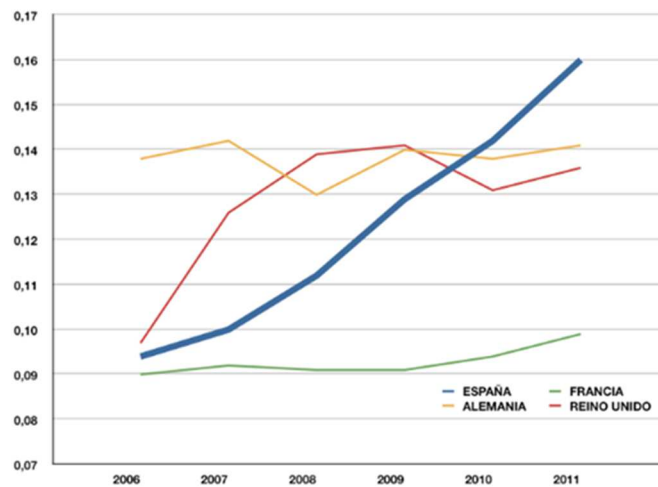
En el año 2013 se estableció un nuevo régimen retributivo en el que para el cálculo de la retribución de las actividades de transporte, distribución y producción en los sistemas eléctricos no peninsulares con régimen retributivo adicional se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada mediante la aplicación de criterios homogéneos en todo el territorio español. El régimen retributivo no sobrepasará el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que permitan competir a las instalaciones en condiciones de igualdad con el resto de tecnologías. Los parámetros de retribución tendrán una vigencia de 6 años y para tener derecho a la percepción de los correspondientes regímenes retributivos específicos, las instalaciones de producción deberán estar inscritas en el registro de régimen retributivo que será llevado por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Así a partir de 2013 se produjo la disminución de estas primas y la consiguiente reducción de la deuda tarifaria.



EVOLUTION OF COST AND PRICE OF ELECTRICITY IN SPAIN.

IMPACT ON WASTE ENERGY RECOVERY

The price of electricity in Spain has increased greatly in recent years compared with European countries that are in our environment, as shown in the following graphic:



The objective of this project is to study the increase in the price of electricity and the reason for this rise.

To give this explanation is necessary to begin studying the Electricity Act 1997. Among the changes implied by this Act is the creation of two regimes: the ordinary regime and the special regime.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

The ordinary regime consisted of the nuclear energy, hydro, thermal, coal and combined cycle. Within this scheme this Act represented a partial liberalization, since only generation costs were liberalized, while transport and distribution costs were still considered regulated:

- Generation costs. Mentioned liberalization seen in the auctions CESUR, which were few auctions where the price is established quarterly. They consisted of a system of matching supply and demand, so that the produced such appeal the price of electricity for the next quarter was established. These auctions were controlled by the Electricity Market Operator (OMEL), which later changed its name to OMIE (Spanish Iberian Market Operator). In the CESUR auction buyers are the only suppliers of last resort: Endesa, Iberdrola, Union Fenosa, HC Energy and EON, buying electricity for the next quarter to auction sellers. The nature of the agents who traded these packets of energy was varied, being lot of companies that had nothing to do with the electricity sector and many foreign. These companies made large profits involved because in these auctions. The last auction held was in December of 2013 and I had a very atypical circumstances: the closing round was very early, the price of electricity rose by 20% ... and therefore the CNMC (National Commission of Market Competition) no he allowed it to be carried out.
- Costs covered I: Transport is the activity bring power from centers of generation to the connection points with distribution networks or to large industrial consumers. It is a mesh, reliable and secure network with less than 220KV voltage. Since 2007 REE (Red Electrica of Spain) is configured as a single carrier.
- Costs covered II: Distribution is the transport of energy with less than 220KV voltage. The five largest distributors are the aforementioned CUR.

The special arrangement was made up of those facilities with a power of less than 10 MW that used as primary energy: renewable energy, cogeneration and waste. These facilities were subsidized, ie, received an additional premium to promote the use of these energies as they are cleaner for the environment. The evolution of these premiums has been the main reason for the rise in the price of electricity in Spain. In addition formed what is known as the tariff deficit as premiums not paid in full the consumer, if that were not stored under the name of this deficit.

There are also a number of charges that form the price per kWh, which are:

- Costs of transition to competition. These costs arose with the regulatory change that came with the LSE in 1997. They were costs that had not been paid in full and therefore accumulated in this block to ensure financial stability of electricity. By RD 7/2006 were repealed because they were considered unnecessary and in 2010 were eliminated completely.



- Costs associated with the nuclear industry. In 1975 a National Energy Plan was developed to reduce dependence on oil Spanish. In 1978 a more realistic plan than the previous one, which involved a reduction in the nuclear program was developed. So in 1984 nuclear already completed or under termination central five were paralyzed. The LSE 1997 established the compensation would get headlines construction projects stalled. It is important to mention two companies such as ENRESA, which was responsible for nuclear waste management and ENUSA, who was responsible for managing the stock of uranium. This stock was used to ensure maximum supply of nuclear fuel.
- Aid to coal mining. Coal is the only fossil fuel available in exploitable quantities of the peninsula. The problem of domestic coal is that it is expensive and of poor quality because it has a high sulfur content. Besides removal causes serious pollution problems because most plants lack mandatory purification system in the EU. Because of the social dependence of some regions of the peninsula of coal, its decline poses socio-economic, territorial and social problems. Therefore LSE 1997 with some aid generating units using domestic coal as fuel were established.
- Compensation received by combined cycle plants not operate. Overcapacity system by the introduction of non-manageable renewable specially punished for combined cycle plants, as they have gone from having a leading role in power generation, to serve as support of renewable energy. Electric are required to have these plants in continuous operation so that continuous ongoing expenses but no revenue is generated.

In 2007 a Royal Decree that had important consequences was established. This RD allowed to grant autonomy to the regions to allow the construction of renewable energy. This caused a huge expansion of renewable energies, especially photovoltaic power increased, solar thermal, cogeneration and wind. Thus in 2012 much solar and photovoltaic energy was achieved as expected in 2020. The problem of this energy is that it is not manageable, and therefore cannot get her power permanently and steadily. With this RD there was an increase in premiums and thus also of the tariff debt came to be worth in the year 2013 30.000 M €.

The Act was enacted in 2013 also meant major changes. Some of the administrative powers of the autonomous communities were absorbed by the general administration of the state such as establishing the basic regulation of activities in the supply of electricity or identify measures to ensure the sustainability and supply of electricity. It is also regulated for the first time consumption, which tried and regulate in 2011 but finally it was not possible. There was also a separation of transmission and distribution activities with production, marketing or recharge energy services. With the Law of 2013 it was achieved reduce the tariff debt.



Within the energy recovery of waste, they can be studied only those wastes containing biomass, ie, forestry, agricultural and municipal solid waste.

Forest residues are obtained from the rinses and maintenance of forests, exploitation of the same and forest cleaning to prevent fires.

Agricultural residues are obtained from crops of barley, wheat, fruit ... the problem is that these residues are seasonal and therefore not obtained throughout the year.

Finally there are the solid waste that have a similar lignites of Teruel, ie 3000 calories calorific power, and are produced daily in an amount such that on the peninsula are produced 531kg per person per year.

The techniques are being studied for energy recovery from waste it is:

Controlled landfills. These are areas that are prepared to deposit waste in an orderly manner. They land on which the excavation of it occurs and the ground is covered with a geomembrane to avoid contamination by leachates. Is also controlled that no type of air pollution. This maintenance is carried out even after the closure of the landfill. Of these dumps can be obtained methane.

Incineration. It is a direct production of energy getting heat and electricity using a steam cycle. The problem with this technique is that it produces dust, dioxins and furans but taking appropriate measures such as the use of filters, can be a useful mechanism perfectly.

Methanation. It is an anaerobic decomposition of organic matter. This is not a combustion waste so must have a certain fluidity, so agricultural and forestry residues hardly fall within this group.

Plasma gasification. It is the most modern technique of an ionized gas at high temperature causing dissociation of molecular solids, liquids and gases 5.000°C. This prevents the formation of dioxins and furans toxic to humans. The waste is vitrified, so the only thing you get from this technique is the hydrogen and carbon.

Then he will proceed to explain the change in the remuneration that have happened according to legislative processes explained:

LSE in 1997 a fixed grants special arrangements were established for a period of 30 years.

With the RD 2007 the owner of the facility had two alternatives for the remuneration of electricity generated:

1. To sell electricity to the distribution company regulated tariff.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

2. To sell electricity on the open market, thus perceiving the market price plus an incentive to participate, as well as a bonus.

In addition, the methodology was changed and instead of being an incentive policy based on the average or reference tariff, chose a compensation system based on the energy produced by the facility. In addition to this RD there was a rise in premiums.

In 2013 a new remuneration scheme in which for calculating the remuneration for transmission, distribution and production in non-peninsular electricity systems with additional remuneration arrangements necessary costs will be considered for the activity by a company established efficient and well-managed through the application of uniform criteria throughout the Spanish territory. The system of remuneration will not exceed necessary to cover the costs that allow facilities to compete on an equal footing with other technologies minimum. The parameters of compensation will be valid for six years and to be entitled to the perception of the relevant specific compensation systems, production facilities must be registered in the register of emoluments to be taken by the Ministry of Industry, Energy and Tourism. So from 2013 it saw the decline of these premiums and the consequent reduction of the tariff debt.



Índice de la memoria

Capítulo I: Introducción

1.1 Contexto histórico	22
1.2 Valoración energética de residuos	25
1.3 Objetivos del proyecto	25

Capítulo II: Costes de la factura eléctrica

2.1 Costes liberalizados: Costes de generación de la energía eléctrica	28
2.1.1 El mercado diario	28
2.1.2 El mercado intradiario	30
2.1.3 Subastas CESUR	31
2.1.3.1 Agentes vendedores de la subasta	32
2.1.3.2 Funcionamiento de las subastas	34
2.1.3.3 Última subasta celebrada	35
2.2 Costes regulados: Costes de transporte de la energía eléctrica	37
2.3 Costes regulados: Costes de distribución de la energía eléctrica	38

Capítulo III: Recargos que conforman el precio del kWh

3.1 Subvenciones al régimen especial	42
3.2 Costes de transición a la competencia	46
3.3 Costes asociados a la industria nuclear	47
3.3.1 Financiación de la gestión de los residuos nucleares	48
3.3.2 Stock de uranio	49
3.4 Tarifa de Último Recurso	49
3.5 Ayudas a la minería del carbón nacional	51
3.6 Discriminación horaria del precio de la electricidad: Contadores telegestionables	53
3.7 Compensación por la no operabilidad de las centrales de ciclo combinado	53



Capítulo IV: Ley 24/2013

4.1 Cambios que supuso la ley 24/2013	58
4.2 Precio Voluntario al Pequeño Consumidor	64

Capítulo V: Desglose de la factura eléctrica

5.1 Porcentajes aclaratorios	70
------------------------------	----

Capítulo VI: Energía producida por residuos orgánicos

6.1 Retribuciones recibidas por la Ley de 1997	74
6.2 Retribuciones recibidas por la Ley de 2013	81
6.3 Tipos de residuos	83
6.4 Tecnologías de valorización energética	86
6.5 Comparativa entre la retribución que recibía el régimen especial antes y ahora	88

Capítulo VII: Bibliografía

7.1 Bibliografía usada	102
------------------------	-----



Índice de figuras

Figura 1. Precios de la electricidad en los países de nuestro entorno en € por kw/h	23
Figura 2. Evolución del precio de la electricidad en España y Europa	24
Figura 3. Ejemplos de casación en el mercado diario	29
Figura 4. Evolución de las subastas CESUR	36
Figura 5. Mapa de las zonas de distribución	39
Figura 6. Evolución de la retribución de la actividad de distribución [M€]	40
Figura 7. Precio Medio de Retribución Total en 2011 concedido al RE	45
Figura 8. Discriminación horaria de dos periodos de la TUR	50
Figura 9. Discriminación horaria de tres periodos de la TUR	51
Figura 10. Estructura de generación eléctrica en España	52
Figura 11. Porcentaje de producción de electricidad con carbón en España	52
Figura 12. Evolución del precio de la electricidad	55
Figura 13. Desglose de la factura eléctrica I	71
Figura 14. Desglose de la factura eléctrica II	71
Figura 15. Límites de potencia para poder acceder a la retribución del Real Decreto 661/2007	79
Figura 16. Precio medio de la retribución total en 2015	90
Figura 17. Evolución de las primas al RE	98



Índice de tablas

Tabla 1. Horarios mercado intradiario	31
Tabla 2. Red de transporte peninsular y no peninsular	37
Tabla 3. Posiciones de subestaciones peninsulares y no peninsulares	37
Tabla 4. Capacidad de transformación peninsular y no peninsular	37
Tabla 5. Primas concedidas a la cogeneración en el 2007	44
Tabla 6. Primas concedidas a la solar en el 2007	44
Tabla 7. Primas concedidas a la eólica en el 2007	44
Tabla 8. Primas concedidas a la residuos en el 2007	44
Tabla 9. Primas concedidas al régimen especial en el año 2013	46
Tabla 10. Evolución de los precios del KWh de la electricidad en España	55
Tabla 11. Primas Real Decreto 436/2004. Grupo B6	77
Tabla 12. Primas Real Decreto 436/2004. Grupo B7	77
Tabla 13. Primas Real Decreto 436/2004. Grupo C1	77
Tabla 14. Primas Real Decreto 436/2004. Grupo C2	78
Tabla 15. Primas Real Decreto 436/2004. Grupo C3	78
Tabla 16. Primas Real Decreto 661/2007. Grupo B6.2	79
Tabla 17. Primas Real Decreto 661/2007. Grupo B6.3	79
Tabla 18. Primas Real Decreto 661/2007. Grupo B7.2	80
Tabla 19. Primas Real Decreto 661/2007. Grupo C	80
Tabla 20. Primas concedidas al régimen especial en el año 2014	83
Tabla 21. Datos obtenidos del régimen especial en 2015	89
Tabla 22. Datos obtenidos del régimen especial en 2015	89
Tabla 23. Datos obtenidos del régimen especial en 2015	89
Tabla 24. Características RE en 2015	91
Tabla 25. Características RE en 2015	91



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

Tabla 26. Características RE en 2014	92
Tabla 27. Características RE en 2014	92
Tabla 28. Características RE en 2013	93
Tabla 29. Características RE en 2013	93
Tabla 30. Características RE en 2012	94
Tabla 31. Características RE en 2012	94
Tabla 32. Características RE en 2011	95
Tabla 33. Características RE en 2011	95
Tabla 34. Características RE en 2010	96
Tabla 35. Características RE en 2010	96
Tabla 36. Características RE en 2009	97
Tabla 37. Características RE en 2009	97
Tabla 38. Características RE en 2008	98
Tabla 39. Características RE en 2008	98



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

Capítulo I: Introducción



1.1 Contexto histórico

En 1997, la legislación del sector eléctrico español sufrió una profunda reforma que le permitió iniciar una liberación parcial de acuerdo con las directrices de la Unión Europea.

El 28 de Noviembre se publicaba en el BOE la nueva **Ley 54/97 del Sector Eléctrico (LSE)**. Con ello se abría una nueva etapa en la historia de la regulación eléctrica dejando a un lado el modelo usado hasta entonces, en el que los precios eran fijados por el estado. Se establecen el régimen especial y el régimen ordinario.

Los elementos fundamentales de dicha ley fueron los siguientes:

- Se realiza una distinción entre las actividades libres (producción y comercialización) y las reguladas (transporte, distribución y de coordinación económica y técnica necesaria para el funcionamiento del sistema).
- Para garantizar la transparencia, el artículo 14 de la Ley exige la separación jurídica entre las figuras de Operador del Sistema, encargado de la gestión técnica y Operador de Mercado, encargado de la gestión económica del sistema.
- Se elimina la Tarifa Integral regulada por el gobierno, por la que la empresa distribuidora ejercería también la función de comercializadora.
- Se distingue la producción en régimen ordinario y en régimen especial y se establece el marco económico de retribución para cada uno de estos modelos de generación de electricidad. La actividad de generación en régimen especial recoge la generación de energía eléctrica en instalaciones de potencia no superior a 50MW que utilicen como energía primaria energías renovables o residuos, y aquellas otras como la cogeneración que implican una tecnología con un nivel de eficiencia y ahorro energético considerable. Las instalaciones que pertenecen al régimen especial tienen derecho a recibir una subvención regulada, aportada por los consumidores, y además tienen garantizada la venta de la producción a una tarifa preestablecida o bien a precio de mercado al que se le suma una prima. Este sobrecoste que se contraía al introducir estas retribuciones adicionales no repercutían directamente en el coste de la tarifa eléctrica, sino que el gobierno decidió crear una **deuda tarifaria**, que fue creciendo hasta llegar en el año 2013 a ser de 30.000 millones de euros. Adicionalmente a estos costes se establecieron unos recargos en el precio del kWh por otras razones como son las ayudas al carbón nacional, medidas políticas como la moratoria nuclear, los costes de transición a la competencia y un largo etcétera, pagada por todos los consumidores de electricidad.

Entre 2003 y 2008 el sector eléctrico español experimentó un importante crecimiento. A partir de este último año, la recesión en la que se vio sumida la economía afectó también al consumo energético.

En el año 2007 se publica el Real Decreto 661/2007 por el que se otorga a las comunidades autónomas el conceder la autorización a las instalaciones en régimen especial, y que se integren en el régimen económico de dichas instalaciones. Esta variación, junto con un cambio



que se produjo en las subvenciones concedidas al régimen especial, impulsó la creación de una energía no gestionable, fotovoltaica, eólica y termosolar que dio origen a un crecimiento de la deuda tarifaria antes mencionada.

Con todas estas medidas se superaron los objetivos de crecimiento de algunas de las energías renovables establecidos por el RD 661. El objetivo para la eólica (20.155MW), supuestamente para 2020 se superó en 2012, el de la fotovoltaica (381MW) se superó en 2007 y el de la termosolar (500MW) se multiplica por 5. De forma que los precios finales de la electricidad en España han pasado, en muy pocos años, de estar bastante por debajo de la media europea a encontrarse entre los más altos como se puede apreciar en los gráficos siguientes:

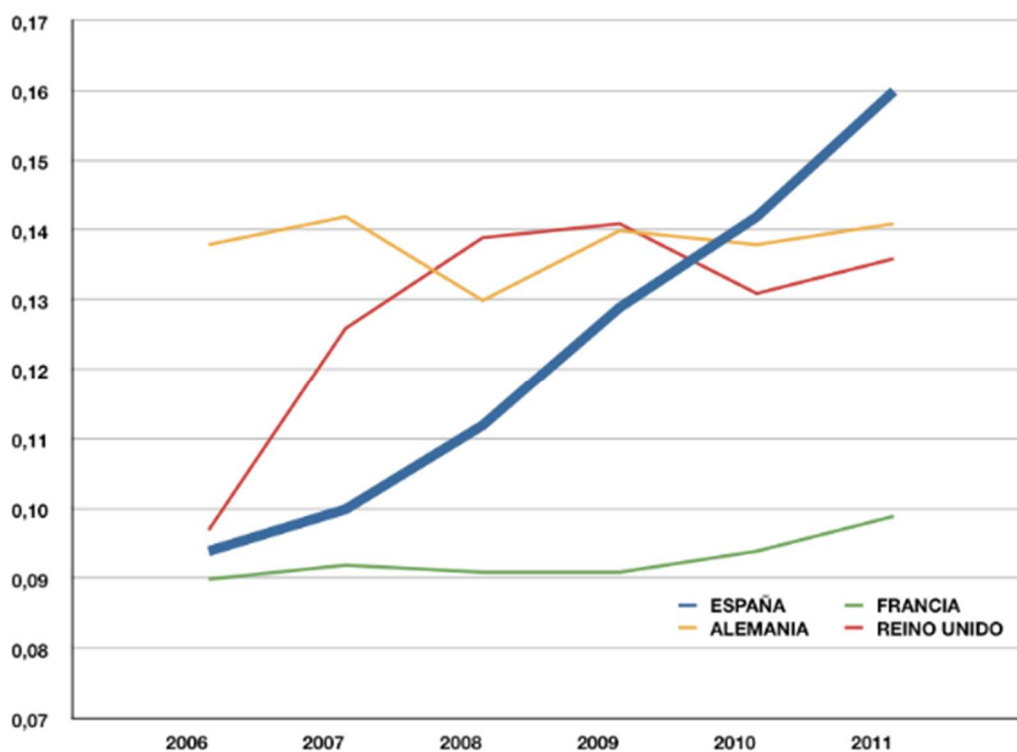


Figura 1. Precios de la electricidad en los países de nuestro entorno en € por kw/h



Figura 2. Evolución del precio de la electricidad en España y Europa

Fuente: CNE y Eurostat

El 1 de Julio de 2009 se completa la liberalización del mercado eléctrico, creándose la **Tarifa de Último Recurso (TUR)**, una tarifa fijada por el gobierno, a la que pueden acogerse los consumidores en baja tensión cuya potencia contratada sea inferior a 10KW. Los consumidores acogidos a esta tarifa regulada suponen casi un 80% de los usuarios totales. El precio de esta tarifa se establecía mediante una **subasta (CESUR)**, en la que se ofertaban paquetes de energía de manera trimestral, que eran adquiridos por los agentes compradores. Esta subasta se encontraba en una situación desvirtuada debido a la naturaleza de los agentes compradores, ya que estos no solo eran generadores de electricidad sino que también aparecieron otros agentes que habían adquirido energía o capacidad de generación en la subasta diaria o mediante otros mecanismos.

Al finalizar 2013, la deuda tarifaria acumulada del sistema eléctrico superó los 26.000 millones de euros, mientras que el déficit estructural del sistema alcanzaba los 10.000 millones anuales. A finales de este año se propuso una subida del kwh superior al 20%. Por estas razones se promulga una nueva legislación, la Ley 24/2013 que sustituye a la vigente desde 1997. Esta nueva ley pretende acabar con el déficit de tarifa y establece por primera vez la figura del autoconsumo de electricidad. Este déficit puso de manifiesto la inestabilidad económica y financiera del sistema eléctrico e impidió garantizar un marco regulatorio estable.

Es por ello que en este mismo año se creó la Comisión Nacional de Mercados de la Competencia (**CNMC**) para regular todos los mercados y sectores productivos de la economía española para proteger a los consumidores. El origen de este mercado se encuentra en el Tribunal de Defensa de la Competencia. El 1995 se crea la Comisión Nacional de Energía y en 1996 la Comisión del Mercado de las Telecomunicaciones. En 2010 aparecen tres nuevas agencias por lo que finalmente en el 2013 se decide unificarlas todas formando lo que se conoce como la CNMC.



1.2 Valoración energética de residuos

En el año 2008 la Unión Europea estableció la Directiva 2008/98/CE, **directiva marco de residuos**, cuyos objetivos principales fueron los siguientes:

- Se establece una jerarquía de residuos: prevención, reutilización, reciclado, recuperación con otros fines (como la valoración energética) y eliminación.
- Confirma el principio “quien contamina paga”.
- Las autoridades nacionales competentes deben establecer planes de gestión y programas de prevención de residuos.
- Introduce unos objetivos de reciclado y recuperación que deberán alcanzarse antes de 2020 en relación con los residuos domésticos (50%) y los residuos procedentes de la construcción y las demoliciones (70%).
- Distingue entre residuos y subproductos.
- Posteriormente existe una recomendación de la Unión Europea sobre la recuperación energética de los residuos orgánicos.

Consecuentemente en España se establece el Plan Nacional Integrado de Residuos (**PNIR**) 2008-2015, en el que se identifican los objetivos a cumplir los próximos años.

1.3 Objetivos del proyecto

El objetivo de este proyecto es doble:

1. Analizar la evolución de los costes y los precios eléctricos españoles. Para ello se estudiarán las diferentes componentes que configuran el precio del KWh eléctrico.
2. Los residuos sólidos urbanos (RSU) constituyen una fuente importante de biomasa. Su poder calorífico es equivalente al de los lignitos de Teruel y su recuperación energética sostenible constituye una energía renovable que necesariamente hay que tener en consideración ya que cada español produce 531 kg/año, lo que supone 22,3 millones de toneladas de RSU al año, de las que el 50% corresponde a materia orgánica con un poder calorífico superior a 4000kcal/kg. El segundo objetivo de este trabajo es analizar la nueva legislación del sector eléctrico y cómo puede afectar a la recuperación energética de los residuos orgánicos. Las principales formas de eliminación de RSU con recuperación energética que se estudiarán en este trabajo son incineración, vertederos controlados, metanización y gasificación por plasma.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL



Capítulo II: Costes de la factura eléctrica



En los capítulos II y III se explicará cómo se factura la electricidad que se consume en los hogares. En esta factura existen los costes de generación, los costes regulados y una serie de gravámenes además de los impuestos.

En el capítulo II se tratarán los costes que se mencionan a continuación:

- **Los costes de generación de electricidad.** Estos costes son los únicos que se liberalizaron con la Ley de 1997.
- **El transporte y la distribución de electricidad** a través de las redes eléctricas. Estos costes regulados se denominan peajes de acceso a las redes de transporte y distribución.

En el capítulo III se analizarán el resto de recargos que conforman el precio, como son las primas al régimen especial, los costes asociados a la generación nuclear, las ayudas a la minería del carbón, los costes de transición a la competencia y la Tarifa de Último Recurso.

2.1 Costes liberalizados: Costes de generación de la energía eléctrica

La venta de la generación de la energía eléctrica es una actividad abierta a la libre competencia desde la promulgación de la Ley del Sector Eléctrico en 1997. Se introdujo para estar de acuerdo con lo establecido en la Directiva Europea 92/96/CE donde se definen las normas relativas a la organización y el funcionamiento del sector de la electricidad, el acceso al mercado, los criterios y procedimientos aplicables a las licitaciones y la concesión de las autorizaciones, así como la explotación de las redes. El mercado de producción de energía eléctrica se estructura en tres mercados distintos: el mercado diario, el mercado intradiario y el mercado a plazo.

2.1.1 Mercado diario

En el mercado diario se realizan la mayoría de las transacciones de energía entre comercializadores y generadores de manera pública y organizada. Este mercado es gestionado por el operador del mercado. La figura de dicho operador se creó en el artículo 33 de la Ley 54/1997 y desde el inicio de su actividad, las funciones correspondientes al operador del mercado fueron encomendadas normativamente a la sociedad Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, S. A. (**OMEL**), que a partir de 30 de Junio de 2004, cambió su denominación social por la de Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S. A., que actualmente se conoce con las siglas **OMIE**, y es la que asume la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado.

Las reglas del mercado diario se realizan conforme a lo establecido en la Ley del Sector eléctrico 24/2013 y al amparo de la Directiva 2009/72/CE de la Unión Europea. Dichas reglas están recogidas en detalle en la resolución del BOE-4954.



La información del OMIE muestra la variedad de agentes que participan en el mismo: Los vendedores liderados por los grandes grupos energéticos: Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa, HC Energía y E.On España y gran cantidad de compradores.

Los vendedores están obligados a adherirse a las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica por medio del Contrato de Adhesión. Las ofertas de estos vendedores se presentan al operador del mercado y son incluidas en un procedimiento de casación.

El mercado diario se celebra el día anterior al de la entrega de la energía y en él compradores y vendedores intercambian energía para cada una de las **24 horas del día siguiente** (veintitrés o veinticinco periodos en los días en que se produzca cambio de hora).

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

Una vez que los vendedores han presentado sus ofertas al mercado para cada una de las horas del día siguiente, el OMIE las agrega y ordena, siendo creciente el precio en cada tramo en el caso de las ventas, y decreciente en el caso de las compras. Así resulta la curva de oferta del mercado para cada hora.

A continuación se muestran dos ejemplos de casación en el mercado diario:

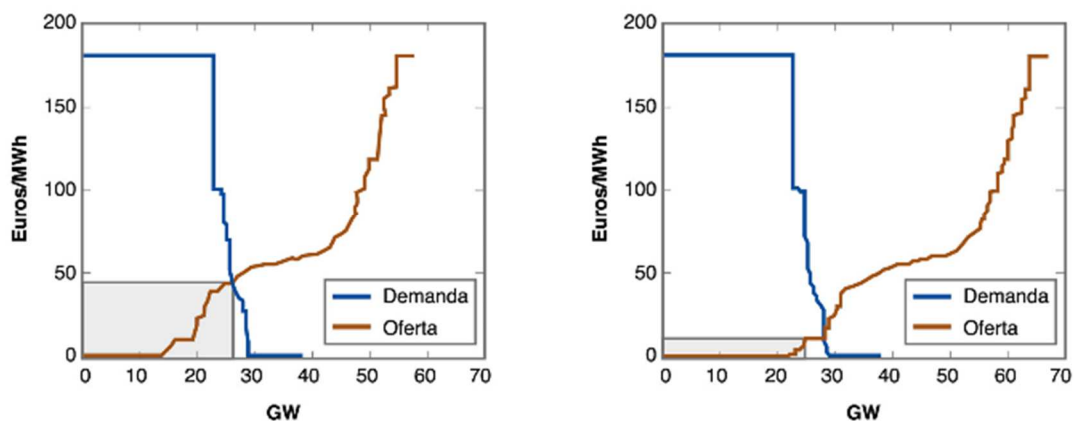


Figura 3. Ejemplos de casación en el mercado diario.

Fuente: OMEL

Todas las unidades de producción disponibles que no estén afectas a un contrato bilateral físico tienen la obligación de presentar ofertas para el mercado diario. También podrán presentar ofertas de venta de energía los agentes comercializadores no residentes autorizados a ello.



Las ofertas económicas de venta de energía eléctrica que los vendedores presenten al operador del mercado pueden ser **simples** o incorporar condiciones **complejas** en razón de su contenido. Las ofertas simples son ofertas económicas de venta de energía que los vendedores presentan para cada periodo horario y unidad de producción de la que sean titulares con expresión de un precio y de una cantidad de energía. Las ofertas que incorporan condiciones complejas de venta son aquellas que, cumpliendo con los requisitos exigidos para las ofertas simples, incorporan además todas, algunas o alguna de las condiciones técnicas o económicas siguientes:

- La condición de indivisibilidad permite fijar en el primer tramo de cada hora un valor mínimo de funcionamiento. Este valor solo puede ser dividido por aplicación de reglas de reparto en caso de ser el precio distinto de cero.
- El gradiente de carga permite establecer la diferencia máxima entre la energía de una hora y la energía de la hora siguiente de la unidad de producción, lo que limita la energía máxima a casar en función de la casación de la hora anterior y la siguiente, para evitar cambios bruscos en las unidades de producción que no pueden, técnicamente, seguir las mismas.
- La condición de ingresos mínimos permite la realización de ofertas en todas las horas, pero respetando que la unidad de producción no participe en el resultado de la casación del día, si no obtiene para el conjunto de su producción en el día, un ingreso superior a una cantidad fija, establecida en euros, más una remuneración variable establecida en euros por cada MWh casado.
- La condición de parada programada permite que si la unidad de producción ha sido retirada de la casación por no cumplir la condición de ingresos mínimos solicitada, realice una parada programada en un tiempo máximo de tres horas, con la única condición de que la energía ofertada sea decreciente en cada hora.

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

2.1.2 Mercado intradiario

El día de la entrega de energía eléctrica se celebra el mercado intradiario. Se trata de un mercado de ajustes al que pueden acudir como demandantes y ofertantes los agentes que han participado en la sesión del mercado diario o en la ejecución de un contrato bilateral físico.

Dicho mercado, como parte integrante del mercado de producción de energía eléctrica, tiene por objeto atender, mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica por parte de los agentes del mercado, los ajustes sobre el Programa Diario Viable Definitivo.



Se estructura actualmente en seis sesiones con la siguiente distribución de horarios por sesión:

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

Tabla 1. Horarios mercado intradiario.

Fuente: OMEL

Los horarios son los establecidos en las Reglas de Funcionamiento del Mercado. Los que figuran en la tabla adjunta son los horarios límite posibles.

Su funcionamiento es equivalente al mercado diario, es decir, el precio resulta de la casación de las curvas de oferta y demanda. Sin embargo, el nivel de energía negociada en este mercado es mucho menor. Por cada unidad de producción o adquisición se podrán presentar múltiples ofertas de compra o venta.

La existencia de este mercado permite a los agentes de la subasta modificar sus ofertas en el mercado diario una vez conocido el precio de este. Las razones por las que una unidad puede querer cambiar su oferta del mercado diario son tres principalmente:

- Aquellas tecnologías con recursos no gestionables pueden estar interesadas en cambiar su estrategia en función de nuevas predicciones.
- Centrales que sólo han casado parte de la energía que pueden producir en un día, por la diferencia de precio en cada franja horaria, pueden estar interesados en entrar en horas por debajo de su precio ofertado inicial para evitar paradas.
- En caso de fallo técnico o indisponibilidad, una central casada en el mercado diario puede adquirir esa misma energía que iba a producir en el mercado intradiario para dejar su compromiso de producción nulo.

2.1.3 Subastas CESUR

Las subastas CESUR, Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso, son un mecanismo competitivo por el que las Comercializadoras de Último Recurso o CUR, adquieren parte de la energía eléctrica destinada a los consumidores acogidos a la Tarifa de Último Recurso. Las subastas permiten obtener un precio de la electricidad competitivo por el que los agentes participantes se comprometen a suministrar energía durante un periodo de entrega al



precio resultante en la subasta. Están gestionadas por el OMEL, empresa privada que posteriormente cambió su nombre a OMIE, y supervisadas por la Comisión Nacional de Energía y la Comisión Nacional del Mercado de Valores.

En las subastas CESUR se ofertan productos de **carga base y punta**. El producto de carga base es la energía constante que se compromete a suministrar el vendedor, en MW por hora, desde las 0:00 horas hasta las 24 horas y durante todos los días de los tres meses a los que se refiere la subasta. El producto de carga punta se refiere al suministro desde las 8 horas hasta las 20 horas y solo de lunes a viernes (las horas punta de consumo).

No toda la información sobre las subastas se hace pública. Sobre todo en relación a los comportamientos de los participantes durante el proceso (por ejemplo, si no acuden, se retiran, etc), ni tampoco se explica cómo se recalculan los precios durante la subasta.

Las CESUR no son presenciales ya que se llevan a cabo por internet mediante un sistema informático de subastas.

Tras 24 horas se hace pública la cantidad total adjudicada y el precio al que se ha comprado. Sin embargo, la subasta no termina hasta que la Comisión Nacional de la Energía (CNE) elabora un informe tras comprobar que el proceso ha sido correcto. Además las comercializadoras tienen un volumen máximo para comprar, establecido por la Secretaría de Estado de Energía.

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

2.1.3.1 Agentes vendedores de la Subasta

En la subasta los únicos compradores autorizados serán las comercializadoras antes mencionadas. Como vendedores pueden acudir todos los sujetos del mercado de producción que hayan sido admitidos como participantes cualificados, siendo la única condición disponer como fianza de una línea de crédito, según la exposición al riesgo de las posiciones previstas.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

Se ha podido comprobar que en las subastas celebradas ha habido un gran número de agentes vendedores y que la mayor parte de los mismos no se correspondían con agentes pertenecientes a grupos empresariales titulares de grupos generadores en España, la mayoría son agentes ajenos al negocio físico de la electricidad, como es el caso de las entidades financieras Morgan Stanley, Goldman Sachs, Royal Bank of Scotland y Deutsche Bank.

Para poder ser participante en las subastas CESUR como vendedor se deben cumplimentar los documentos de precalificación y calificación del OMIE (Operador del Mercado Ibérico Español).

El documento de precalificación sólo debe ser cumplimentado la primera vez que se solicite la participación en la subasta siempre y cuando no se modifique el marco regulatorio de dicha subasta.

El documento de calificación, una vez admitido el de precalificación, tiene los dos componentes, uno de carácter permanente y otro para cada subasta. La información permanente se cumplimentará una única vez e incluye un compromiso de adhesión a las reglas, un documento acreditativo de las facultades del firmante como apoderado y una declaración de acuerdos de participación, junto con las facultades otorgadas al correspondiente representante.

Los motivos por los que la mayoría de los agentes vendedores de las subastas CESUR no son generadores españoles son:

- En primer lugar, los generadores de tecnologías tradicionales no disponen de producción para vender en dichas subastas. Normalmente los generadores no tienen casi excedentes puesto que generan lo que venden en el mercado diario mayorista.
- En segundo lugar los generadores de régimen especial tienen garantizada la venta de su producción en el mercado mayorista con las consiguientes primas asociadas al régimen especial, con lo cual no están interesados en la Subasta de Último Recurso.

En consecuencia en dicha subasta, los agentes interesados serán aquellos generadores con excedentes de producción, generadores extranjeros vecinos (Francia y Portugal) que no entran en el mercado mayorista e intermediarios financieros que obtienen paquetes de energía en otros mercados (ya sea el mayorista u otros mercados internacionales) y que obtienen beneficio vendiendo esos paquetes en la subasta CESUR.



2.1.3.2 Funcionamiento de las subastas

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

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

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

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

Mediante este mecanismo **las CUR reciben energía al precio resultante de las subastas CESUR y los vendedores reciben la diferencia entre el precio de la subasta y el coste de adquisición de la misma en el mercado diario**. Las entidades que actúan como vendedoras cubren ese



riesgo. Si el precio de la electricidad resulta luego superior, pagan la diferencia y si es inferior, se quedan con el margen.

2.1.3.3 Última subasta celebrada

El 19 de Diciembre de 2013 se llevó a cabo la vigesimoquinta subasta CESUR correspondiente al cuarto trimestre de ese año. El coste de los contratos mayoristas con entrega en el bloque de base para el primer trimestre de 2014 resultó ser de 61,13€/MWh y el coste de los contratos con entrega en el bloque punta resultó ser de 67,99€/MWh. Para el producto base, que es el que mayor ponderación tiene sobre el precio de las TUR, supuso un incremento de casi el 30% respecto del trimestre anterior.

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

- ✓ La ronda de cierre de la subasta fue la séptima. Una ronda muy inferior a cualquiera de las celebradas con anterioridad cuya ronda de cierre más temprana fue la duodécima.
- ✓ Hubo una retirada superior al 55% del volumen agregado por ronda, lo que situó al ratio de elegibilidad muy por debajo y con un descenso mucho más rápido que el registrado en anteriores subastas.
- ✓ El volumen calificado agregado fue el más bajo desde que se celebra la subasta CESUR (un 25% por debajo de la media y un 11,5% inferior a subastas con volúmenes subastados similares).
- ✓ Al finalizar la tercera ronda ya se había llegado al final del tramo ciego, que es el nivel en el que la oferta supera en un 200% a la demanda. Esto no había ocurrido hasta la quinta ronda en las subastas celebradas en 2010.

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

A continuación se muestra un gráfico en el que se observa con claridad la evolución de las subastas CESUR. Se aprecia la disminución del volumen base subastado así como se ve una comparativa entre el precio base subastado y el precio real:

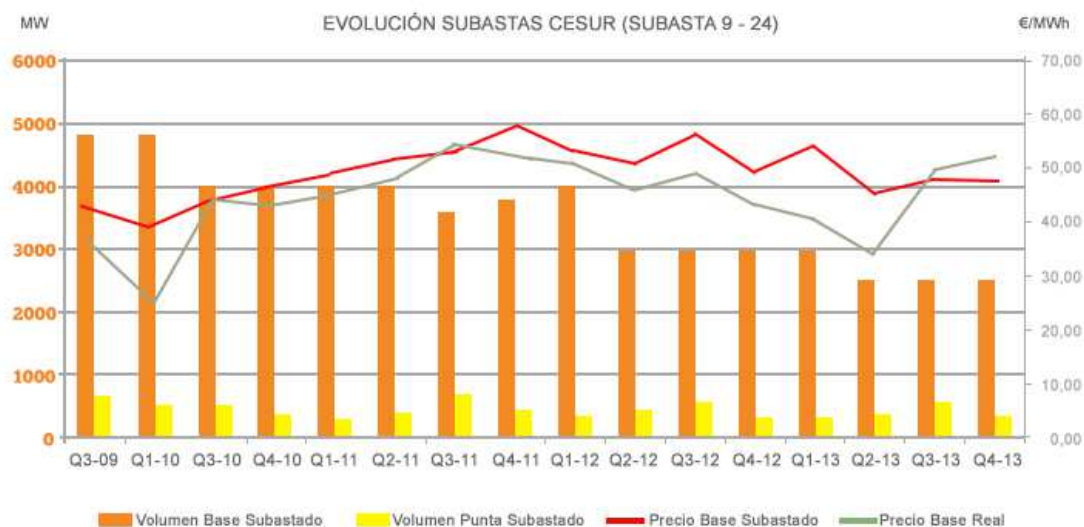


Figura 4. Evolución de las subastas CESUR

Fuente: CNMC

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

2.2 Costes regulados I: Costes de transporte

La red de transporte tiene como objetivo llevar la energía eléctrica desde el lugar de su generación hasta los puntos de conexión con las redes de distribución, o bien hasta grandes consumidores industriales que estén conectados directamente a la red de transporte. La red de transporte en España está formada por las líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones iguales o superiores a 220KV, aquellas otras instalaciones con tensión inferior a 220KV pero que cumplan funciones de transporte, y las instalaciones de interconexión internacional y con los sistemas extrapeninsulares. Estos activos configuran una red mallada, fiable y segura, que ofrece unos índices de calidad de servicio de máximo nivel al sistema eléctrico nacional.

El transporte de energía es una actividad **regulada** que posee características de monopolio natural. En la LSE de 1997 se establece que las funciones de gestor de la red de transporte recaen en el operador del sistema: **Red Eléctrica de España (REE)**. En 2007 a este operador se



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

le atribuyó la función de transportista único, en régimen de exclusividad, y en 2010 adquirió los activos de Baleares y Canarias y el resto de los activos peninsulares pendientes de transferir de las empresas eléctricas.

REE es responsable del desarrollo y ampliación de la red, de realizar su mantenimiento, de gestionar el tránsito de electricidad entre sistemas exteriores y la península y de garantizar el acceso de terceros a la red de transporte en condiciones de igualdad.

Todas estas actividades deben ser retribuidas a REE y así está reflejado en la tarifa de energía eléctrica como gastos directos de explotación del sistema.

En la actualidad, la red de transporte española está compuesta por las siguientes unidades:

Km de circuito	2010	2011	2012	2013	2014
400kV	18.792	19.671	20.109	20.639	21.094
220kV	17.565	18.410	18.779	19.077	19.221
150 - 132 - 110kV	257	272	272	272	272
< 132kV	2.010	2.011	2.014	2.014	2.014
Total	38.625	40.364	41.174	42.002	42.601

Tabla 2. Red de transporte peninsular y no peninsular.

Fuente: REE

Número de posiciones	2010	2011	2012	2013	2014
400kV	1.189	1.253	1.319	1.374	1.394
220kV	2.662	2.813	2.936	3.026	3.077
150 - 132 - 110kV	47	52	52	52	52
< 110 kV	725	743	743	745	769
Total	4.623	4.861	5.050	5.197	5.292

Tabla 3. Posiciones de subestaciones peninsulares y no peninsulares.

Fuente: REE

Potencia (MVA)	2010	2011	2012	2013	2014
Total	71.219	72.869	78.629	81.289	84.539

Tabla 4. Capacidad de transformación peninsular y no peninsular.

Fuente: REE



2.3 Costes regulados II: Costes de distribución

La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico establece que la distribución de energía eléctrica es una actividad **regulada**, que tiene como objetivo llevar la electricidad desde la salida de las redes de transporte hasta el consumidor final.

En España, tienen consideración de instalaciones de distribución eléctrica las líneas de tensión inferior a 220 kV que no se consideren parte de la red transporte y todos aquellos otros elementos (comunicaciones, protecciones, control, etc.) necesarios para realizar la actividad de forma adecuada y en los términos de calidad que exige la regulación.

Hasta junio de 2009, las empresas distribuidoras fueron también responsables de realizar el servicio de suministro regulado a tarifa integral para los consumidores acogidos al mismo. A partir de dicha fecha, este suministro regulado desapareció, creándose, el "Suministro de Último Recurso", el cual era gestionado por los comercializadores de último recurso, ahora comercializadores de referencia. Por tanto, en la actualidad, los distribuidores en España solo son responsables de la actividad de distribución propiamente dicha, no pudiendo realizar ninguna actividad relacionada con actividades liberalizadas (generación o comercialización).

Las funciones del distribuidor según la normativa vigente son las siguientes:

- Construir, mantener y operar las redes eléctricas que unen el transporte con los centros de consumo.
- Ampliar las instalaciones para atender a nuevas demandas de suministro eléctrico.
- Asegurar un nivel adecuado de calidad de servicio.
- Responder en igualdad a todas las solicitudes de acceso y conexión.
- Medir el consumo.
- Aplicar a los consumidores los peajes o tarifas de acceso.
- Mantener actualizada la base de datos de puntos de suministro.
- Informar a los agentes y clientes involucrados.
- Presentar anualmente sus planes de inversión a las Comunidades Autónomas.

Dichas funciones son realizadas en las distintas zonas de distribución de cada empresa. En España, existen 5 distribuidoras de gran tamaño y más de 300 pequeñas distribuidoras con menos de 100.000 clientes, que desarrollan su actividad en las zonas históricas donde han estado implantadas.

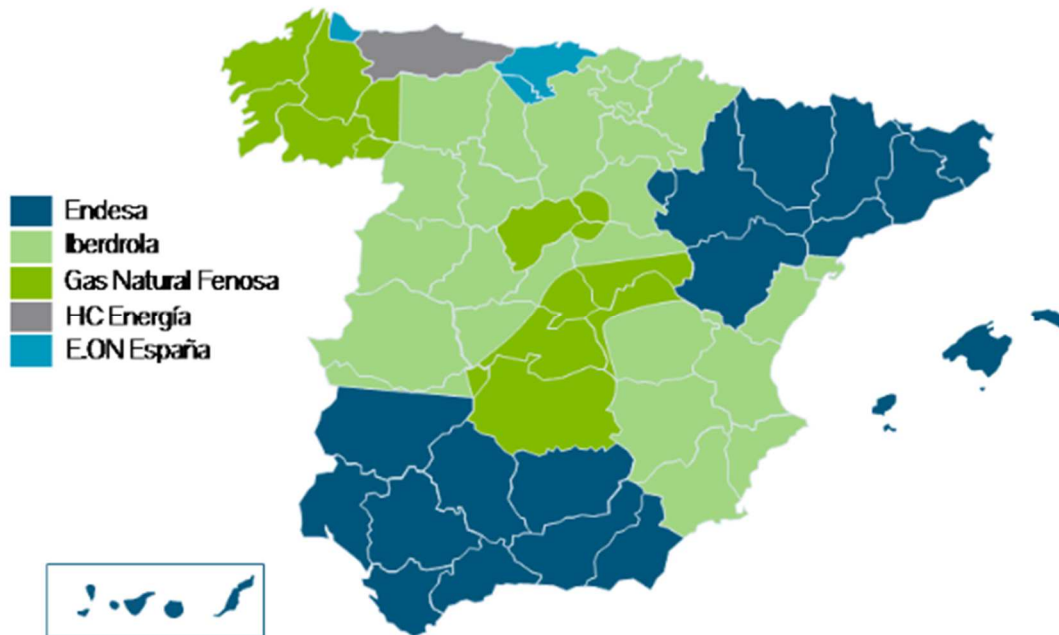


Figura 5. Mapa de las zonas de distribución

Fuente: Energía y sociedad

La retribución de la actividad de distribución se establece administrativamente atendiendo a los costes de inversión, de operación y mantenimiento y de gestión de las redes para asegurar el suministro de energía en las condiciones de calidad fijadas reglamentariamente. Dadas las características de la distribución y la complejidad de sus activos (número y tipología), la retribución sigue un esquema diferente al del transporte, de forma que no se valora individualmente cada uno de los elementos que componen la red de distribución.

La retribución de las actividades de red (tanto transporte como distribución) tiene consideración de coste regulado del sistema y, como tal, es recaudado a través de las tarifas de acceso o peajes. Las empresas ingresan los importes que les corresponden a través del sistema de liquidaciones gestionado por el MINETUR (hasta la creación de la CNMC, Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, esta función era realizada por la CNE, Comisión Nacional de Energía).

El régimen económico de la distribución toma como base los siguientes principios:

- La retribución por inversión será de los activos en servicio no amortizados
- La tasa de retribución financiera referenciada a las Obligaciones del Estado a diez años más un diferencial adecuado para una actividad de bajo riesgo (200 pb en el primer periodo regulatorio, esto es hasta el 31 de diciembre de 2019)
- El devengo y el cobro de la retribución generada por instalaciones puestas en servicio el año n se inicia el año $n+2$
- La metodología incluirá incentivos que correspondan por calidad de suministro, reducción de pérdidas



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

La evolución de la retribución de la actividad de distribución de los últimos años es la siguiente:

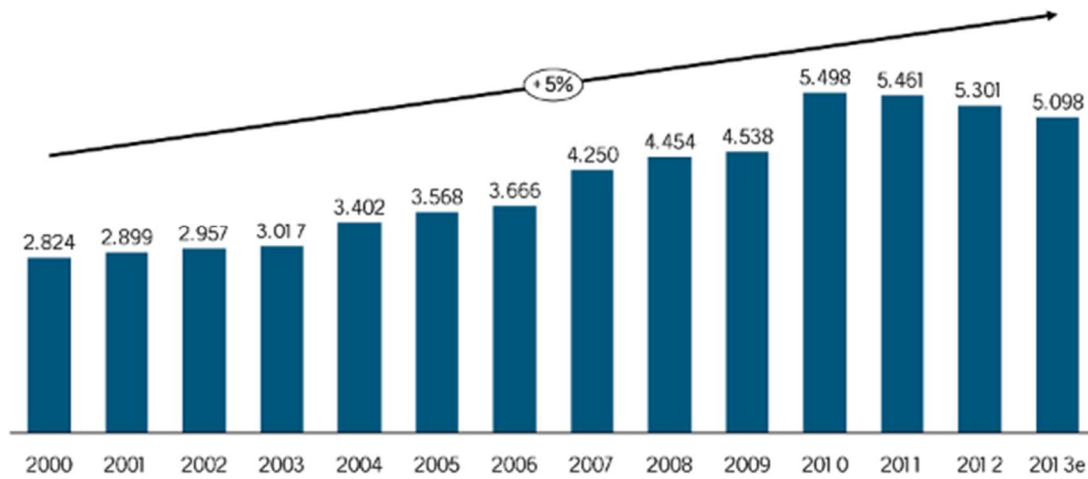


Figura 6. Evolución de la retribución de la actividad de distribución [M€]

Fuente: BOE



Capítulo III. Recargos que conforman el precio del KWh



El los capítulos II y III se explica cómo se factura la electricidad que se consume en los hogares. Existen además una serie de gravámenes e impuestos.

En el capítulo III se analizarán el resto de recargos que conforman el precio del KWh:

- **Subvenciones al régimen especial.** Se establecen unas ayudas a las energías renovables, cogeneración y residuos para impulsar su crecimiento.
- **Costes de transición a la competencia.** Trataban de reflejar aquellos costes que no iban a poder ser recuperados como consecuencia del cambio regulatorio de un sistema que garantizaba la recuperación de unos costes a otro en el que la recuperación de los mismos dependería sólo de la rentabilidad de las mismas.
- **Costes asociados a la industria nuclear.** La moratoria nuclear implicó la obligación del estado a compensar a las compañías eléctricas por las inversiones realizadas en las instalaciones que estaban en construcción y, en algunos casos, casi completadas. Además se prevé la constitución de un stock básico de uranio natural y enriquecido, con el fin de asegurar al máximo el abastecimiento de combustible nuclear. La gestión de los residuos nucleares son capitales en el funcionamiento de las centrales nucleares.
- **Tarifa de Último Recurso.** Son tarifas a las que los usuarios pueden acogerse de forma voluntaria si cumplen las condiciones estipuladas. Son únicas en todo el territorio español y son el precio máximo que podrán cobrar las comercializadoras a los usuarios.
- **Ayudas a la minería del carbón.** El consumo de carbón en España se destina principalmente a la generación de energía eléctrica. Sin embargo, la calidad y precio y la carencia de sistemas de depuración de los gases de combustión de la mayoría de las centrales térmicas españolas, hizo que su uso se fuera reduciendo y por ello desde el 2010 el gobierno impulsa unas ayudas para compensar la inactividad de la minería del carbón.
- **Compensación que reciben las centrales de ciclo combinado por no poder operar.** La sobrecapacidad del sistema por la introducción de renovables ha castigado especialmente a las centrales de ciclo combinado, un total de 67 grupos con una potencia instalada de 26.251MW que funcionan muy por debajo de su capacidad.

3.1 Subvenciones al régimen especial

La CNE (Comisión Nacional de Energía) define el **régimen especial (RE)** como una subvención que se otorga a la producción de energía eléctrica procedente de instalaciones cuya potencia instalada no supera los 50 MW, que utilizan fuentes de energía renovables (solar, eólica, hidráulica, y biomasa), residuos y cogeneración (aunque no utilicen energías renovables).

Sin embargo, algunos tipos de recursos renovables como el eólico y el solar no son gestionables, es decir, pueden presentar un alto nivel de aleatoriedad e impredecibilidad en su producción.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

El régimen especial tiene, además de la retribución por tratarse de instalaciones de producción de energía eléctrica como todo el régimen ordinario, una **prima adicional** en su retribución. La existencia de estas primas se justifica por ser tecnologías en fase de desarrollo que tienen unos costes asociados superiores a otras tecnologías. La metodología de retribución y su cuantía está inicialmente en la LSE 1997, con los siguientes criterios:

- Nivel de tensión de entrega de la energía a la red
- Contribución efectiva a la mejora del medio ambiente
- El ahorro derivado de energía primaria
- La eficiencia energética
- La producción de calor útil
- La inversión necesaria para poner en funcionamiento dicha instalación

En el **año 2007** se produjo la gran expansión de las energías renovables. Según el Real Decreto 661/2007 se concede a las Comunidades Autónomas libertad para la construcción de infraestructuras de las energías renovables. Se pasó de los 20.000MW instalados en dicho año, a los 39.000 MW registrados a finales del año 2012. Esta expansión produjo que en el año 2012 se obtuviera tanta energía solar y fotovoltaica como la esperada para el año 2020.

Con este Real Decreto se introdujeron además una serie de cambios en las retribuciones al régimen especial, de los que se destacan los siguientes:

- Se modificó la metodología y en lugar de ser una política de incentivos en función de la tarifa media o de referencia, se optó por un sistema de retribución en función de la energía producida por dicha instalación (€/KWh).
- Las tarifas y primas concedidas a la cogeneración sufrieron una actualización trimestral en función de las variaciones de los valores de referencia de los índices de precios de combustibles y el IPC (Índice de Precios al Consumo). Además, aquellas instalaciones que cumplieran diez años de explotación tendrían una corrección por antigüedad en la actualización correspondiente a los años posteriores. No obstante lo anterior, aquella instalación que a la entrada en vigor del presente real decreto se encontrara ya en explotación, no experimentaría la mencionada corrección por antigüedad, bien hasta que cumpla quince años desde la fecha de puesta en servicio o bien hasta pasados diez años desde la entrada en vigor del presente real decreto, lo que antes ocurriera.
- Los importes de tarifas, primas, complementos y límites inferior y superior del precio horario del mercado definidos en este real decreto, para la energía eólica y solar se actualizarán anualmente tomando como referencia el incremento del IPC menos el valor establecido en la disposición adicional primera del presente real decreto.
- Las tarifas y primas para las instalaciones de residuos se mantendrán durante un periodo de quince años desde la puesta en servicio de la instalación.
- Como consecuencia de la nueva normativa se produjo un incremento muy importante en la potencia instalada de energía eólica, fotovoltaica, solar termoeléctrica y cogeneración. Durante el año 2010 se procederá a la revisión de las tarifas, primas,



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

complementos y límites inferior y superior definidos en este real decreto, atendiendo a los costes asociados a cada una de estas tecnologías, al grado de participación del régimen especial en la cobertura de la demanda y a su incidencia en la gestión técnica y económica del sistema, garantizando siempre unas tasas de rentabilidad razonables con referencia al coste del dinero en el mercado de capitales. Cada cuatro años, a partir de entonces, se realizará una nueva revisión manteniendo los criterios anteriores.

- Se habilita a la Comisión Nacional de Energía para establecer mediante circular la definición de las tecnologías e instalaciones tipo, así como para recopilar información de las inversiones, costes, ingresos y otros parámetros de las distintas instalaciones reales que configuran las tecnologías tipo.

Las retribuciones concedidas por el Real Decreto 661/2007 según las distintas tecnologías fueron las siguientes:

Tecnología	Potencia	Tarifa regulada c€/KWh
COGENERACIÓN	$P \leq 0,5$ MW	12,0400
	$0,5 < P \leq 1$ MW	9,8800
	$1 < P \leq 10$ MW	7,7200
	$10 < P \leq 25$ MW	7,3100
	$25 < P \leq 50$ MW	6,9200

Tabla 5. Primas concedidas a la cogeneración en el 2007

Tecnología	Potencia	Plazo	Tarifa c€/KWh
SOLAR	$P \leq 100$ kW	primeros 30 años	44,0381
	$100 \text{ kW} < P \leq 10$ MW	primeros 30 años	41,7500
	$10 < P \leq 50$ MW	primeros 30 años	22,9764

Tabla 6. Primas concedidas a la solar en el 2007

Tecnología	Plazo	Tarifa c€/KWh
EÓLICA	primeros 20 años	7,3228
	a partir de entonces	6,1200

Tabla 7. Primas concedidas a la eólica en el 2007

Tecnología	Tarifa c€/KWh
c.1	5,3600
c.2	5,36
c.3	3,8300
c.4	5,2000

Tabla 8. Primas concedidas a los residuos en el 2007

- Grupo c.1. Centrales que utilicen como combustible principal residuos sólidos urbanos.
- Grupo c.2. Centrales que utilicen como combustible principal otros residuos no contemplados anteriormente.
- Grupo c.3. Centrales que utilicen como combustible residuos, siempre que éstos no supongan menos del 50 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.



- Grupo c.4. Centrales que hubieran estado acogidas al Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre y que a la entrada en vigor del presente real decreto se encuentren en explotación, cuando utilicen como combustible productos de las explotaciones mineras de calidades no comerciales para la generación eléctrica, por su elevado contenido en azufre o cenizas, y siempre que su poder calorífico inferior sea inferior a 2.200 kcal/kg y que los residuos representen más del 25 por ciento de la energía primaria utilizada medida por el poder calorífico inferior.

Como se puede apreciar la energía solar es la más subvencionada y en 2007, y consecuentemente España multiplicó por cinco la solar fotovoltaica instalada en 2006, pasando de los 100MW a los 500MW existentes a final de año.

El reparto que se realizó de las retribuciones en el año 2011 al régimen especial no fue uniforme. A la energía solar se le entregó un 51% de las subvenciones mientras que la residuos sólo recibió un 6% de las mismas. Este reparto se puede observar a continuación:

- Solar FV: 28%
- Solar TE: 23%
- Eólica: 7%
- Cogeneración: 9%
- Biomasa: 10%
- Residuos: 6%
- Minihidráulica: 7%
- Trat. Residuos: 10%
- Régimen ordinario: 0% (No tiene primas)

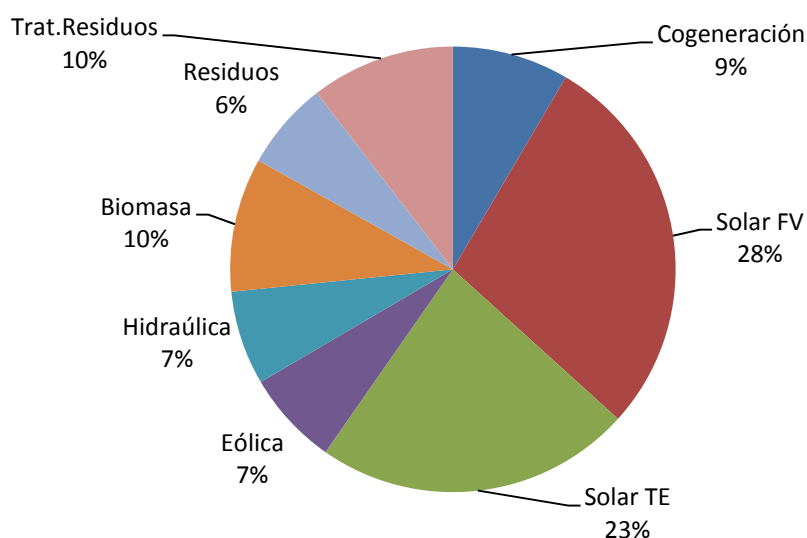


Figura 7. Precio Medio de Retribución Total en 2011 concedido al RE

Fuente: Elaboración Propia



Las retribuciones que se concedieron al régimen especial en el año 2013 fueron las siguientes:

Tipo de tecnología	Retribución total en 2013 (Miles €)	Precio medio retribución total (cént. € / KWh)
Cogeneración	2.836.536	11,164
Solar FT	3.267.723	39,338
Solar TE	1.310.607	29,808
Eólica	4.212.703	7,711
Minihidráulica	518.530	7,340
Biomasa	482.954	11,272
Residuos	271.903	8,796
Trat.Residuos	585.434	13,168

Tabla 9. Retribuciones concedidas al régimen especial en el año 2013

Fuente: CNMC

Se fue formando el llamado déficit de tarifa, el cual consiste en unos sobrecostes que no repercuten en la tarifa del usuario. Entre estos sobrecostes se encuentran las subvenciones al régimen especial, medidas políticas como la moratoria nuclear, las ayudas al carbón nacional, los costes de transición a la competencia estudiados a continuación.

Este déficit es la diferencia entre el monto total recaudado a través de los peajes de acceso a las redes y cargos (precios regulados que fija la Administración y pagan los consumidores por acceder al sistema) y los costes reales asociados a dichas tarifas (costes de transportar, distribuir, subvencionar determinadas energías y otras actividades y servicios que según el ordenamiento jurídico se retribuyen con cargo al sistema).

Esta diferencia se origina básicamente por dos motivos: Errores de estimación y objetivos político/económicos de los sucesivos gobiernos, quienes en último término establecen los peajes.

En España, y desde el año 2000, los sucesivos peajes aprobados por los gobiernos han generado reiteradamente déficits de tarifa, que se han ido acumulando. En el año 2013 la deuda tarifaria estaba entorno a los 30.000 M€.

3.2 Costes de transición a la competencia

En 1997 con la LSE comenzó una liberalización parcial del sector. Debido a la particularidad de la naturaleza del producto, sí se considera necesaria que ciertas partes del sector estén reguladas, como son la distribución y el transporte. Sin embargo, la comercialización, la construcción y explotación de instalaciones y la producción han de estar sujetas al mercado libre.

En el Real Decreto 1538/1987 se reconocieron para cada una de las diferentes tecnologías de producción existentes unos gastos de inversión que debían recuperarse a largo plazo.



Cuando entra en vigor la LSE de 1997 estos costes de inversión no habían sido pagados en su totalidad, por lo que se establecen los denominados Costes de Transición a la Competencia (CTC) que reflejan aquellos costes que no iban a poder ser recuperados como consecuencia del cambio regulatorio. Con ello se pretendía asegurar la estabilidad financiera de las eléctricas ante el cambio que se iba a producir en el funcionamiento del sistema, además de incentivar el consumo de carbón autóctono.

En 1999 la comisión europea ratificó la decisión del gobierno de crear estos costes ya que estaban justificados y eran razonables.

Mediante el Real Decreto 7/2006 los CTC fueron derogados ya que según este RD, se trata de un mecanismo innecesario y distorsionador que requiere una urgente supresión debido a las siguientes razones:

- Las compañías utilizan estos costes en las estrategias de oferta, desvirtuando el precio real.
- Quedan obsoletas las hipótesis sobre las que se basaron los cálculos de los CTC.
- Las instalaciones acogidas dentro de estas ayudas presentan un alto grado de amortización.

De esta forma se eliminaron los CTC, pero se siguieron preservando los regímenes de incentivo al consumo de carbón autóctono y de apoyo a las instalaciones singulares que desarrollan planes específicos de especial relevancia tecnológica.

Estos CTC fueron incluidos en la tarifa eléctrica de todos los consumidores en concepto de costes fijos del sistema desde 1998, cuando supusieron un coste de 1.378 millones de euros, hasta el año 2010, que fueron eliminados completamente.

3.3 Costes asociados a la industria nuclear

Tras la crisis energética del año 1973 se elabora en España el Plan Energético Nacional de 1975, con el principal objetivo de reducir de forma drástica la dependencia española de petróleo y que implica un gran ahorro debido a los altos precios de los países exportadores de dicho combustible.

En 1978 se redacta un nuevo Plan Energético Nacional, que comprende los años 1978-1987 y supone una reducción del programa nuclear. Se trata de un programa más realista que el de 1975.

En 1984, de acuerdo a este último Plan Energético, fueron paralizadas las obras de cinco centrales nucleares españolas: Lemóniz I y II, Valdecaballeros I y II, Trillo II. El 30 de diciembre de 1994 se aprueba la Ley 40/1994 de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional, que declara la paralización definitiva de los proyectos de construcción de estas centrales. Los motivos aparentes que se plantearon para esta paralización fueron el exceso de capacidad del sector eléctrico, el riesgo económico que suponían este tipo de centrales y el estado inicial en el que



se encontraban estas centrales, aunque cuatro de ellas estaban ya terminadas o en fase de terminación. Se creó una deuda con las empresas propietarias de las centrales en moratoria nuclear por sus activos paralizados superior a los 3.800 millones de euros.

La LSE de 1997 estableció la compensación que obtendrían los titulares de los proyectos en construcción que se paralizaron. Se fijó una compensación individual para cada proyecto y un plazo máximo de 25 años para su completo pago, contados a partir del 20 enero de 1995.

3.3.1 Financiación de la gestión de los residuos nucleares

La Ley 25/1964 define residuo radiactivo como cualquier material o producto de desecho, para el cual no está previsto ningún uso, que contiene o está contaminado con radionucleidos en concentraciones o niveles de actividad superiores a los establecidos por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Estos residuos son clasificados según su actividad radiactiva en dos grupos: residuos de media y baja actividad y residuos de alta actividad.

De acuerdo con el Real Decreto 1522/1984, de 4 de julio, se creó la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A (**ENRESA**). Esta empresa es la responsable desde entonces de la gestión de los residuos radiactivos en España, así como del desmantelamiento de instalaciones nucleares y radiactivas. Está financiada de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional sexta de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico. ENRESA es una empresa pública con personalidad jurídica propia cuya tutela corresponde al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, y puede realizar todas las actividades mercantiles y administrativas propias de una empresa para el cumplimiento de sus objetivos que son:

- Tratar y acondicionar los residuos radiactivos.
- Diseñar y construir los centros de almacenamiento temporal y definitivo de los residuos.
- Establecer la metodología para la recogida, transferencia y transporte de los residuos.
- Operar las maniobras de desmantelamiento y clausura de instalaciones radiactivas.
- Crear los planes de investigación y desarrollo para desempeñar sus funciones.
- Elaborar los informes económico-financieros que establezcan el presupuesto necesario para su funcionamiento.

ENRESA remite al Ministerio un Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR) cada cuatro años en el que se incluirán todas las actividades previstas para ese periodo. El gobierno es quien lleva a cabo la elección del consejo de administración así como del presidente de esta empresa.

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



3.3.2 Stock de uranio

Con el fin de asegurar al máximo el abastecimiento de combustible nuclear, el Plan Energético Nacional de 1978 prevé la constitución de un stock básico de uranio natural y enriquecido.

El Real Decreto 2967/1979, de 7 de diciembre, faculta en su artículo 8 a la Empresa Nacional del Uranio, S.A. (**ENUSA**) para constituir y gestionar un stock básico de uranio, natural y enriquecido, de forma que pueda participar en el mercado nacional e internacional de materiales y servicios relacionados con el mismo.

De acuerdo con lo establecido en la Ley 54/1997, el stock es gestionado por ENUSA y los costes financieros son compensados directamente por la Comisión Nacional de la Energía a ENUSA con cargo a los ingresos por consumo de energía eléctrica.

3.4 Tarifa de Último Recurso

Desde el 1 de julio de 2009 se estableció en España un sistema de tarifas de energía eléctrica en el que coexisten dos tipos de tarifas posibles, las tarifas reguladas y las tarifas de mercado libre para contratar un suministro eléctrico.

- Tarifas de luz en el mercado libre. En este mercado, el cliente elige la compañía que más le interesa. El precio no está determinado por el estado y se puede contratar la tarifa que más se adapte a sus necesidades.
- Tarifa de último recurso (TUR). Son tarifas reguladas por el ministerio de Industria, Turismo y Comercio de forma trimestral. El cliente puede contratar con cualquiera de las comercializadoras la TUR.

La TUR es fijada por el Gobierno y desde 2009 pueden acogerse a ella aquellos clientes con una potencia contratada igual o menor a 10 KW cuya tensión sea inferior a 1KV, por lo que es accesible a la mayor parte del mercado residencial.

Esta tarifa es el precio máximo que las comercializadoras de último recurso (CUR) pueden cobrar a los clientes que la tengan contratada. Se fija tanto el término de potencia como el término de consumo o de energía, que son las dos partes en las que se dividen principalmente las tarifas de luz. El precio de esta tarifa varía según la potencia contratada del cliente y los periodos horarios de facturación. Es única para toda España, no cambia para cada comunidad y está establecida por orden ministerial. La implantación de esta tarifa ha protegido en cierta forma a los usuarios, pero ha limitado la velocidad de liberalización del mercado limitando la competitividad de las ofertas de electricidad.

En el mercado libre, las compañías tienen libertad para ofrecer los precios que consideren.



Las cinco únicas empresas que tienen derecho a ser comercializadoras de último recurso son las siguientes:

- 1- Endesa Energía XXI, S.L.
- 2- Iberdrola Comercialización último recurso, S.A.U.
- 3- Unión Fenosa Metra, S.L.
- 4- Hidrocantábrico Energía Último Recurso S.A.U. (actualmente EDP HC Energía)
- 5- E.ON Comercializadora de Último Recurso, S.L.

Los consumidores acogidos a esta tarifa tienen la posibilidad de elegir entre tres modos de facturación:

- Sin discriminación horaria.
- La tarifa con discriminación horaria (2 periodos) divide el día en dos franjas que comúnmente se denominan valle y punta. Las primeras se encuentran donde el precio está más rebajado mientras que las punta son las más caras. Esta tarifa tiene el siguiente horario, distinto como se puede observar en invierno y verano:



Figura 8. Discriminación horaria de dos periodos de la TUR

Fuente: CNE

- Las tarifas con discriminación horaria (3 periodos) fragmentan las horas del día en horario supervalle, valle y punta. Dependiendo del periodo, el precio se irá elevando siendo el supervalle el más barato y el punta el más caro. El horario estará especificado de la siguiente manera:

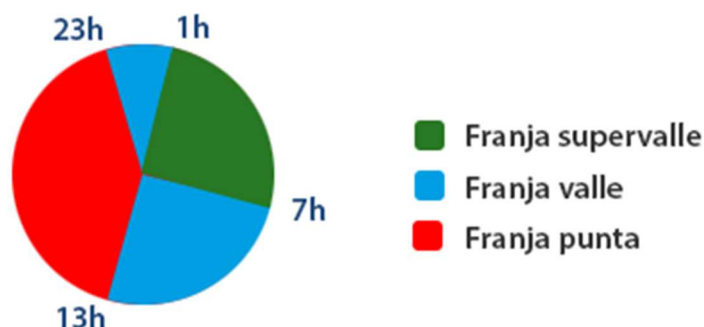


Figura 9. Discriminación horaria de tres periodos de la TUR

Fuente: CNE

3.5 Ayudas a la minería del carbón nacional

El carbón es el único combustible fósil disponible en cantidades susceptibles de explotación en la península. Se tiene disponibilidad permanente y garantía de suministro. Sin embargo, estas reservas nacionales son escasas y de baja calidad y los procesos extractivos del carbón nacional son costosos, y tanto su extracción como su combustión ocasionan graves problemas de contaminación ambiental porque la mayoría de las centrales térmicas de carbón carecen de sistema de depuración de los gases de combustión obligatorio en la UE. Por estos motivos se importa alrededor del 70% del carbón utilizado en la generación eléctrica en España, y los carbones nacionales se consumen mezclados con carbón importado en una proporción característica que varía entre el 40% y el 60%.

Una de las causas de la menor rentabilidad de las minas españolas es geológica, ya que las minas tienen una anchura de la veta muy estrecha, en torno a los 80 centímetros. Eso hace que cuando se perforan las galerías se extraigan más estériles (rocas inservibles) que mineral. A estos inconvenientes hay que añadir que este carbón es de baja calidad debido a que posee un poder energético de 4500 termias/tonelada frente a las 6000 termias/tonelada de carbón extranjero.

A continuación se observa cómo ha ido variando la estructura de generación eléctrica en España en los años 2000, 2006, 2011 y 2016:

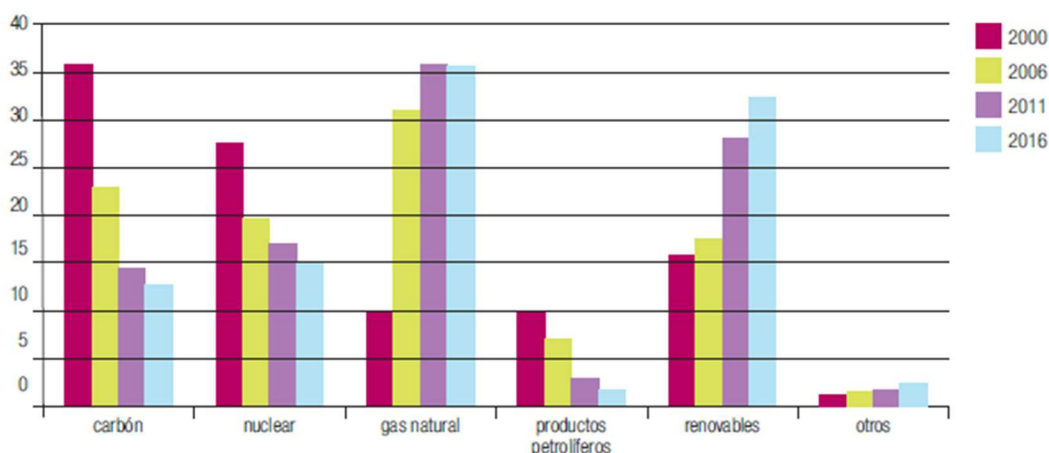


Figura 10. Estructura de generación eléctrica en España

Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio

Debido a la dependencia social que tienen algunas regiones de la península de la industria del carbón, su declive plantea graves problemas socioeconómicos, territoriales y sociales. Es por esto que a mediados de la década de los años ochenta comenzaron las acciones de reestructuración.

De acuerdo con el artículo 25 de la LSE de 1997, el gobierno tiene la potestad de disponer de mecanismos para ayudar a aquellas unidades generadoras que utilicen combustible autóctono, como el carbón nacional, mientras el total de energía primaria de este combustible no supere el 15% del total de la energía primaria demandada por el mercado nacional. Se establecieron unos incentivos, definidos como la diferencia entre el precio de mercado y el precio de referencia, para conseguir que los titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica consumieran este carbón para cubrir las cantidades fijadas anualmente.

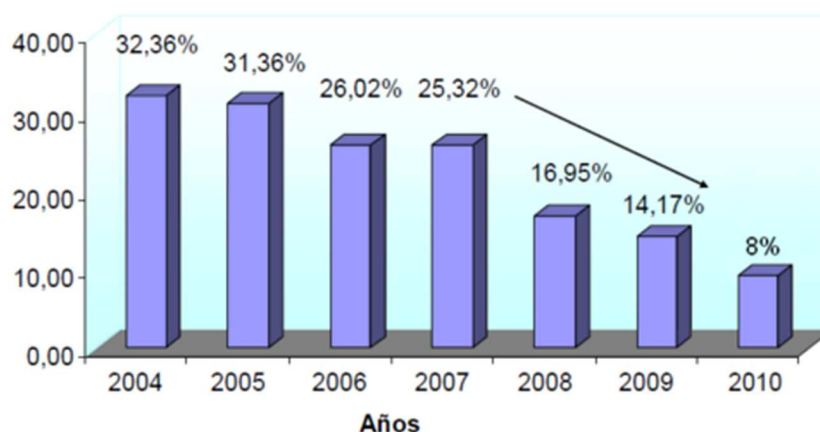


Figura 11. Porcentaje de producción de electricidad con carbón en España

De acuerdo con el Plan Nacional del Carbón vigente desde 2013 hasta 2018, se garantiza que la generación por medio de carbón tendrá un peso del 7,5% en el mix energético de producción



de energía eléctrica. Los precios de retribución anuales del carbón autóctono quedaban fijados en el Real Decreto 134/2010.

La política de la Unión Europea de fomento de las fuentes de energía renovables y de una economía sostenible y segura de baja producción de carbono, no justifican el apoyo indefinido a las minas de carbón no competitivas. La Decisión 2010/787/UE del Consejo de la Unión Europea, establece un nuevo marco regulatorio en relación a las ayudas estatales destinadas a facilitar el cierre de minas de carbón no competitivas.

Finalmente en el Real Decreto 13/2012 se establece una reducción de un 10% tanto del volumen máximo de producción con carbón nacional, como del precio al que se retribuye dicha producción.

3.6 Discriminación horaria del precio de la electricidad: Contadores telegestionables

En la orden ITC/3860/2007, del 28 de Diciembre, se establece de acuerdo con la Directiva 2004/54/CE, la sustitución de los contadores tradicionales por contadores telegestionables en las instalaciones de potencia contratada de hasta 15 KW.

Dichos contadores deberán permitir la medida de potencia activa y reactiva y la discriminación horaria, así como incorporar telegestión, es decir, que el contador pueda transmitir y recibir datos de la empresa distribuidora. Entre esos datos se encontrarán las lecturas, pero también detalles sobre el consumo en diferentes franjas horarias, distintos tipos de medida e incluso el control de la potencia, la desconexión del contador o datos relativos a la manipulación, funcionamiento y calibración del mismo.

Esta discriminación horaria no era posible con los contadores electromecánicos. Sin embargo la nueva tarifa para consumidores de baja potencia sí discrimina de manera horaria el precio que debe pagar el consumidor, de ahí la necesidad de la instalación de estos contadores telegestionables.

En la Orden IET/290/2012 marca como fecha máxima el 31 de Diciembre de 2018 para la sustitución completa de todo el parque de contadores.

3.7 Compensación que reciben las centrales de ciclo combinado por no poder operar

La sobrecapacidad del sistema por la introducción de renovables no gestionables ha castigado especialmente a las centrales de ciclo combinado, un total de 67 grupos con una potencia instalada de 26.251MW que funcionan muy por debajo de su capacidad.

Esta situación llevó a la Comisión Nacional de la Energía (CNE) a proponer que el Ministerio de Industria permita la hibernación de estas plantas, que consiste en el cierre temporal de las instalaciones con un mantenimiento mínimo para que puedan funcionar en el futuro, durante



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

periodos anuales siempre que la seguridad de suministro no se vea afectada. Las grandes empresas eléctricas presionan al ministerio para que se permita hibernar entre 5.000 y 7.000 MW. Sin embargo, el decreto de la hibernación de los ciclos combinados quedó pendiente en la reforma eléctrica de 2013, y a finales de 2015 aún no se ha llevado a cabo.

Las centrales de ciclo combinado han pasado de tener un papel protagonista en la generación de energía a servir fundamentalmente de respaldo de las energías renovables, de tal manera que si estas no producen energía suficiente o crece la demanda eléctrica más de lo previsto, los ciclos combinados se encargan de complementar la producción. El problema para las eléctricas es que esta realidad les obliga a tener centrales en funcionamiento aunque no siempre estén produciendo, con lo que generan costes continuos, pero no ingresos continuos.

En 2008 hubo una producción de 95.000 GWh a partir de centrales de ciclo combinado. Sin embargo, en 2014 esta cifra disminuyó hasta los 25.919 GWh, es decir, en apenas seis años ha descendido en un 75%. Ha pasado de representar el 35% de la producción eléctrica en España a suponer apenas el 10%.

En el año 2015 la producción de las centrales de ciclo combinado ha aumentado ya que hasta julio la generación ha crecido hasta los 14.714 GWh, un 37% más que en el mismo periodo del año anterior. Desde el sector matizan que este incremento se ha debido a un factor tan extraordinario como las altas temperaturas registradas en junio y julio, no a motivos estructurales ni a un incremento sustancial de la demanda eléctrica por la recuperación económica.

La solución va a depender del coste, ya que estas centrales reciben ya los llamados **pagos por capacidad**, que son de dos tipos: el que compensa a las centrales por estar disponibles (que no llega a dos millones de euros por planta y lo reciben todas) y un incentivo a la inversión que cobran durante 10 años desde la puesta en marcha de la instalación. El importe que reciben depende del grado de amortización de la inversión: una planta a la que le falten 150 millones por amortizar recibe unos ocho millones de euros.

La discusión está en qué deben cobrar las plantas hibernadas. Según el regulador, solo deben recibir los pagos por disponibilidad, pero no el incentivo a la inversión. La empresa se ahorra los costes de mantenimiento y los peajes y el sistema se ahorraría ese último incentivo.

Frente a esta posición, la de algunas eléctricas, que han pedido que el pago por inversión se ampliara a 20 años, es que se les retribuya igual que a la única instalación que se ha hibernado en España: la regasificadora de El Musel, ubicada en Asturias y propiedad de Enagás. Esta, que no ha llegado a funcionar pero está terminada y tiene un mantenimiento mínimo, recibe una retribución transitoria para cubrir los costes financieros de la inversión que se revisa anualmente.

La retribución fue de 75,9 millones de euros correspondiente a los años 2012, 2013 y 2014 y serviría para cubrir los costes de mantenimiento y financieros de la inversión. La construcción de esta regasificadora fue finalizada en 2012 costando 380 millones de euros. En la actualidad



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

sigue estando en hibernación ya que la caída de la demanda de gas natural no justifica su funcionamiento y porque la aparición de un déficit incipiente en el sistema gasista desaconsejaba la entrada en servicio de nuevas infraestructuras. Desde el 2012 y hasta la actualidad, Enegás ha cobrado del Estado un total de 125 millones de euros.

A continuación se adjunta un cuadro resumen de la evolución de los precios del kWh de la electricidad en España:

AÑO	1º TRIMESTRE	2º TRIMESTRE	3º TRIMESTRE	4º TRIMESTRE
2006	0,08673€/kWh	0,08673€/kWh	0,08742€/kWh	0,08742€/kWh
2007	0,08987€/kWh	0,08987€/kWh	0,08987€/kWh	0,08987€/kWh
2008	0,09283€/kWh	0,09283€/kWh	0,10789€/kWh	0,10789€/kWh
2009	0,11248€/kWh	0,11248€/kWh	0,11472€/kWh	0,11472€/kWh
2010	0,11776€/kWh	0,11776€/kWh	0,11776€/kWh	0,12516€/kWh
2011	0,14232€/kWh	0,14232€/kWh	0,15256€/kWh	0,15256€/kWh
2012	0,16808€/kWh	0,14214€/kWh	0,14920€/kWh	0,14558€/kWh
2013	0,15094€/kWh	0,13866€/kWh	0,140728€/kWh	0,130485€/kWh

Tabla 10. Evolución de los precios del kWh de la electricidad en España

Gráficamente esta evolución se observa en el siguiente gráfico:

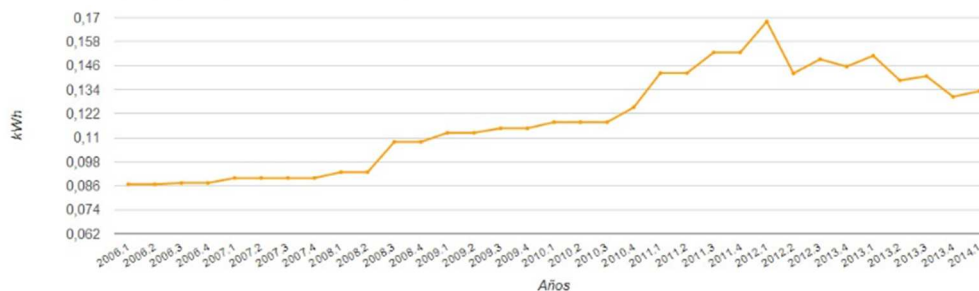


Figura 12. Evolución del precio de la electricidad



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

Capítulo IV: Ley 24/2013



En este capítulo se van a estudiar los principales cambios que supuso la entrada en vigor de la Ley 24/2013.

4.1 Cambios que supuso la Ley 24/2013

El 28 de diciembre de 2013 entró en vigor la Ley del sector eléctrico 24/2013, de 26 de diciembre, que sustituye la Ley anterior 54/1997, de 27 de noviembre, salvo las disposiciones adicionales sexta, séptima, vigésima primera y vigésima tercera, sin perjuicio de lo especificado en la Disposición Final Tercera de dicha Ley.

La Ley del sector eléctrico de 1997 y su normativa de desarrollo habían sufrido múltiples modificaciones, intentando solucionar los fallos económicos en el sistema eléctrico, derivados, entre otros, del incremento de la cuantía del llamado déficit tarifario, el aumento descontrolado del número de instalaciones de generación a partir de energías renovables con una retribución primada de origen estatal, basada en su producción, que también habían provocado así el coste del sistema, o la falta de ajustes en la retribución de las actividades reguladas del sistema eléctrico, además de la necesaria adaptación a las directivas correspondientes.

La nueva Ley, ha incrementado las situaciones de control por parte del Gobierno no solo en lo que se refiere a las actividades que no constituyen monopolio natural (transporte y distribución), sino también incrementando la necesaria protección del consumidor, incluyendo los requisitos que debe tener un mercado de comercialización de energía eléctrica liberalizado, como es la *“seguridad, calidad, eficiencia, objetividad, transparencia y al mínimo coste.”*, algunas de ellas reconocidas de forma tangencial en la Ley anterior.

Se destacan algunas modificaciones legislativas con implicaciones prácticas y económicas de gran trascendencia en el sector energético:

- **Competencias estatales y autonómicas.** Una de las modificaciones más polémicas de la Ley fue que algunas de las competencias administrativas que en la legislación anterior estaban adjudicadas a las Comunidades Autónomas en su ámbito territorial, fueron absorbidas por la Administración General del Estado, como son:
 1. Establecer la regulación básica de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica.
 2. Determinar, en el ámbito de su competencia, las medidas necesarias para garantizar el suministro de energía eléctrica.
 3. Determinar las medidas necesarias para garantizar la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico.
 4. Ejercer las facultades de planificación eléctrica en los términos establecidos en el artículo siguiente.
 5. Establecer el régimen retributivo y fijar la retribución de aquellas actividades que tengan una retribución regulada de acuerdo con lo previsto en la presente ley.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

6. Otorgar y revocar el régimen retributivo a las instalaciones y a los sujetos a los que les sea aplicable de acuerdo con lo previsto en la presente ley y en su normativa desarrollo.
7. Regular la estructura de los cargos por costes regulados y de los peajes correspondientes al uso de redes de transporte y distribución, así como establecer los criterios para el otorgamiento de garantías por los sujetos que corresponda y fijar, en su caso, el precio voluntario para el pequeño consumidor como precio máximo del suministro de energía eléctrica a los consumidores que reglamentariamente se determinen.
8. Ejercer las funciones de ordenación previstas en el título II.
9. Regular la organización y funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica.
10. Regular los términos en que se ha de desarrollar la gestión económica y técnica del sistema, aprobando las reglas de mercado y los procedimientos de operación de carácter instrumental y técnico necesarios.
11. Establecer los requisitos de calidad y seguridad que han de regir el suministro de energía eléctrica, teniendo en cuenta los criterios establecidos en el artículo 1.
12. Determinar los derechos y obligaciones de los sujetos relacionados con el suministro de energía eléctrica.
13. Autorizar las siguientes instalaciones eléctricas:
 - a) Instalaciones peninsulares de producción de energía eléctrica, incluyendo sus infraestructuras de evacuación, de potencia eléctrica instalada superior a 50 MW eléctricos, instalaciones de transporte primario peninsular y acometidas de tensión igual o superior a 380 kV.
 - b) Instalaciones de producción incluyendo sus infraestructuras de evacuación, transporte secundario, distribución, acometidas y líneas directas, que excedan del ámbito territorial de una Comunidad Autónoma, así como las líneas directas conectadas a instalaciones de generación de competencia estatal.
 - c) Instalaciones de producción ubicadas en el mar territorial.
 - d) Instalaciones de producción de potencia eléctrica instalada superior a 50 MW eléctricos ubicadas en los territorios no peninsulares, cuando sus sistemas eléctricos estén efectivamente integrados con el sistema peninsular, de acuerdo con lo establecido en el artículo 25.2.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

e) Instalaciones de transporte primario y acometidas de tensión nominal igual o superior a 380 kV ubicadas en los territorios no peninsulares, cuando estos estén conectados eléctricamente con el sistema peninsular.

14. Impartir, en el ámbito de su competencia, instrucciones relativas a la ampliación, mejora y adaptación de las redes e instalaciones eléctricas de transporte y distribución, en garantía de una adecuada calidad y seguridad en el suministro de energía, con un mínimo impacto ambiental.

15. Inspeccionar, en el ámbito de su competencia, a los sujetos que realicen actividades destinadas al suministro de energía eléctrica reguladas en la presente ley, así como sus instalaciones, en los términos previstos en la presente ley y su normativa de desarrollo.

16. Sancionar, en el ámbito de su competencia y de acuerdo con lo dispuesto en la presente ley y disposiciones que la desarrollen, las infracciones cometidas.

- **Autoconsumo.** Como novedad, el artículo 9 de la Ley incluye la regulación básica de la modalidad de autoconsumo, entendida ésta como “consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas a través de una red interior del propio consumidor o mediante línea directa asociada a dicho consumidor”.

El desarrollo de la regulación del autoconsumo ya estaba prevista en el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, que imponía al Ministerio de Industria Turismo y Comercio, en el plazo de cuatro meses desde la entrada en vigor del presente real decreto, la elevación al Gobierno de una propuesta de real decreto cuyo objeto fuera regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas del consumo de la energía eléctrica producida en el interior de la red de un consumidor para su propio consumo.

La propuesta de dicho desarrollo legislativo contemplaba diversas posibilidades de autogeneración. Sin embargo, esta modalidad de consumo nunca llegó a desarrollarse apareciendo ahora su regulación especificada en la nueva Ley con una orientación distinta a la original, que contempla la obligación de contribuir a los costes y servicios del sistema mediante el llamado peaje de respaldo, así como la necesaria inscripción en un registro para el adecuado control de la actividad.

En la Ley 24/2013 actualmente aplicable se establecen dos modalidades de autoconsumo, la modalidad de suministro con autoconsumo, en el que no existe un registro de instalaciones de producción en el Ministerio de Industria Turismo y Comercio, y la modalidad de producción con autoconsumo, cuando dicha instalación de producción sí que esté registrada. Además deja la puerta abierta a la posibilidad de cualquier otra modalidad en la que el consumo de energía eléctrica provenga de una instalación de generación asociada a un consumidor.



Existe además una excepción a las modalidades de autoconsumo en la Disposición Adicional duodécima, referida a aquellos consumidores conectados a la red de alta tensión, que debido a la adopción de medidas de ahorro y eficiencia energética, tengan distintos momentos de energía eléctrica recuperada que no pueda ser consumida en su propia instalación. En este caso, se les exime del pago del peaje de respaldo, si bien tendrán que cumplir las limitaciones económicas que establezca el gobierno según el artículo 9.3 de la Ley. La Disposición se refiere al aprovechamiento de la energía generada en el proceso de frenado de los trenes de alta velocidad que devuelven a la red eléctrica de suministro la energía generada en dicho proceso.

- **Separación de actividades.** De acuerdo con el carácter de liberalización de las actividades de generación y comercialización, la ley destaca la necesidad de que las sociedades que desarrollan actividades reguladas de transporte, distribución y operación del sistema lo hagan de forma exclusiva sin que puedan realizar al mismo tiempo actividades de producción, de comercialización o de servicios de recarga energética.

En la nueva ley se refuerza la independencia de las actividades, estableciendo criterios de obligado cumplimiento, incluyendo el deber de garantizar la independencia de los responsables de la gestión de sociedades que realicen actividades reguladas.

Por otra parte, con la intención de nuevo de establecer una regulación orientada a la protección del consumidor, se obliga a las empresas distribuidoras y comercializadoras de referencia a no crear confusión en su información y en la presentación de su marca e imagen de marca respecto a la identidad propia de las filiales de su mismo grupo que realicen actividades de comercialización, lo cual ha de estar reflejado, tal y como indica la Resolución de 23 de mayo de 2014, en la factura eléctrica emitida por éstas.

- **Sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico.** Esta Ley viene a reforzar la finalidad de la reforma legislativa orientada a eliminar el déficit tarifario del sistema eléctrico y revisar la metodología de retribución de algunos conceptos, incluidos en el escandallo de costes eléctricos.
- **Nuevo régimen retributivo.** Conjuntamente, con el fin de solucionar los posibles excesos ocasionados por el desarrollo de producción a partir de energías renovables basados en primas y subvenciones, se establece un nuevo régimen retributivo específico para éstas, cuyos parámetros se fijarán atendiendo a criterios de coyuntura económica, evolución de la demanda y concepto de rentabilidad razonable. Tal y como queda descrita esta previsión, deja abierta la posibilidad de ajustar el sistema de ayudas a las energías renovables a futuro, en vez de tener que ajustarlos ex post, con la intención de evitar la inseguridad jurídica impuesta hasta ahora por los numerosos cambios regulatorios.

En cuanto al régimen retributivo de las actividades de transporte y distribución se establecerán al menor coste necesario para el sistema eléctrico. La retribución de estas actividades será también fijada teniendo en cuenta la situación cíclica de la economía.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

Además, la Disposición adicional décima define los periodos regulatorios que habrán de tenerse en cuenta en la retribución de cada una de estas actividades.

El artículo 14 establece los principios generales del sistema de retribución de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, recogiendo ciertas particularidades para algunas instalaciones en función de la tecnología de producción empleada (art. 14.6) y su ubicación dentro o fuera del territorio peninsular (art. 14.7). Se exponen aquí las particularidades de este nuevo régimen:

- El principio de empresa eficiente y bien gestionada como fundamento del régimen retributivo. El concepto de “empresa eficiente y bien gestionada” se revela como un concepto jurídico indeterminado que exige concreción. Con carácter general, para el cálculo de la retribución de las actividades de transporte, distribución y producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, mediante la aplicación de criterios homogéneos en todo el territorio español, sin perjuicio de las especificidades previstas para los territorios no peninsulares. Estos regímenes económicos permitirán la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo.
- Excepcionalidad de la retribución específica. Se ha de destacar el carácter excepcional de la retribución adicional. La ley no reconoce a los titulares de ciertas instalaciones un derecho a percibir una retribución, sino que éste queda condicionado a la decisión discrecional del Gobierno cuando concurren ciertos objetivos que incluso escapan a la política energética del propio Gobierno. Así, el artículo 14.7 dispone que “excepcionalmente, el Gobierno podrá establecer un régimen retributivo específico para fomentar la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, cuando exista una obligación de cumplimiento de objetivos energéticos derivados de Directivas u otra normas de Derecho de la Unión Europea o cuando su introducción suponga una reducción del coste energético y de la dependencia energética exterior”. En su caso, el otorgamiento de este régimen retributivo específico se realizará mediante procedimientos de concurrencia competitiva.
- Componentes de la retribución específica. Cuando el Gobierno ejerza esa potestad excepcional atribuida por el artículo 14.7 de la LSE y regule una retribución específica para ciertas instalaciones de producción, la retribución incluirá los parámetros comunes al resto de instalaciones de producción (art. 14.5) y los parámetros específicos de retribución de la producción basada en el empleo de tecnologías renovables, cogeneración de alta eficiencia o residuos (art. 14.7). En otros términos, este régimen retributivo adicional a la retribución por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción, estará compuesto por un término por unidad de potencia instalada, que cubra, cuando proceda, los costes de inversión de una instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de la energía y un



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción de dicha instalación tipo. El régimen retributivo no sobrepasará el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que permitan competir a las instalaciones en condiciones de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado y que posibiliten obtener una rentabilidad razonable por referencia a la instalación tipo en cada caso aplicable. Excepcionalmente el régimen retributivo podrá incorporar además un incentivo a la inversión y a la ejecución en plazo determinado cuando su instalación suponga una reducción significativa de los costes en los sistemas de los territorios no peninsulares. En este contexto, resulta fundamental la definición de “instalación tipo”, instalación eficiente y bien gestionada que determinará la retribución adicional y para la que se deberán definir a lo largo de su vida útil regulatoria:

- a) Los ingresos estándar por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción.
- b) Los costes estándar de explotación.
- c) El valor estándar de la inversión inicial.

A estos efectos, solo se considerarán los costes o inversiones determinados por normas o actos administrativos de aplicación en todo el territorio español y solo se tendrán en cuenta aquellos costes e inversión que respondan exclusivamente a la actividad de producción de energía eléctrica teniendo en cuenta las mejores prácticas en las actividades de producción. No obstante, debido a las singulares características de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, podrán definirse excepcionalmente instalaciones tipo específicas para cada uno de ellos.

- Previsiones a seis años y primer periodo regulatorio. Los parámetros de retribución de la actividad de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con régimen retributivo específico tendrán una vigencia de seis años y para su revisión, que se llevará a cabo antes del comienzo del periodo regulatorio, se tendrá en cuenta la situación cíclica de la economía, de la demanda eléctrica y la rentabilidad adecuada para estas actividades. Con carácter general, independientemente de la fecha de inicio en cada una de las actividades, el primer periodo regulatorio finalizará el 31 de diciembre de 2019 y a partir del 1 de enero de 2020 se sucederán los siguientes periodos regulatorios de forma consecutiva. Sin embargo, para las actividades de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con régimen retributivo específico, el primer periodo regulatorio se iniciará el 14 de julio del 2013, fecha de entrada en vigor del Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. La nueva ley regula la periodicidad con la que se revisarán los diversos estándares que intervienen en el cálculo de la retribución específica complementaria.
- Registro de régimen retributivo específico. Para tener derecho a la percepción de los correspondientes regímenes retributivos específicos, las instalaciones de producción de energía eléctrica o renovaciones de las existentes, deberán estar inscritas en el



registro de régimen retributivo específico, que se llevará en el Ministerio de Industria, Energía y Turismo y que incluirá los parámetros retributivos aplicables a dichas instalaciones. Aquellas instalaciones que no estén inscritas en dicho registro percibirán, exclusivamente, el precio del mercado.

- **Nueva regulación para las instalaciones de producción a partir de energías renovables, cogeneración y residuos.** La legislación establece un régimen retributivo específico a la inversión para aquellas instalaciones que producen electricidad a partir de energías renovables y cogeneración. Para que dicha retribución específica se haga efectiva, las instalaciones han de estar inscritas en un registro que incluirá los parámetros retributivos aplicables a las mismas. Esta nueva metodología de retribución va a suponer un cambio drástico para las instalaciones del antiguo régimen especial, sector que ya ha manifestado su desacuerdo con la nueva regulación, no solo por la nueva metodología que se lleve a cabo, sino por el efecto retroactivo de su aplicabilidad. La reducción de las ayudas económicas a las energías renovables, se produce en razón del descenso notable de los costes de producción de materiales necesarios así como de la operación y mantenimiento, y también de la necesaria integración de estas instalaciones en el mercado de competencia. Pero dicha reducción no debe perjudicar al cumplimiento de los objetivos comprometidos con el marco europeo en el ámbito de las energías renovables. Así, en virtud de la Disposición adicional decimotercera, la Administración general del estado preverá los mecanismos necesarios para el fomento de la energía verde, sin descuidar la necesaria aprobación de los mismos de manera individualizada, con el fin de supervisar el gasto económico que puede suponer este tipo de decisiones de política energética.
- **Regulación del suministro eléctrico. Los consumidores.** Otro de los grandes giros legislativos es la consideración del consumidor como parte activa en la relación contractual del suministro de energía eléctrica. Por otra parte, se establece la posibilidad de utilizar, además de los canales habituales de reclamaciones, el sistema arbitral de consumo, y en las ocasiones en las que dichos sistemas no sean suficientes, se podrá someter la controversia al Ministerio de Industria Turismo y Comercio, mediante procedimiento, *“que se aprobará por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, y que deberá ser transparente, sencillo y gratuito”*.

4.2 Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor

El Precio Voluntario al Pequeño Consumidor viene reflejado en el artículo 17 de la Ley del Sector Eléctrico 24/2013 del 26 de Diciembre que dice lo siguiente:

“Los precios voluntarios para el pequeño consumidor, que serán únicos en todo el territorio español, serán los precios máximos que podrán cobrar los comercializadores que, a tenor de lo



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

previsto en el párrafo f) del artículo 6, asuman las obligaciones de suministro de referencia, a aquellos consumidores que, de acuerdo con la normativa vigente, cumplan los requisitos para que les resulten de aplicación.

Dichos precios se fijarán de forma que en su cálculo se respete el principio de suficiencia de ingresos, aditividad y no ocasionen distorsiones de la competencia en el mercado.

2. Los precios voluntarios para el pequeño consumidor tendrán en cuenta las especialidades a las que se refiere el artículo 16.2 que correspondan. Para su cálculo, se incluirán de forma aditiva en su estructura los siguientes conceptos:

a) El coste de producción de energía eléctrica, que se determinará con base en mecanismos de mercado atendiendo al precio medio previsto en el mercado de producción durante el período que reglamentariamente se determine y que será revisable de forma independiente al del resto de conceptos del precio voluntario para el pequeño consumidor.

b) Los peajes de acceso y cargos que correspondan.

c) Los costes de comercialización que correspondan.

3. Se definen las tarifas de último recurso como aquellos precios de aplicación a categorías concretas de consumidores de acuerdo a lo dispuesto en la presente ley y su normativa de desarrollo.

Dichas tarifas de último recurso resultarán de aplicación:

a) A los consumidores que tengan la condición de vulnerables, y

b) aquellos que, sin cumplir los requisitos para la aplicación del precio voluntario para el pequeño consumidor, transitoriamente no dispongan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador en mercado libre.

Las tarifas de último recurso serán únicas en todo el territorio nacional y en su fijación se podrán incorporar descuentos o recargos sobre los precios voluntarios para el pequeño consumidor, según se determine para cada categoría de consumidores. Las tarifas de último



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

recurso serán los precios que podrán cobrar los comercializadores que, a tenor de lo previsto en el párrafo f) del artículo 6, asuman las obligaciones de suministro de referencia, a aquellos consumidores que, de acuerdo con la normativa vigente, cumplan los requisitos que les resulten de aplicación.

4. El Gobierno establecerá la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor y de las tarifas de último recurso. Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se dictarán las disposiciones necesarias para el establecimiento de estos precios voluntarios para el pequeño consumidor y tarifas de último recurso.

5. Sobre los precios voluntarios para el pequeño consumidor y las tarifas de último recurso para cada categoría de consumo se aplicarán los correspondientes impuestos.

6. En caso de que las actividades o instalaciones destinadas al suministro eléctrico fueran gravadas, directa o indirectamente, con tributos propios de las Comunidades Autónomas o recargos sobre tributos estatales, en los precios voluntarios para el pequeño consumidor o las tarifas de último recurso podrá incluirse un suplemento territorial que cubrirá la totalidad del sobre coste provocado por ese tributo o recargo y que deberá ser abonado por los consumidores ubicados en el ámbito territorial de la respectiva Comunidad Autónoma.

En el caso de que los tributos sean de carácter local, salvo los contemplados en el artículo 59 del texto refundido de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales, aprobado por Real Decreto Legislativo 2/2004, de 5 de marzo, en los precios voluntarios para el pequeño consumidor o la tarifa de último recurso se podrá incluir un suplemento territorial que cubra la totalidad del sobre coste provocado.

Por orden del titular del Ministerio de Presidencia, a propuesta conjunta de los titulares de los Ministerios de Industria, Energía y Turismo y de Hacienda y Administraciones Públicas y previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se determinarán los concretos tributos y recargos que serán considerados a efectos de la aplicación de los citados suplementos territoriales, así como los mecanismos necesarios para su gestión y liquidación.

7. Con el fin de que exista la mayor transparencia en los precios del suministro de energía eléctrica, se desglosarán en la facturación al usuario los diferentes conceptos en la forma que



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

reglamentariamente se determine, al menos el coste de la energía, los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y cargos que correspondan, y los tributos que graven el consumo de electricidad, así como los suplementos territoriales cuando correspondan. En la facturación de aquellos usuarios acogidos a tarifas de último recurso, se incluirá, en su caso, el importe del bono social minorando el precio voluntario para el pequeño consumidor o el recargo sobre dicho precio en el caso de la tarifa de último recurso para aquellos consumidores que transitoriamente no dispongan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador en mercado libre. “

Desde el 1 de Abril de 2014, en vez de la subasta trimestral, se tomará como referencia el precio horario del mercado diario durante el período al que corresponda la facturación.

Al igual que ocurría con las TUR son únicos en todo el territorio y serán los precios máximos que los comercializadores de suministros de referencia, antes de último recurso, podrán cobrar por suministrar energía eléctrica.

En el artículo 3 del Real Decreto 216/2014, del 28 de Marzo, se establecen las características de obligado cumplimiento de las comercializadoras de referencia, que son ser suministradoras de más de 100.000 clientes de media en el último año, tener un capital social mínimo de 500.000 y haber realizado funciones de comercializador durante los últimos tres años de manera ininterrumpida.

Algunas de las ventajas que se encuentran en el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) respecto a otras tarifas libres son las siguientes:

Ventajas de la tarifa PVPC

El precio está fijado por el gobierno

No requiere la contratación de ningún
servicio añadido

Ventajas de las tarifas libres

El precio está referenciado al PVPC

Descuento tanto en el término de consumo
como de potencia



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

Recomendada para clientes que no quieren buscar nuevas tarifas cada cierto tiempo

Recomendadas para clientes que comparan las diferentes tarifas y buscan la más económica

Sin embargo, los inconvenientes que posee esta tarifa (el PVPC) en comparación a otras libres son los siguientes:

Inconvenientes de la tarifa PVPC

Las comercializadoras de Referencia no aplican descuentos a los consumidores

Los clientes solo pueden acogerse a una serie de compañías eléctricas

Los consumidores con más de 10 KW no podrán acogerse a esta tarifa PVPC

Inconvenientes de las tarifas libres

Las compañías pueden escoger el precio que quieren fijar en sus tarifas

Algunas tarifas libres tienen permanencia con la compañía

Pueden incluir un servicio de mantenimiento



Capítulo V: Desglose del coste y del precio de la energía eléctrica



En este breve capítulo se va a realizar un estudio de la factura eléctrica indagando en cada uno de sus componentes, y estableciendo unos porcentajes aclaratorios para su fácil comprensión.

5.1 Porcentajes aclaratorios

En la factura de electricidad se paga aproximadamente un 61% al Estado y un 39% formarían los verdaderos costes de electricidad.

En el porcentaje destinado al Estado se incluye lo siguiente:

- Hay un 21%, desde Septiembre de 2011, que se destina al IVA. En sus primeros años, de 1986 a 1991, el IVA general se encontraba en el 12%. En 1992 subió al 15%, en 1995 al 16% y en 2010 se elevó hasta el 18%, hasta que finalmente en 2011 se llegó hasta el 21%.
- Entorno al 4% se encuentra el impuesto sobre la electricidad que se creó para compensar lo que se destinaba a ayudas al carbón.
- Alrededor de un 5% está formado por lo que se conoce como compensación extrapeninsular, que es un ejemplo de solidaridad a nivel estatal para garantizar el acceso de todos los ciudadanos a una electricidad asequible ya que aunque generar la energía en los territorios extrapeninsulares es más caro que en la media peninsular el consumidor final va a pagar lo mismo en la península que fuera de ella.
- Un 23% lo forman las primas al régimen especial.
- Finalmente un 8% está constituido por las anualidades del déficit de tarifa.

En el porcentaje destinado a los costes de electricidad se encuentra el siguiente desglose:

- Un 0,9% está destinado al alquiler del equipo de medida, es decir, los contadores.
- Un 13% lo constituyen los costes de distribución y gestión comercial.
- Entorno al 3% sería el transporte de la electricidad y costes derivados del mismo.
- Y finalmente se encuentra un 22,1% destinado a la generación de la energía eléctrica.

Para apreciar de una manera más gráfica estos datos se adjuntan las siguientes imágenes:

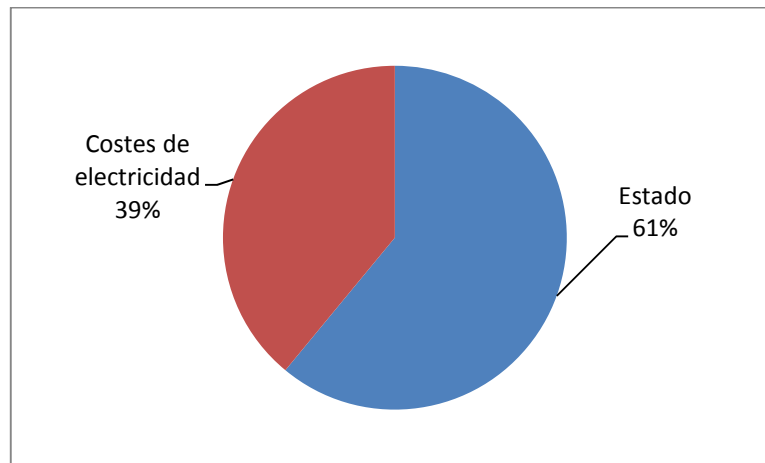


Figura 13. Desglose de la factura eléctrica I

Fuente: Elaboración propia

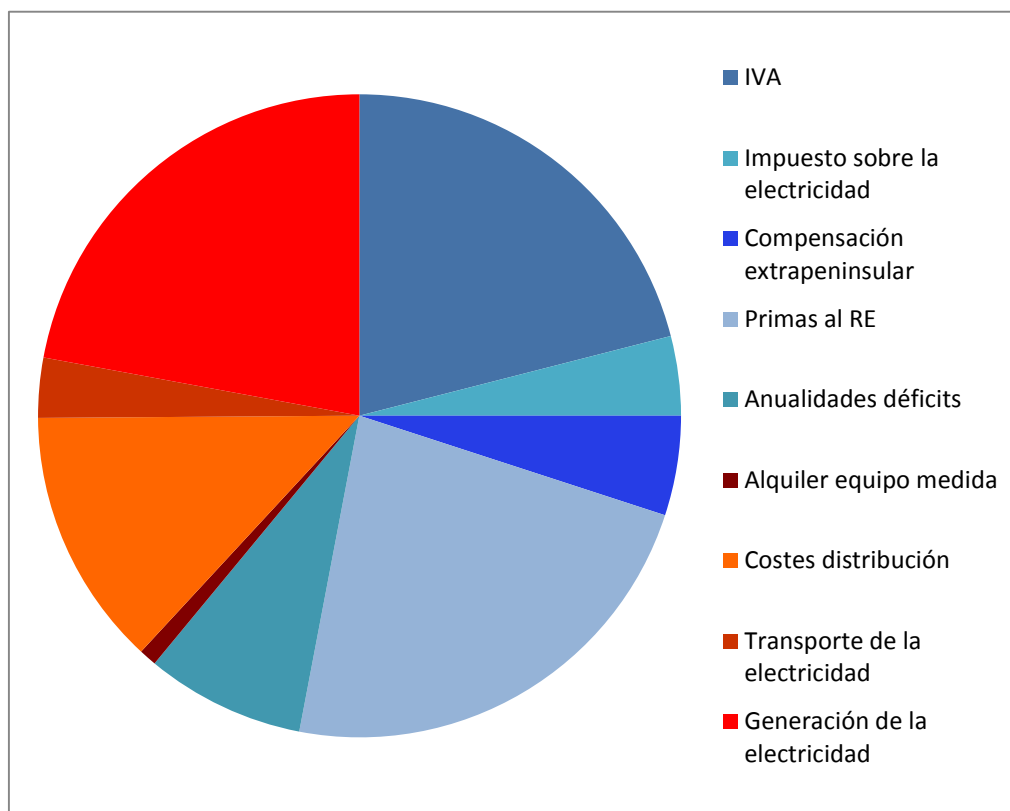


Figura 14. Desglose de la factura eléctrica II

Fuente: Elaboración propia



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL



Capítulo VI: Energía producida por residuos orgánicos



En este capítulo primeramente se va a realizar un estudio comparativo de cómo han sido las retribuciones recibidas en la generación de electricidad a partir de residuos según las leyes de 1997 y 2013 y en base a esto, posteriormente se describirán los distintos procesos existentes de valorización energética de residuos. Finalmente se realizará una comparativa con las primas que recibe este sector en la actualidad y las que recibía anteriormente.

6.1 Retribuciones recibidas por la Ley de 1997

El artículo 16 de la **Ley 54/1997 del Sector Eléctrico**, titulado “Retribución de las actividades y funciones del sistema”, establece en su séptimo punto lo siguiente:

*“7. La retribución de la producción en barras de central de energía de los productores en **régimen especial** será la que corresponde a la producción de energía eléctrica y en su caso, una **prima** que será determinada por el Gobierno, previa consulta con las Comunidades Autónomas, de acuerdo con lo establecido en el artículo 30.4.”*

En el artículo 30.4 de dicha Ley, titulado “Obligaciones y derechos de los productores en régimen especial” se menciona lo siguiente:

*“4. Adicionalmente y en los términos que reglamentariamente por real decreto del Consejo de Ministros se determine, a la retribución por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado, las instalaciones podrán percibir una **retribución específica** compuesta por un término por unidad de potencia instalada, que cubra, cuando proceda, los costes de inversión de una instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de la energía y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de dicha instalación tipo.*

Para el cálculo de dicha retribución específica se considerarán, para una instalación tipo, a lo largo de su vida útil regulatoria y en referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada:

- a) Los ingresos estándar por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción.*
- b) Los costes estándar de explotación.*
- c) El valor estándar de la inversión inicial.*

A estos efectos, en ningún caso se tendrán en consideración los costes o inversiones que vengan determinados por normas o actos administrativos que no sean de aplicación en todo el territorio español. Del mismo modo, sólo se tendrán en cuenta aquellos costes e inversiones que respondan exclusivamente a la actividad de producción de energía eléctrica.

*Este régimen retributivo **no sobrepasará el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que permitan competir a las instalaciones en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el***



mercado y que posibiliten obtener una rentabilidad razonable por referencia a la instalación tipo en cada caso aplicable. No obstante lo anterior, excepcionalmente el régimen retributivo podrá incorporar además un incentivo a la inversión y a la ejecución en plazo determinado cuando su instalación suponga una reducción significativa de los costes en los sistemas insulares y extrapeninsulares.

Esta rentabilidad razonable girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años aplicando el diferencial adecuado.

Los parámetros del régimen retributivo podrán ser revisados cada seis años.”

Finalmente en el punto 5 de este mismo artículo se establece lo siguiente:

*“5. El Gobierno, previa consulta con las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla, podrá determinar el derecho a una **retribución** basada en los principios previstos en el apartado 4 para aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica de cogeneración o que utilicen como energía primaria, energías renovables no consumibles y no hidráulicas, biomasa, biocarburantes o **residuos agrícolas, ganaderos o de servicios**, aun cuando las instalaciones de producción de energía eléctrica tengan una potencia instalada superior a 50 MW.”*

Posteriormente se dictó el **Real Decreto 2818/1998** que estableció que las primas del régimen especial debían ser actualizadas anualmente y revisadas cada 4 años. En el artículo 26 del mismo se impuso lo siguiente:

“Artículo 26. Precio por la energía eléctrica entregada.

La retribución que los productores obtienen por la cesión de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción en régimen especial será:

$$R = P_m + P_r \pm ER$$

Siendo:

R= retribución en pesetas/kWh.

P_m = precio de mercado según lo especificado en el artículo 24 de este Real Decreto.

P_r = prima según lo establecido en la presente sección.

ER = complemento por energía reactiva, que será aplicado a la suma de P_m y P_r. Será el considerado con carácter general en la normativa sobre tarifas, con la diferencia de que si el factor de potencia de la energía cedida a la empresa distribuidora fuere superior a 0,9 el complemento será un abono para el productor y, si fuere inferior, un descuento.”



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

En el artículo 29 de este Real Decreto se establecen las primas para las instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía procedentes de los residuos, y dice así:

*“1. Las instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía procedentes de los **residuos**, tendrán las siguientes primas:*

Centrales que utilicen como combustible principal residuos sólidos urbanos, lodos de depuradora o residuos industriales:

a) Para potencia igual o inferior a 10 MW: 3,70 pesetas/kWh. (=0,023€/kWh)

b) Para potencia superior a 10 MW, pero igual o inferior a 50 MW, la prima será la que se deriva de la aplicación de la siguiente fórmula:

$$\text{Prima} = d + ((c-d) (50 - P) / + 40)$$

Siendo c la prima correspondiente a las instalaciones de potencia igual o inferior a 10 MW, d la prima correspondiente a las instalaciones a las que hace referencia el artículo 31 del presente Real Decreto, y P la potencia de la instalación, expresada en MW. La prima debe expresarse mediante redondeo con dos cifras decimales.

3. Las primas se actualizarán anualmente de acuerdo con la variación interanual de los tipos de interés y de la tarifa eléctrica para los consumidores sin capacidad de elección o con la variación del precio de mercado cuando todos los consumidores sean cualificados ponderando ambas variables a partes iguales.”

El Real Decreto 436/2004, (que deroga al Real Decreto 2818/1998) por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, desarrolla la Ley del Sector Eléctrico y establece el esquema legal y económico para el régimen especial, con el fin de consolidar el marco regulador y crear así un sistema estable y previsible. El titular de la instalación tiene dos alternativas para la remuneración de la energía eléctrica generada:

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

En la categoría B de este Real Decreto se incluyen todas las instalaciones cuya energía primaria provenga de energías renovables no combustibles, biomasa o cualquier biocarburante. Las primas cedidas son las siguientes:



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

- Grupo B6. Instalaciones cuyo combustible principal sea la biomasa procedente de cultivos energéticos, de residuos de las actividades agrícolas o de jardinerías, o residuos de aprovechamientos forestales y otras operaciones selvícolas en las masas forestales y espacios verdes.

Potencia (MW)	Plazo	Tarifa (%)	Prima (%)	Incentivo (%)
P<50	20 primeros años	90	40	10
P<50	A partir de entonces	80	40	10

Tabla 11. Primas Real Decreto 436/2004. Grupo B6

- Grupo B7. Instalaciones cuyo combustible principal sea la biomasa procedente de estiércoles, biocombustibles o biogás procedente de la digestión anaerobia de residuos agrícolas y ganaderos, de residuos biodegradables de instalaciones industriales o de lodos de depuración de aguas residuales, así como el recuperado en los vertederos controlados.

Potencia (MW)	Plazo	Tarifa (%)	Prima (%)	Incentivo (%)
P<50	20 primeros años	90	40	10
P<50	A partir de entonces	80	40	10

Tabla 12. Primas Real Decreto 436/2004. Grupo B7

En la categoría C de este RD se incluyen todas las instalaciones que utilizan como energía primaria residuos de valorización energética. Las primas cedidas son las siguientes:

- Grupo C1. Instalaciones cuyo combustible principal sea los residuos sólidos urbanos.

Potencia (MW)	Plazo	Tarifa (%)	Prima (%)	Incentivo (%)
P<50	15 primeros años	70	20	10
P<50	A partir de entonces	50	10	10

Tabla 13. Primas Real Decreto 436/2004. Grupo C1



- Grupo C2. Instalaciones cuyo combustible principal sean otros residuos no contemplados anteriormente.

Potencia (MW)	Plazo	Tarifa (%)	Prima (%)	Incentivo (%)
P<50	15 primeros años	70	20	10
P<50	A partir de entonces	50	10	10

Tabla 14. Primas Real Decreto 436/2004. Grupo C2

- Grupo C3. Instalaciones cuyo combustible principal sean residuos, pero que no supongan menos del 50% de la energía primaria utilizada por la instalación, medida por el calor específico inferior.

Potencia (MW)	Plazo	Tarifa (%)	Prima (%)	Incentivo (%)
P<50	10 primeros años	50	20	10
P<50	A partir de entonces	50	10	10

Tabla 15. Primas Real Decreto 436/2004. Grupo C3

El Real Decreto 7/2006 por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético, desvincula la variación de las primas del régimen especial de la Tarifa media eléctrica o de Referencia.

El Real Decreto 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, deroga al Real Decreto 436/2004, pero manteniendo su esquema básico. Así, se mantiene la doble opción de retribución, es decir, venta a tarifa regulada, que es el precio fijo que recibe el productor por la energía vertida al sistema, o directamente en el mercado, percibiendo el precio negociado en el mismo más una prima, teniendo la retribución total unos límites superior e inferior horarios. Se modificó la metodología y en lugar de ser una política de incentivos en función de la tarifa media o de referencia, se optó por un sistema de retribución en función de la energía producida por dicha instalación (€/KWh).

Este Real Decreto también elimina el incentivo a participar en el mercado y establece que la condición de instalación de régimen especial la otorga la Comunidad Autónoma correspondiente, siendo la inscripción definitiva de la instalación en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial la condición necesaria para acceder al régimen económico regulado por dicho Real Decreto, siempre que el objetivo de potencia instalada fijado para cada tecnología en el propio Real Decreto no haya sido cubierto.

Los límites de potencia para poder acceder a la retribución del Real Decreto 661/2007 son los siguientes:



Categoría	MW en RD 661
Solar Térmica	500
Eólica	20.155
Hidráulica < 10MW	2.400
Biomasa	1.317
Biogás	250

Figura 15. Límites de potencia para poder acceder a la retribución del Real Decreto 661/2007

Fuente: RD 661/2007

Las primas concedidas en este Real Decreto son las siguientes:

- Grupo B6.2. Combustible biomasa procedente de residuos de las actividades agrícolas o de jardinerías.

Potencia	Plazo	Tarifa regulada (c€/KWh)	Prima de referencia (c€/KWh)	Límite superior (c€/KWh)	Límite inferior (c€/KWh)
P≤2MW	Primeros 15 años	12,5710	8,2114	13,3100	12,0900
P≤2MW	A partir de entonces	8,4752	0,0000		
P≥2MW	Primeros 15 años	10,7540	6,1914	11,1900	10,3790
P≥2MW	A partir de entonces	8,0660	0,0000		

Tabla 16. Primas Real Decreto 661/2007. Grupo B6.2

- Grupo B6.3. Combustible biomasa procedente de residuos de aprovechamientos forestales y otras operaciones selvícolas en las masas forestales y espacios verdes.

Potencia	Plazo	Tarifa regulada (c€/KWh)	Prima de referencia (c€/KWh)	Límite superior (c€/KWh)	Límite inferior (c€/KWh)
P≤2MW	Primeros 15 años	12,5710	8,2114	13,3100	12,0900
P≤2MW	A partir de entonces	8,4752	0,0000		
P≥2MW	Primeros 15 años	11,8294	7,2674	12,2600	11,4400
P≥2MW	A partir de entonces	8,0660	0,0000		

Tabla 17. Primas Real Decreto 661/2007. Grupo B6.3



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

- Grupo B7.2. Biogás generado en digestores empleando alguno de los siguientes residuos: residuos biodegradables industriales, lodos de depuradora de aguas urbanas o industriales, residuos sólidos urbanos, residuos ganaderos, agrícolas y otros para los cuales se aplique el proceso de digestión anaerobia, tanto individualmente como en co-digestión.

Potencia	Plazo	Tarifa regulada (c€/KWh)	Prima de referencia (c€/KWh)	Límite superior (c€/KWh)	Límite inferior (c€/KWh)
P≤500KW	Primeros 15 años	13,0690	9,7696	15,3300	12,3500
P≤500KW	A partir de entonces	6,5100	0,0000		
P≥500KW	Primeros 15 años	9,6800	5,7774	11,0300	9,5500
P≥500KW	A partir de entonces	6,5100	0,0000		

Tabla 18. Primas Real Decreto 661/2007. Grupo B7.2

En la categoría C se incluyen las instalaciones que utilicen como energía primaria residuos con valorización energética no contemplados en la categoría B. Dicha categoría se divide en cuatro grupos:

- Grupo c.1. Centrales que utilicen como combustible principal residuos sólidos urbanos.
- Grupo c.2. Centrales que utilicen como combustible principal otros residuos no contemplados anteriormente.
- Grupo c.3. Centrales que utilicen como combustible residuos, siempre que éstos no supongan menos del 50 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.
- Grupo c.4. Centrales que utilicen como combustible productos de las explotaciones mineras de calidades no comerciales para la generación eléctrica, por su elevado contenido en azufre o cenizas, y siempre que su poder calorífico inferior sea inferior a 2.200 kcal/kg y que los residuos representen más del 25 por ciento de la energía primaria utilizada medida por el poder calorífico inferior.

Las primas concedidas al grupo C son las siguientes:

Grupo	Tarifa regulada c€/KWh	Prima de referencia c€/KWh
C1	5,36	2,30
C2	5,36	2,30
C3	3,83	2,30
C4	5,20	1,74

Tabla 19. Primas Real Decreto 661/2007. Grupo C

El régimen económico de este Real Decreto se agotará cuando el objetivo de potencia sea alcanzado, y se aprobará un nuevo marco jurídico económico.



La **Ley 17/2007** por la que se modifica la Ley 54/1997, adapta la Ley del Sector Eléctrico a la Directiva 2003/54/CE sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad. Así, el Gobierno podrá establecer una prima para las instalaciones de energías renovables aun cuando la potencia instalada sea superior a 50 MW.

A continuación se crea un **Registro de Preasignación de Retribución**. De esta manera, la inscripción en dicho Registro pasa a ser condición necesaria para obtener el régimen económico establecido en el Real Decreto 661/2007. Posteriormente, las instalaciones inscritas en el Registro de Preasignación deberán ser inscritas en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial.

En enero de 2012, con el fin de que acometer la resolución del problema del elevado déficit tarifario del sistema eléctrico en un entorno más favorable, se aprobó el **Real Decreto 1/2012**, por el cual se suspenden los incentivos económicos para los proyectos encaminados a la instalación de nuevas plantas de producción de energía eléctrica por medio de fuentes renovables, cogeneración y residuos. Además, suspende de forma indefinida los procedimientos de inscripción en el Registro de Preasignación de Retribución.

Con la **ley 15/2012** de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, se marca la creación de nuevos impuestos para el sector eléctrico con fines estrictamente recaudatorios con la intención de reducir el déficit eléctrico. En él, se establece un impuesto para la producción de la energía eléctrica, que grava la actividad de generación y la incorporación de la energía al sistema eléctrico con un tipo impositivo de un 7%.

El 16 de febrero de 2013 se aprobó **la Orden IET/221/2013**, por la que se establecen los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones de régimen especial.

Finalmente se promulgó la Ley de 2013, cuyos cambios en las subvenciones aportadas a la generación de electricidad a partir de residuos son explicados en el siguiente capítulo.

6.2 Retribuciones recibidas por la Ley de 2013

El 13 de julio de 2013 se aprobó el Real Decreto 9/2013, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Este nuevo marco normativo establece un nuevo régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de energías renovables, cogeneración y residuos. **Se abandona el modelo de incentivo basado en la producción eléctrica establecido desde la Ley 54/1997.**

En primer lugar, **desaparece el régimen especial**, pasando todas las instalaciones a regirse por la misma normativa y asumir las obligaciones del mercado.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

El nuevo régimen económico se basa en la percepción, en el caso en el que proceda, de los ingresos derivados de la participación en el mercado, con una retribución adicional específica articulada en:

- Un término por unidad de potencia instalada (€/MW) que cubra, cuando proceda, los costes de inversión de una instalación tipo que no puedan ser recuperados por la venta de energía. Esta **retribución a la inversión** permite a la instalación poder alcanzar la rentabilidad razonable definida por el Gobierno. La instalación de energías renovables, cogeneración o residuos percibirá esta retribución a la inversión siempre que no haya alcanzado en el momento de la publicación del Real Decreto 9/2013 la rentabilidad razonable definida.
- Un término a la operación (€/MWh) que cubra la diferencia entre costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de dicha instalación tipo. Esta **retribución a la operación** persigue hacer que no se tengan pérdidas de operación durante el proceso de generación de electricidad. La instalación de energías renovables, cogeneración o residuos no percibirá esta retribución a la operación siempre y cuando sus ingresos por venta de electricidad en el sistema sean superiores a sus costes de explotación.

Excepcionalmente, el Gobierno podrá establecer un **régimen retributivo específico** para fomentar la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y **residuos**, cuando exista una obligación de cumplimiento de objetivos energéticos derivados de Directivas u otras normas de Derecho de la Unión Europea o cuando su introducción suponga una reducción del coste energético y de la dependencia energética exterior, en los términos establecidos a continuación:

- El otorgamiento de este régimen retributivo específico se establecerá mediante procedimientos de competencia competitiva. Este régimen retributivo, adicional a la retribución por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción, estará compuesto por un término por unidad de potencia instalada que cubra, cuando proceda, los costes de inversión para cada instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de la energía en el mercado, y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción de dicha instalación tipo.
- Para el cálculo de dicha retribución específica se considerarán, para una instalación tipo, a lo largo de su vida útil regulatoria y en referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada, los valores que resulten de considerar los ingresos estándar por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción, los costes estándar de explotación y el valor estándar de la inversión inicial.

En cada periodo regulatorio de seis años se podrá modificar todos los parámetros retributivos (incluido la rentabilidad razonable) sin que se pueda modificar la vida útil y el valor estándar de



la inversión inicial de una instalación; cada tres años se revisarán para el resto del periodo regulatorio las estimaciones de ingresos por la venta de la energía generada, valorada al precio del mercado de producción en función de la evolución de los precios del mercado y las previsiones de horas de funcionamiento. Al menos anualmente, se actualizarán los valores de retribución a la operación para aquellas tecnologías cuyos costes de explotación que dependen esencialmente del precio del combustible.

Tras este conjunto de leyes y Reales Decretos, las primas que se obtuvieron en el año 2014 en c€/KWh para el régimen especial fueron las siguientes:

	Cogeneración	Solar FV	Solar TE	Eólica	Hidráulica	Biomasa	Residuos	Trat.Residuos
Primas	5,11	30,04	25,05	3,34	2,58	7,45	3,34	7,62

Tabla 20. Primas concedidas al régimen especial en el año 2014

Finalmente el Gobierno aprobó una normativa en el año 2015 para regular la práctica del **autoconsumo** eléctrico en España.

Esta nueva normativa obliga a las compañías de valorización energética de residuos a pagar un cargo por la electricidad generada en esta actividad y vendida a la red, lo que supone una nueva disminución de sus ingresos.

6.3 Tipos de residuos

Residuos sólidos urbanos. La cantidad de residuos sólidos urbanos producidos por cada español es muy elevada, 531 kg/año lo que supone 22,3 millones de toneladas de RSU al año, es por ello que a continuación se va a realizar una clasificación de los que se van a estudiar en este proyecto.

Residuos forestales. La biomasa residual forestal puede generarse fundamentalmente en tres tipos de operaciones silvícolas:

- Aclarado y mantenimiento de los bosques para aumentar la producción de madera de calidad.
- Explotación del bosque (corta de los árboles).
- Limpieza forestal para prevenir incendios.

De forma conservadora, a efectos del cálculo de potencial energético de los residuos, se considera una generación de residuos forestales máxima de 5.000.000t/a. La prevención de incendios aconseja retirar en buena parte los residuos forestales del bosque, para su recuperación energética o eliminación controlada.



Residuos agropecuarios. Dentro de este grupo se incluyen los siguientes tipos de residuos:

1. Residuos agrícolas herbáceos. Se consideran los cultivos de trigo y cebada como principales cereales de invierno implantados en España, el residuo generado a partir del maíz, principal extensivo en regadío, y el girasol, cultivo de primavera que genera una importante cantidad de residuos sobre el terreno.

Una parte de estos residuos se dejan sobre el terreno por dos motivos:

- Consideraciones medioambientales: Restitución de la materia orgánica del suelo.
- Consideraciones técnicas: Los equipos de recolección del residuo no son capaces de recogerlo en su totalidad.

De forma conservadora, a efectos de cálculo del potencial energético de los residuos, se considera una generación de residuos agrícolas herbáceos máxima de 6.000.000t/a.

2. Residuos agrícolas leñosos. Los cultivos considerados son: Vid, olivar y frutales. Los residuos generados provienen de las labores de poda que se realizan cada año a los árboles para potenciar la producción de frutos.

No existe un aprovechamiento sistematizado de este tipo de residuos que, tradicionalmente, han sido eliminados mediante quema a pie de parcela, una práctica poco aconsejable desde el punto de vista ambiental.

De forma conservadora, a efectos de cálculo de potencial energético de los residuos, se considera una generación de residuos agrícolas leñosos máxima de 4.000.000t/a.

3. Residuos vegetales de invernadero y residuos de plásticos de invernadero. En las explotaciones muy intensivas, y especialmente en cultivo protegido, los residuos de la cosecha de la horticultura comestible y también de la floricultura deben ser retirados del suelo o de los sustratos de cultivo antes de iniciar el cultivo siguiente. Los residuos vegetales se amontonan al aire libre para facilitar su desecación, disminuyendo así su volumen. Posteriormente, estos residuos pueden tener tres destinos principales: incorporación al suelo de otras fincas menos intensivas, deposición en vertederos o traslado a plantas de compostaje para la fabricación de compost. Este último destino se muestra de especial interés puesto que reduce el volumen del residuo, elimina patógenos y parásitos y permite su recuperación como enmienda o abono orgánicos o como sustrato o componente de un sustrato en cultivo sin suelo.

La generación del residuo es estacional en función de los ciclos productivos de los cultivos. La máxima generación se produce en los meses de enero-febrero y mayo-junio.

El material más utilizado en la cubierta de invernaderos es el polietileno de baja densidad aunque también se utiliza polipropileno, poliestireno y PVC. La cantidad de plástico utilizado oscila entre 2.000 y 2.300 kg/ha. La duración media del plástico es de dos años. Si se considera un uso medio de 1 t/ha/a, la generación total se sitúa en 76.000 t/a.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

La mayor parte de los plásticos de invernadero soportan una radiación solar muy alta que los degrada y reduce su aptitud para el reciclaje mecánico. Por otra parte, el PCI (Protección Contra Incendios) de los plásticos es muy alto. Por tanto, se considera que la recuperación energética puede llegar a aplicarse a un 80% de este tipo de residuos (60.000 t/a).

4. Residuos de explotaciones ganaderas intensivas. Se consideran los residuos procedentes de las explotaciones intensivas de ganado, constituidos por las deyecciones, restos de comida, la cama y agua en diferentes proporciones según el tipo de explotación, la especie, la edad y la alimentación del ganado.

Estos residuos se pueden presentar como sólidos (estiércol) o líquidos (purines) dependiendo de la menor o mayor presencia de agua. Más del 95% de los residuos ganaderos generados en España proceden de cuatro tipos de explotaciones: porcino, vacuno, ovino y gallináceas.

La gestión natural de estos residuos consiste en su retorno al suelo como enmienda y fertilizante orgánicos. No obstante, la capacidad de los cultivos agrícolas para absorber nutrientes es limitada, especialmente en el caso del nitrógeno y el fósforo, y en algunas zonas de España se generan excedentes que no deberían aplicarse al suelo por el riesgo de contaminación que suponen.

Al amparo de la normativa de incentivación de la electricidad en régimen especial, se ha desarrollado una solución de tratamiento de purines mediante su evaporación a partir de calor cogenerado juntamente con electricidad. No obstante, esta solución no puede catalogarse de recuperación energética de residuos porque la cogeneración utiliza como combustible mayoritario el gas natural.

Residuos industriales. Dentro de este grupo encontramos los siguientes residuos:

- Lodos de estación depuradora de aguas residuales urbanas.
- Residuos peligrosos. Se incluyen los disolventes y aceites usados, pinturas, barnices, tintas, alquitranes y los residuos químicos, adhesivos y carbonosos. Se estima una generación de residuos peligrosos a recuperación energética de 285.000t/a.
- Industria del aceite de oliva. El orujo de dos fases o alperujo, que se utiliza para producir el aceite de orujo, se genera en grandes cantidades en las almazaras como subproducto de la fabricación de aceite de oliva.
Una parte del orujillo puede utilizarse como combustible para el secado del alperujo desgrasado.
No todo el alperujo se procesa para obtener aceite de orujo. Si las orujeras están lejos de la almazara, el alperujo se gestiona de forma alternativa:
 - Secado en balsas y utilización como combustible.
 - Co-compostaje con otros productos que aumenten la porosidad y la aireación, como residuos de maíz, algodón, raspajo de uva, etc., a fin de obtener abonos orgánicos.



- Residuos de cáscaras de frutos secos y arroz. La producción de frutos secos (almendra, avellana y nuez) en España se sitúa en torno a las 250.000 t/a. Se ha considerado como residuo disponible para fines energéticos el 20% de esta cantidad, es decir, 50.000 t/a. La producción de arroz en España es de unas 850.000 t/a. El residuo combustible generado en el acondicionamiento del arroz se evalúa en el 20 % de la producción, es decir, unas 170.000 t/a. Teniendo en cuenta que la cascarilla de arroz se utiliza como cama para el ganado y, ocasionalmente, para usos industriales, se han considerado 50.0 t/a disponibles para recuperación energética.
- Otros residuos industriales. Los sectores de la madera, muebles y corcho y de pasta y papel generan importantes cantidades de residuos susceptibles de recuperación energética. No obstante, se considera que actualmente la mayor parte de estos residuos se dirigen a reciclaje o a recuperación energética, por lo que el margen de mejora es muy limitado.

Residuos del consumo. Los últimos datos disponibles, sitúan la generación de residuos municipales ordinarios (RMO) en España en torno a los 23 millones de t/a.

El porcentaje de recogida de la fracción orgánica de los residuos municipales (FORM) es de 18,5%, es decir, unos 4,3 Mt/a, con un contenido medio de impropios del 10,7%.

6.4 Tecnologías de valorización energética

En este proyecto se van a analizar las siguientes tecnologías de valorización energética: Incineración, vertederos controlados, metanización, y gasificación por plasma.

Incineración. Producción directa de energía obteniendo calor y electricidad utilizando un ciclo de vapor. Las $\frac{3}{4}$ partes de la energía de combustión se produce en los productos volátiles. Existen dos tipos de calderas:

- Calderas convencionales. Con baja eficacia (15-20%). La potencia de este tipo de calderas es de 1-10 MWe con un coste de 2-2,5 M€/KW. Se produce NOx.
- Por otro lado se estudia la combustión en lecho fluidizado, con una eficacia del 35%.

El impacto ambiental que tiene esta tecnología es el siguiente:

1. Producción de polvo
2. Emisión de gases ácidos
3. Emisión de óxidos de nitrógeno
4. Producción de dioxinas y furanos
5. Producción de escorias y cenizas volantes
6. Producción de residuos líquidos

Las posibles soluciones antes estos impactos son las siguientes:



1. Instalaciones de precipitadores electrostáticos como filtros manga
2. Elaboración de dos etapas de lavado húmedo: Absorbedor semihúmedo y absorbedor seco
3. Instalación de sistemas de SO_x realizando una eliminación selectiva catalítica
4. Absorción con carbón activo.
5. Realizar un lavado de escorias con un tratamiento térmico o realizar una neutralización química
6. Precipitación multietapa
7. Temperatura de combustión

Con estas soluciones a los problemas planteados se establece la conclusión de que con las precauciones adecuadas la incineración puede ser una tecnología muy útil en cuanto a valorización energética se refiere.

Vertederos controlados. Son lugares en los que se almacenan residuos de manera controlada. Algunos de los objetivos que tiene un vertedero controlado consisten en prevenir la contaminación del agua, evitar problemas de incendios, evitar la transmisión por el aire de olores e insectos y evitar la entrada de animales al mismo.

Los vertederos deben encontrarse en lugares de fácil acceso que no estén cerca de aeropuertos, ni en zonas húmedas ni en zonas con fallas o de impacto sísmico y lejos de lugares urbanos.

Una vez clausurado el vertedero es necesario realizar una cobertura final que debe asegurar la integridad del mismo y soportar el uso de la zona. En los siguientes 30-50 años se debe realizar un mantenimiento para verificar que dicho vertedero no ocasione ningún problema al medioambiente.

Como se observa, este método posee ciertas desventajas ya que hay una posible contaminación de las aguas debida a los lixiviados y una posible contaminación atmosférica debida a la alteración del medio biótico por la emisión de metano y otros gases, por tanto ésta no parece la solución óptima.

Metanización. Se trata de una digestión anaerobia en la que se produce la descomposición bacteriana de la materia orgánica en ausencia de aire. No se trata de una combustión por lo que los residuos tienen que tener cierta fluidez. Es por esto que los residuos forestales y agrícolas difícilmente se van a incluir en este grupo.

En esta tecnología se produce un gas formado por metano y CO₂ principalmente denominado biogás. Habitualmente se utiliza en turbinas de gas o en motores ciclo OTTO.

Gasificación por plasma. Esta tecnología se ha desarrollado a lo largo de los últimos 25 años como alternativa evolucionada a la incineración y a la gasificación autotérmica. Se trata de un sistema de convertidor de plasma que genera un intenso campo de energía radiante que provoca disociación molecular de sólidos, líquidos y gases a más de 5000°C.



Los productos obtenidos son:

- Gas de síntesis: Se forma a partir de materia orgánica y contiene mezcla de H₂ y CO con trazas de otros elementos.
- Cristal de silicato: Se forma a partir de materia inorgánica y es un material inerte vitrificado.
- Metales. Si están presentes en cantidad suficiente se pueden extraer del silicato y si no quedan encapsulados en él.

De entre las múltiples ventajas de esta tecnología destacan las siguientes:

- Es eficaz aunque varíen mucho los residuos a tratar o no se sepa su composición exacta.
- Se puede llevar a cabo una eliminación segura e irreversible de residuos peligrosos.
- Hay unas bajas emisiones atmosféricas.
- Obtención de mercancías de valor.
- Cumple requisitos ambientales más estrictos que los legales.
- La tecnología es modular, lo que facilita su implantación territorial.
- No genera ningún residuo.

La eficiencia depende de las características de los residuos de partida. Para los residuos más comúnmente utilizados la eficiencia eléctrica bruta se sitúa en un 42%.

6.5 Comparativa entre la retribución que recibía el régimen especial antes y ahora

El 6 de Junio de 2014 se publicó el Real Decreto 413/2014 por el que se regulaba la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos. También se publicó la Orden Ministerial 1045/2014 por la que se aprobaron los parámetros retributivos de las instalaciones tipo indicando la retribución a la operación y la retribución a la inversión, que conjuntamente formaban las retribuciones específicas que sustituían a las anteriores primas al régimen especial, para el primer semiperiodo regulatorio que finaliza en 2016.

- La retribución a la inversión es un término por unidad de potencia instalada que cubre los costes de inversión para cada instalación tipo que no pueden ser repercutidos por la venta de energía en el mercado.
- La retribución a la operación es un término que cubre la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos de explotación de la instalación tipo que corresponda.

Estas dos retribuciones hacen que las energías renovables, cogeneración y residuos puedan competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías y puedan obtener una rentabilidad razonable por referencia a la instalación tipo aplicable en cada caso. Aplicando la metodología de este Real Decreto se obtiene la retribución específica concedida al régimen especial:



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

Tecnología	Potencia instalada (MW)	Energía Vendida (GWh)	Energía Primada (GWh)
Cogeneración	6.101	23.269	22.997
Solar FV	4.674	8.209	8.153
Solar TE	2.300	5.085	5.085
Eólica	23.020	48.017	34.703
Hidráulica	2.104	5.548	2.235
Biomasa	742	3.500	3.439
Residuos	754	3.555	3.301
Trat.Residuos	628	1.511	1.507
TOTAL	40.328	98.699	81.424

Tabla 21. Datos obtenidos del régimen especial en 2015

Fuente: CNMC

Tecnología	Nº Instalaciones	Retribución Total (Miles €)	Precio Medio Retribución Total (cent€/KWh)
Cogeneración	1.066	2.329.154	10,010
Solar FV	61.382	2.861.917	34,863
Solar TE	51	1.539.519	30,277
Eólica	1.357	3.395.615	7,072
Hidráulica	1.091	346.918	6,253
Biomasa	212	436.684	12,476
Residuos	40	285.188	8,022
Trat.Residuos	51	191.601	12,683
TOTAL	65.252	11.387.241	11,537

Tabla 22. Datos obtenidos del régimen especial en 2015

Fuente: CNMC

Tecnología	Retribución Inversión (Miles €)	Retribución Operación (Miles €)	Retribución Específica (Miles €)
Cogeneración	54.972	1.093.508	1.148.480
Solar FV	2.289.863	144.686	2.434.549
Solar TE	1.082.349	192.457	1.274.806
Eólica	1.253.570	0	1.253.570
Hidráulica	73.619	0	73.619
Biomasa	122.962	138.227	261.189
Residuos	80.392	24.414	104.806
Trat.Residuos	888	114.061	114.950
TOTAL	4.958.994	1.707.353	6.666.347

Tabla 23. Datos obtenidos del régimen especial en 2015

Fuente: CNMC



Para apreciar las distintas retribuciones concedidas al régimen especial en el año 2015 de manera más sencilla se adjunta el gráfico:

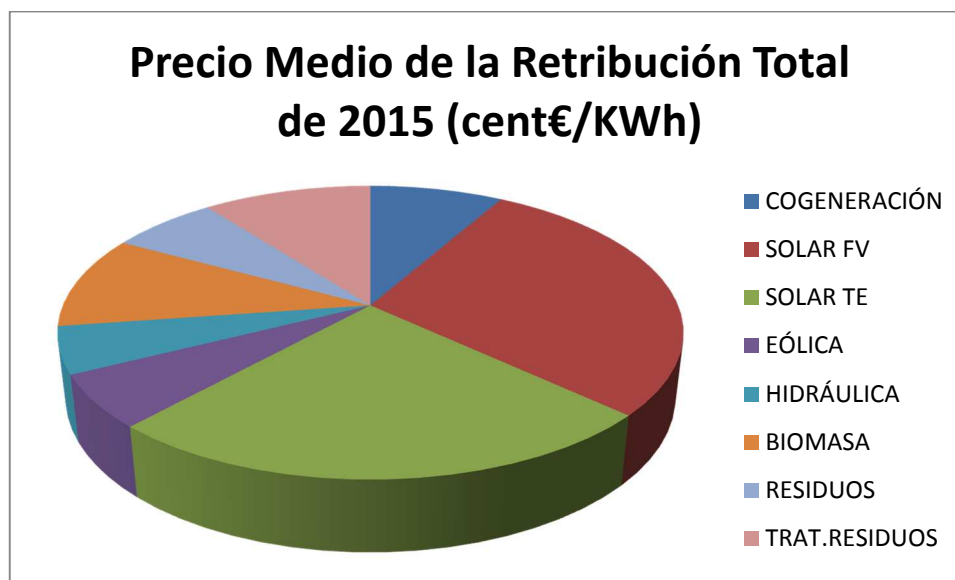


Figura 16. Precio medio de la retribución total en 2015

Fuente: Elaboración Propia

Por tanto, se puede observar que la retribución total concedida a las instalaciones de régimen especial, cogeneración y residuos en 2015 fue de 6.667,886M€, de los cuales 104,806M€ fueron destinados a los residuos.

Una vez estudiadas las retribuciones que se concedieron en el año 2015, se procede a realizar una comparativa entre las diferentes subvenciones dadas al régimen especial a lo largo de los años.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

AÑO 2015:

TECNOLOGIA	Potencia Instalada (MW)	Nº Instalaciones	Retribución Total (Miles €)
COGENERACIÓN	6.101	1.066	2.329.154
SOLAR FV	4.674	61.382	2.861.917
SOLAR TE	2.300	51	1.539.519
EÓLICA	23.020	1.357	3.395.615
HIDRÁULICA	2.104	1.091	346.918
BIOMASA	742	212	436.684
RESIDUOS	754	40	285.188
TRAT.RESIDUOS	628	51	191.601
TOTAL	40.328	65.252	11.387.241

Tabla 24. Características RE en 2015

Fuente: CNMC

TECNOLOGIA	Precio Medio Retribución total (cent€/ kWh)	Retribución Inversión (miles €)	Retribución Operación (miles €)	Retribución Específica (miles €)
COGENERACIÓN	10,010	54.972	1.093.508	1.148.480
SOLAR FV	34,863	2.289.863	144.686	2.434.549
SOLAR TE	30,277	1.082.349	192.457	1.274.806
EÓLICA	7,072	1.253.570	0	1.253.570
HIDRÁULICA	6,253	73.619	0	73.619
BIOMASA	12,476	122.962	138.227	261.189
RESIDUOS	8,022	80.392	24.414	104.806
TRAT.RESIDUOS	12,683	888	114.061	114.950
TOTAL	11,537	4.958.994	1.707.353	6.666.347

Tabla 25. Características RE en 2015

Fuente: CNMC



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

AÑO 2014

TECNOLOGIA	Potencia Instalada (MW)	Nº Instalaciones	Retribución Total (Miles €)
COGENERACIÓN	6.032	1.041	1.927.056
SOLAR FV	4.655	61.130	2.763.621
SOLAR TE	2.300	51	1.434.401
EÓLICA	23.020	1.357	2.692.587
HIDRÁULICA	2.098	1.087	315.336
BIOMASA	739	206	382.570
RESIDUOS	754	40	237.146
TRAT.RESIDUOS	628	51	188.592
TOTAL	40.231	64.965	9.942.396

Tabla 26. Características RE en 2014

Fuente: CNMC

TECNOLOGIA	Precio Medio Retribución total (cent€/ kWh)	Retribución Inversión (miles €)	Retribución Operación (miles €)	Retribución Específica (miles €)
COGENERACIÓN	8,823	53.216	1.063.293	1.116.508
SOLAR FV	33,655	2.290.672	151.437	2.442.108
SOLAR TE	28,926	1.051.390	188.869	1.240.259
EÓLICA	5,278	1.253.548	0	1.253.548
HIDRÁULICA	4,423	78.618	0	78.618
BIOMASA	10,889	120.430	135.904	256.334
RESIDUOS	6,831	80.396	27.914	108.310
TRAT.RESIDUOS	10,907	888	123.537	124.425
TOTAL	9,760	4.930.231	1.690.953	6.621.185

Tabla 27. Características RE en 2014

Fuente: CNMC



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

AÑO 2013

TECNOLOGIA	Potencia Instalada (MW)	Nº Instalaciones	Retribución Total (Miles €)
COGENERACIÓN	6.072	1057	2.836.536
SOLAR FV	4.667	61287	3.267.723
SOLAR TE	2.300	51	1.310.607
EÓLICA	23.002	1354	4.212.703
HIDRÁULICA	2.101	1090	518.530
BIOMASA	733	207	482.954
RESIDUOS	726	39	271.903
TRAT.RESIDUOS	629	52	585.434
TOTAL	40.234	65.139	13.486.587

Tabla 28. Características RE en 2013

Fuente: CNMC

TECNOLOGIA	Precio Medio Retribución Total (cent€/ kWh)	Retribución regulada (miles €)
COGENERACIÓN	11,164	1.703.358
SOLAR FV	39,338	2.891.698
SOLAR TE	29,808	1.108.164
EÓLICA	7,711	2.118.396
HIDRÁULICA	7,340	232.689
BIOMASA	11,272	329.559
RESIDUOS	8,796	101.626
TRAT.RESIDUOS	13,168	385.156
TOTAL	12,081	8.870.761

Tabla 29. Características RE en 2013

Fuente: CNMC



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

AÑO 2012

TECNOLOGIA	Potencia Instalada (MW)	Nº Instalaciones	Retribución Total (Miles €)
COGENERACIÓN	6.054	1011	3.260.504
SOLAR FV	4.539	60171	2.877.628
SOLAR TE	1.950	43	1.092.186
EÓLICA	22.632	1302	4.097.413
HIDRÁULICA	2.034	1059	398.300
BIOMASA	839	201	548.016
RESIDUOS	610	35	234.491
TRAT.RESIDUOS	653	51	685.294
TOTAL	39.311	63.874	13.193.840

Tabla 30. Características RE en 2012

Fuente: CNMC

TECNOLOGIA	Precio Medio Retribución Total (cent€/ kWh)	Retribución regulada (miles €)
COGENERACIÓN	12,111	1.967.692
SOLAR FV	35,234	2.487.750
SOLAR TE	31,782	931.667
EÓLICA	8,477	2.053.312
HIDRÁULICA	8,596	186.739
BIOMASA	13,056	353.127
RESIDUOS	8,234	97.677
TRAT.RESIDUOS	15,222	469.018
TOTAL	12,804	8.546.982

Tabla 31. Características RE en 2012

Fuente: CNMC



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

AÑO 2011

TECNOLOGIA	Potencia Instalada (MW)	Nº Instalaciones	Retribución Total (Miles €)
COGENERACIÓN	6.119	1.017	2.703.383
SOLAR FV	4.247	57994	2.665.435
SOLAR TE	999	23	518.926
EÓLICA	21.065	1.216	3.657.273
HIDRÁULICA	2.035	1.059	458.044
BIOMASA	765	192	463.068
RESIDUOS	599	35	242.710
TRAT.RESIDUOS	653	51	587.161
TOTAL	36.481	61.588	11.296.010

Tabla 32. Características RE en 2011

Fuente: CNMC

TECNOLOGIA	Precio Medio Retribución Total (cent€/ kWh)	Retribución regulada (miles €)
COGENERACIÓN	10,781	1.438.930
SOLAR FV	35,967	2.287.260
SOLAR TE	29,247	426.901
EÓLICA	8,738	1.710.775
HIDRÁULICA	8,691	206.025
BIOMASA	12,401	281.809
RESIDUOS	8,179	92.943
TRAT.RESIDUOS	13,306	364.437
TOTAL	12,212	6.809.080

Tabla 33. Características RE en 2011

Fuente: CNMC



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

AÑO 2010

TECNOLOGIA	Potencia Instalada (MW)	Nº Instalaciones	Retribución Total (Miles €)
COGENERACIÓN	6.007	968	2.232.913
SOLAR FV	3.839	55040	2.897.294
SOLAR TE	532	13	211.503
EÓLICA	19.701	1138	3.366.282
HIDRÁULICA	2.030	1053	528.554
BIOMASA	709	170	362.498
RESIDUOS	627	37	211.164
TRAT.RESIDUOS	658	52	517.420
TOTAL	34.104	58.471	10.327.629

Tabla 34. Características RE en 2010

Fuente: CNMC

TECNOLOGIA	Precio Medio Retribución Total (cent€/ kWh)	Retribución regulada (miles €)
COGENERACIÓN	9,409	1.335.803
SOLAR FV	45,234	2.656.291
SOLAR TE	30,584	184.319
EÓLICA	7,801	1.960.011
HIDRÁULICA	7,826	297.097
BIOMASA	11,538	243.422
RESIDUOS	6,754	93.194
TRAT.RESIDUOS	12,075	355.855
TOTAL	11,314	7.125.991

Tabla 35. Características RE en 2010

Fuente: CNMC



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

AÑO 2009

TECNOLOGIA	Potencia Instalada (MW)	Nº Instalaciones	Retribución Total (Miles €)
COGENERACIÓN	5.911	953	1.879.759
SOLAR	3.630	52121	2.868.337
EÓLICA	18.856	1098	3.065.472
HIDRÁULICA	2.017	1042	439.406
BIOMASA	670	149	338.711
RESIDUOS	587	37	198.428
TRAT.RESIDUOS	658	52	473.659
TOTAL	32.329	55.452	9.263.772

Tabla 36. Características RE en 2009

Fuente: CNMC

TECNOLOGIA	Precio Medio Retribución Total (cent€/ kWh)	Retribución regulada (miles €)
COGENERACIÓN	8,531	1.048.316
SOLAR	46,236	2.634.262
EÓLICA	8,009	1.621.278
HIDRÁULICA	8,072	234.012
BIOMASA	11,198	224.587
RESIDUOS	6,778	87.966
TRAT.RESIDUOS	12,066	325.537
TOTAL	11,320	6.175.959

Tabla 37. Características RE en 2009

Fuente: CNMC



AÑO 2008

TECNOLOGIA	Potencia Instalada (MW)	Nº Instalaciones	Retribución Total (Miles €)
COGENERACIÓN	6.060	863,5	2.106.481
SOLAR	3.463	51312,5	1.155.068
EÓLICA	16.323	731,5	3.226.384
HIDRÁULICA	1.981	951	446.051
BIOMASA	587	101,5	290.032
RESIDUOS	569	33	239.335
TRAT.RESIDUOS	571	45	349.548
TOTAL	29.554	54.038	7.812.899

Tabla 38. Características RE en 2008

Fuente: CNMC

TECNOLOGIA	Precio Medio Retribución Total (cent€/ kWh)	Retribución regulada (miles €)
COGENERACIÓN	9,942	741.113
SOLAR	45,321	990.830
EÓLICA	10,041	1.155.818
HIDRÁULICA	9,613	147.033
BIOMASA	11,655	129.669
RESIDUOS	8,761	63.301
TRAT.RESIDUOS	11,133	147.211
TOTAL	11,345	3.374.974

Tabla 39. Características RE en 2008

Fuente: CNMC



Para poder visualizar estos datos comparativos con mejor precisión se adjunta a continuación las siguientes gráficas:

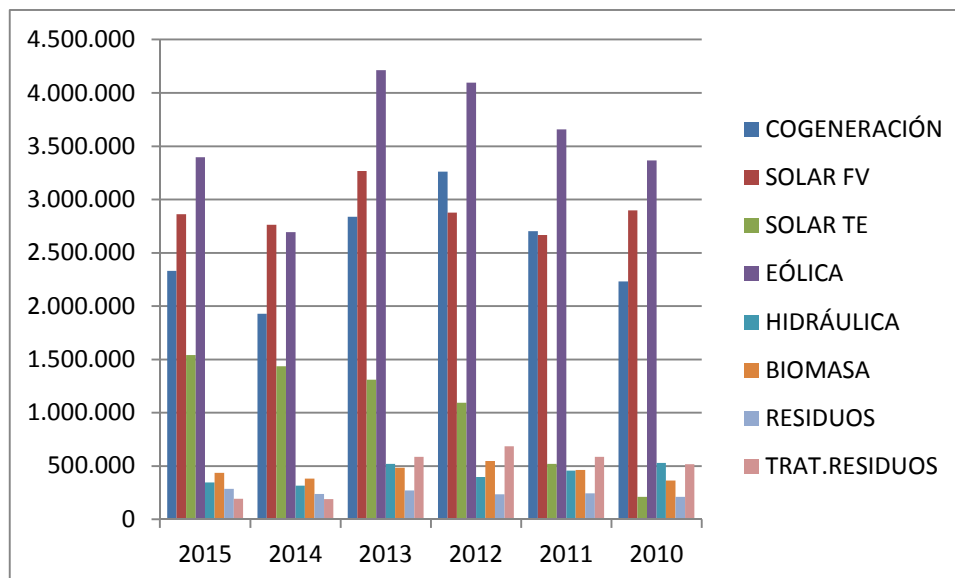


Figura 17. Evolución de las primas al RE

Fuente: Elaboración propia

Como se puede apreciar en este gráfico la evolución de las primas al régimen especial ha sido creciente hasta el año 2013, mientras que a partir de él han ido disminuyendo. En el caso de los residuos se mantienen bastante constantes.

Las primas que se han ido dando a los residuos no han sufrido grandes variaciones, así como otras tecnologías sí lo han hecho. Esto se debe a que en el caso de los residuos las instalaciones necesarias ya se encontraban construidas y no era necesaria esa financiación, mientras que para otras tecnologías sí que tenían que tener en cuenta estas inversiones.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

Capítulo VII: Bibliografía



La bibliografía consultada para la realización de este proyecto es la que se muestra a continuación en este capítulo.

7.1 Bibliografía usada

- [QUIN14] Orden de exposición de los hechos guiado por el proyecto de Cristina Quintanilla Cedillo cedido por mi director del proyecto
- [FERN14] Orden de exposición de los hechos guiado por el proyecto de Alberto Fernández López cedido por mi director del proyecto
- [EXPA_12] <http://www.expansion.com/2012/01/23/empresas/1327320803.html>
- [TARI_10] <http://tarifasgasluz.com/electricidad/tarifa-de-ultimo-recurso-electrica>
- [MINE_09] <http://www.minetur.gob.es/energia/bono-social/Paginas/bono-social.aspx>
- [COMP_13] <http://comparadorluz.com/faq/tarifa-ultimo-recurso#tarifa-ultimo-recurso-discriminacion-horaria>
- [COMP_14] <http://comparadorluz.com/faq/precio-voluntario-pequeno-consumidor>
- [MINU_16] <http://www.20minutos.es/noticia/1172627/0/subastas/energia/factura-luz/>
- [CNMC_14] http://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Informes/Inf_CNMC_25%C2%AACESUR.pdf
- [OMIE_16] <http://www.omie.es/inicio/mercados-y-productos/mercado-electricidad/nuestros-mercados-de-electricidad/mercado-diario>
- [SEVI16] <http://javiersevillano.es/DeficitTarifa.htm>
- [EHU_15] <http://www.ehu.eus/ehusfera/neurgai/factura-de-electricidad/>
- [REE_11] <http://www.ree.es/es/actividades/gestor-de-la-red-y-transportista>
- [ENER_10] <http://www.energiaysociedad.es/ficha/4-3-distribucion>
- [CIUD_13] http://www.funciva.org/uploads/ficheros_documentos/1406062895_algunos_aspectos_de_la_reforma_del_26_de_diciembre.pdf
- [TARI_10] <http://tarifasgasluz.com/faq/precio-kwh-2015>
- [ENER_14] <http://www.energiaysociedad.es/ficha/2-2-el-marco-normativo-espanol>
- [LIBR_04] <http://www.libremercado.com/2012-07-04/el-carbon-espanol-un-negocio-ruinoso-desde-hace-un-siglo-1276463068/>
- [ENER_10] <http://www.energiaysociedad.es/ficha/3-5-regulacion-espanola-de-las-energias-renovables>