

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

DOCTORADO EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

Trabajo Fin de Periodo Formativo



Intervención del pequeño y mediano consumidor en los mercados de capacidad eléctrica

Autor: Antonio Paredes Martínez

Director: Antonio Gabaldón Marín

Cartagena 10 de Octubre de 2014



ÍNDICE

1. Resumen.....	3
2. Introducción.....	4
3. Mercados eléctricos.....	6
3.1 Funcionamiento del sistema eléctrico español.....	6
3.2. Tipos de mercados eléctricos.....	8
4. Inversión en mercados eléctricos.....	13
5. Mercado de capacidad.....	18
6. Pagos por capacidad.....	20
7. Evaluación del mercado de capacidad de PJM.....	33
8. Desarrollo de un mercado único para la electricidad en los países miembros de la UE (regulación transfronteriza). Desarrollo de las directrices marco y códigos de red.....	39
9. Buenas prácticas del consumo eléctrico. Consumo inteligente.....	46
10. Estudio de las medidas de eficiencia energética, impacto y retorno de la inversión.....	48
10.1. Eficiencia energética en el sector residencial.....	52
10.2. Eficiencia energética en la construcción de edificios.....	55
10.3. Eficiencia energética en la industria y PYMES.....	58
10.4. Iluminación interior. Control.....	60
10.5. Iluminación exterior.....	61
10.6. Variadores de frecuencia.....	62
10.7. Motores de alta eficiencia.....	63
10.8. Compresores. Aire comprimido.....	63
10.9. Calderas.....	65
10.10. Contadores inteligentes.....	65
10.11. Sistemas domóticos.....	69
10.12. Smart Grid (Microrredes).....	71
11. Participación del consumidor en el mercado de capacidad. Ejemplo.....	72
11.1. Bases para la participación en el mercado de capacidad.....	72
11.2. Objetivos y problema que se pretende resolver.....	73
11.3. Simulación práctica.....	74
11.4. Obtención de nuestra curva de oferta.....	90
12. Bibliografía.....	99
13. Fuentes de internet.....	100



1. Resumen

El análisis que a continuación se expone, trata sobre los mecanismos utilizados para garantizar el suministro eléctrico a medio y largo plazo. Estos mecanismos se basan en establecer una cierta remuneración por la capacidad futura, y en concreto el utilizado en España, los pagos por capacidad. Dichos pagos se establecen por parte del regulador para incentivar la inversión en nueva generación y así garantizar el suministro eléctrico.

Esta remuneración hasta la fecha ha sido aplicada a un determinado tipo de centrales de generación, para que recuperen parte de sus costes de inversión. Con la implantación futura de las redes inteligentes se extenderá a la participación de los pequeños consumidores. Actualmente en la mayoría de los mercados eléctricos no se permite su participación debido principalmente a su pequeño nivel de consumo y a la difícil cuantificación de la potencia con la que podrían participar en los mercados de capacidad.

Frente a estos mecanismos, como los pagos por capacidad, en otros sistemas y mercados eléctricos, se considera que el mercado eléctrico promueve incentivar la inversión en nueva capacidad, acorde a la normativa de pagos por capacidad.

La participación de los pequeños y medianos consumidores en los mercados de capacidad vendrá dada acorde a la eficiencia energética que puedan conseguir en sus instalaciones, ya que para poder realizar sus ofertas en el precio del mercado, deberá minimizar los costes de las medidas tomadas para reducir el consumo eléctrico y de los equipos de medida y control utilizados; y maximizar el ahorro de energía durante la vida útil de los equipos instalados y ahorro en el coste de mantenimiento del sistema; debiendo ser los pagos recibidos del mercado de capacidad durante el contrato de oferta superior a los gastos.

Para que el consumidor pueda ofertar en los mercados de capacidad, deberá además conocer el funcionamiento del sistema eléctrico español y los tipos de mercados existentes, así como la normativa existente con respecto a los pagos por capacidad.

El Consejo Europeo está desarrollando la normativa para completar las interconexiones e infraestructuras energéticas en los países miembros de la UE, de vital importancia para los sistemas y mercados Bálticos, el Reino Unido e Irlanda y la Península Ibérica.



2. Introducción.

Debido a que la energía eléctrica no es almacenable, a lo largo del día se van produciendo cambios en la curva de demanda. Por ejemplo, el inicio de la jornada laboral, el cierre de los comercios durante el mediodía, la mayor ocupación de los hogares en las horas finales del día, explican el porqué la demanda no es idéntica en las distintas horas del día.

Actualmente Red Eléctrica Española, a través de su centro de control eléctrico (CECOEL), se encarga de mantener el equilibrio entre la producción programada y el consumo demandado en cada instante, de forma que según varíe la demanda, envía las órdenes oportunas a las centrales para que ajusten sus producciones, aumentando o disminuyendo la generación de energía. Además existe el centro de control para la supervisión y gestión de las energías renovables (CECRE).

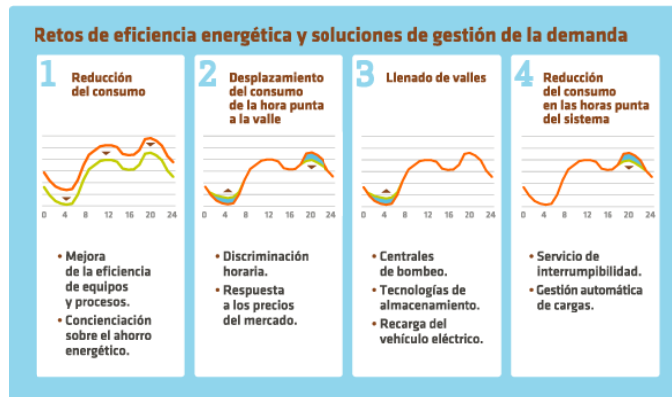
En la actualidad, la búsqueda de un consumo más eficiente y respetuoso con el medio ambiente hace necesario que la relación entre energía y sociedad evolucione hacia un papel más activo por parte de los consumidores y para ello, necesitarás contar con un mayor conocimiento acerca de cómo se consume la electricidad y de cuáles son las buenas prácticas para un consumo eficiente.

Todas las compañías eléctricas están trabajando de forma activa en el desarrollo y la divulgación de medidas de gestión de la demanda orientadas a hacer viables los objetivos de sostenibilidad que ha fijado la Unión Europea en su estrategia energética para el 2020: 20% de reducción de emisiones de CO₂, 20% de reducción de consumo de energía primaria y 20% de energía final consumida procedente de fuentes renovables.

En este sentido, las iniciativas de gestión de la demanda van dirigidas a fomentar un uso sostenible de la energía con el fin de contribuir a la reducción de las emisiones contaminantes, a la integración de las energías renovables y a una mayor eficiencia para el conjunto del sistema eléctrico.

Entre estas iniciativas, destacan aquellas medidas destinadas a lograr un perfil del consumo más equilibrado y una mayor flexibilidad de la demanda. En función del tipo de impacto que producen en la curva de demanda, estas medidas se clasifican en cuatro grupos:

- Reducción del consumo diario, desplazamiento del consumo de las horas punta a las horas valle
- Llenado de las horas valle
- Reducción del consumo en las horas punta



La consecución de todos estos objetivos estará apoyada por el desarrollo de las **redes inteligentes**, donde uno de los actores principales en el futuro de las redes inteligentes es el usuario doméstico final. Para que su participación sea activa y cumpla las expectativas que se esperan del sistema habrá que convencerle y cambiar sus hábitos de consumo.

Para que el consumidor pueda ofertar en los mercados de capacidad, deberá conocer el funcionamiento del sistema eléctrico español y los tipos de mercados existentes, así como la normativa existente con respecto a los pagos por capacidad.

Los mercados de capacidad son un mercado energético que aporta una “sostenibilidad” al crecimiento de la demanda mediante la “construcción” (aporte) de nuevos recursos de generación/transporte y distribución al sistema a largo plazo (años). La diferencia con el enfoque tradicional es que la demanda puede aportar generación (reducción de la demanda) de dos formas:

- Reduciendo el consumo mediante el control directo de la carga en ciertos periodos (en ese futuro horizonte de años)
- Incrementando la eficiencia energética de las cargas (a años-vista).

Este mercado es un mercado de ofertas a largo plazo (el producto que se oferta debe estar listo a 3-5 años vista) y que funciona como un mercado de energía, excepto por dos razones.

- La curva de ofertas de compra del servicio de capacidad la realiza el sistema eléctrico (en base a sus previsiones de evolución de la demanda y cuestiones de fiabilidad del sistema).
- La curva de venta de “capacidad de generación” la hacen generadores (nuevas unidades) o consumidores (eficiencia o control).

Para participar en los mercados de capacidad, existen varios problemas: el primero el mínimo nivel de oferta que se exija (MW lo que supone agregar la demanda) y el



segundo asignar un valor económico a esos productos. Ese valor económico es un problema “sencillo” para los generadores pero no para los usuarios finales.

Para que el consumidor pueda realizar sus ofertas en el mercado energético, deberá calcular los costes necesarios y ahorros que podrá conseguir, debiendo ser los pagos recibidos por su oferta superiores a los costes, es decir $a+b-c-d-e < 0$, siendo:

- a. Coste de capital de las medidas tomadas para reducir el consumo eléctrico
- b. Coste de los equipos de medida y control, para verificar el nivel de demanda que se reduce
- c. Ahorro de energía durante la vida útil de los equipos
- d. Ahorro en el coste de mantenimiento del sistema
- e. Pagos recibidos del mercado de capacidad durante el contrato de oferta (de 3 a 5 años), en caso de ser aceptada nuestra oferta.

3. Mercados eléctricos.

3.1. Funcionamiento del sistema eléctrico español

El sistema eléctrico es un conjunto de elementos que hacen posible disponer de energía eléctrica en cualquier punto en el que se considere adecuada o necesaria su utilización.

Algunas de las características del sistema eléctrico son:

- Sistema dinámico, que debe mantener equilibrio entre generación, demanda y pérdidas.
- Tiene una respuesta en tiempo real, demanda variable.
- La energía eléctrica no es almacenable en cantidades significativas.
- Se producen pérdidas de energía en los elementos de la red, 1,5% en la red de transporte y entre 5 a 10% en la red de distribución.
- El funcionamiento correcto del sistema eléctrico exige el cumplimiento de ciertos requisitos de continuidad, calidad de onda, valores de tensión y frecuencia.

El sistema eléctrico consta de diferentes procesos bien diferenciados como son la generación, transporte, distribución y consumo.

La Generación, se realiza en centrales de producción.

Según la tecnología empleada para la generación, los productores se dividen:

- Productores de régimen especial, formado por centrales renovables (como las centrales eólicas, mini hidráulica, solar fotovoltaica, solar termoeléctrica,



térmica renovable) y cogeneración (toda aquella producción de menos de 50 MW que recibe un incentivo o prima del Gobierno para su fomento).

- Productores de régimen ordinario, formado por centrales convencionales (nuclear, carbón, fuel/gas, ciclo combinado) de más de 50 MW y que tienen la obligación de vender toda su producción en el mercado.

El agente que se encarga de supervisar en tiempo real el correcto funcionamiento de las instalaciones de generación y transporte, siguiendo el consumo y la producción programada en las centrales, es el Operador del Sistema, función que en España está asignada a Red Eléctrica de España.

El transporte, consiste en llevar grandes cantidades de energía eléctrica desde los centros productores hasta las zonas consumidoras. Para realizar esta actividad es necesario diseñar, construir, mantener y maniobrar las instalaciones de transporte. Suele realizarse a grandes tensiones elevadas para reducir pérdidas.

La distribución, se encarga de suministrar la energía eléctrica a diferentes niveles de tensión hasta el consumidor final. Para ello es necesario: diseñar, construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar la energía en los puntos de consumo.

Red Eléctrica de España (REE) tiene asignada la función de transportista por toda España a través de la red de transporte, y las compañías eléctricas tradicionales son las encargadas de distribuir la electricidad al cliente final.

Los diferentes procesos del sistema eléctrico se realizan siguiendo unas reglas técnicas de operación denominadas procedimientos de operación, los cuales están supervisados en todo momento para asegurar el correcto funcionamiento del sistema (Operación del Sistema).

La Ley del Sector Eléctrico (LSE) define los papeles de los diferentes participantes del sector eléctrico:

- Los comercializadores son aquellos agentes que tienen como función vender la energía eléctrica a los consumidores, accediendo a las redes de transporte o distribución. Entre ellos están, los Comercializadores de Último Recurso (CUR), designados por el regulador, funcional y jurídicamente separados del resto de empresas que operan en el sector, son los encargados de suministrar energía a aquellos consumidores acogidos a la Tarifa de Último Recurso (TUR), fijada por el Gobierno.
- Los consumidores son las personas físicas o jurídicas que compran la energía para su propio consumo. Hay un tipo de consumidores que adquieren energía directamente en el mercado de producción, se denominan Consumidores Directos en Mercado.



- El operador del mercado (OMEL) es una sociedad mercantil que asume la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado diario de energía eléctrica a cambio de una retribución fijada por la regulación. En la actualidad OMEL está integrado en OMIE (Operador del Mercado Ibérico Español) y se encarga del mercado diario e intradiario en el mercado ibérico de electricidad (MIBEL).
- El Operador del Sistema (Red Eléctrica de España) es una sociedad mercantil que se encarga de llevar a cabo las actividades asociadas a la operación técnica del sistema eléctrico, garantizando la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación de los sistemas de producción y transporte. Red Eléctrica de España opera tanto en la península como en los sistemas insulares y extrapeninsulares.

Una vez definida la estructura del sistema eléctrico, hay que considerar cual es el uso final de la energía, esto es la demanda de energía eléctrica.

3.2. Tipos de mercados eléctricos.

El mercado de electricidad en España se basa en una serie de mercados en los que se intercambia energía entre generación y demanda para diferentes plazos de tiempo.

Existen diferentes mercados eléctricos:

- Uno de ellos es el mercado a plazo, en los que se intercambian contratos de compra-venta de electricidad con plazos de entrega superiores a 24 horas, estamos hablando de días, semanas, meses o años anteriores a la entrega de la energía.

- Otro es el mercado de contado o spot, en el cual los operadores compran y venden la materia prima real, física y la transacción se realiza al contado. Este engloba a diferentes tipos de mercados:

- El mercado diario, se realizan los intercambios de energía un día antes de generar/consumir la energía, para cada hora del siguiente día. Este está organizado por OMEL (Operador del Mercado Eléctrico).
- También existen los mercados intradiarios, hay 6 en la actualidad situados en las horas anteriores a la generación/consumo, en el cual los agentes ajustan sus posiciones comprando y vendiendo energía, está gestionado por el OMEL.
- El últimos de ellos, es el mercado a corto plazo, que comprende el periodo de tiempo desde horas hasta minutos antes de la generación/consumo. Aquí los generadores suelen ofrecer unos servicios al sistema en diversos mercados organizados por el Operador del Sistema, REE.

La función principal del Operador del Sistema consiste en garantizar el equilibrio entre la producción de energía y el consumo de forma precisa e instantánea. Para ello, prevé el consumo, opera y supervisa en tiempo real las instalaciones de generación y transporte, logrando que la producción programada en las centrales coincida en todo



momento con la demanda real de los consumidores. En el caso de que difiera, envía las órdenes oportunas a las centrales para que ajusten sus producciones aumentando o disminuyendo la generación de energía.



La componente final de mercado del precio de la electricidad se obtiene considerando el resultado de estos diferentes mercados:

- **Mercado diario:** Los objetivos del mercado diario es fijar las cantidades de energía que cada productor produce, que los consumidores consumen y establecen el precio para cada hora.

Así, con un día de antelación, los generadores y los consumidores acuerdan para cada hora cuánta energía van a intercambiar y a qué precio.

- **Mercados intradiarios** o “de ajustes”: Estos son necesarios debido a los contratiempos que puedan existir, como por ejemplo que una central puede producir energía que todavía no ha “casado”, la predicción de viento ha sido inexacta, la central se ha averiado, etc.

Solo pueden participar aquellas unidades que hayan participado en el mercado diario, donde las unidades de producción hacen ofertas de compra y venta. Así los participantes pueden modificar el programa alcanzado en el anterior mercado, acordando nuevos intercambios a un nuevo precio.

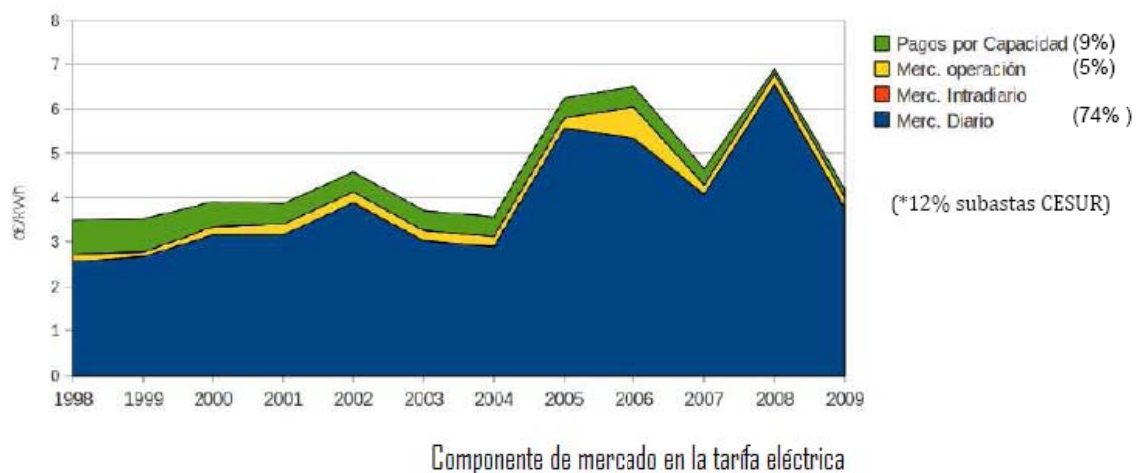
- **Mercados de operación en tiempo real:** Gestionados por REE y orientados a mantener el equilibrio instantáneo entre generación y consumo. Incluye los mercados por servicios complementarios, sobrecoste por restricciones técnicas y gestión de desvíos.



REE puso en funcionamiento un **mercado de reserva de potencia** adicional a mediados de 2012, donde pueden participar todos los grupos térmicos de generación habilitados por el Operador del Sistema (REE). Se trata de un mecanismo específico para aportar la reserva de potencia adicional a subir que pueda requerir el sistema. Además, incentiva la competencia y la flexibilidad de los grupos generadores, facilitando la integración de las energías renovables en el sistema eléctrico español, antes cubierto con el mecanismo de restricciones técnicas.

Hay un cuarto concepto que es el de **pagos por capacidad** que es un complemento que reciben las unidades del Régimen Ordinario de potencia instalada mayores a 50 MW puestas en marcha con posterioridad al año 1997 y con menos de 10 años de antigüedad para que recuperen sus costes fijos y así incentivar la inversión a medio y largo plazo.

Cada uno de los tres mercados mencionados, adquieren un valor para cada hora del año.



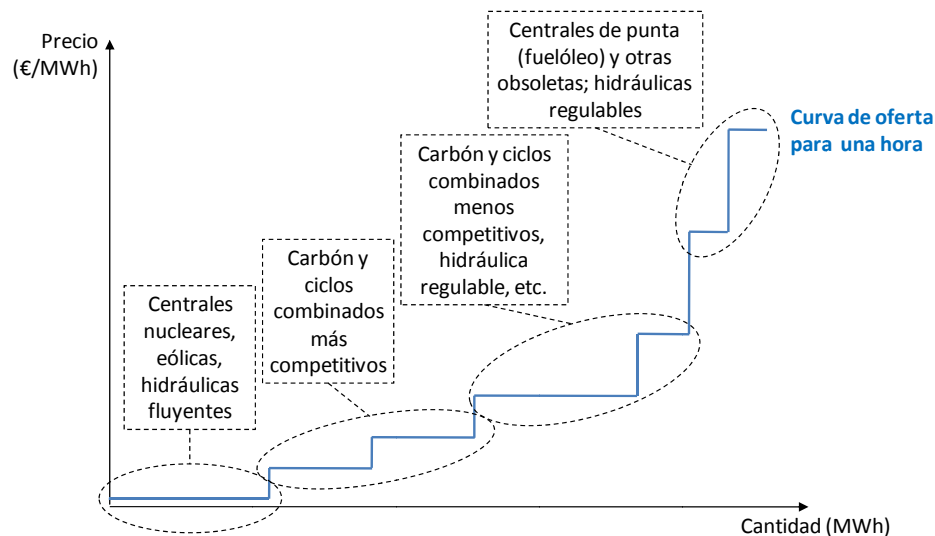
Curvas de oferta en el mercado diario

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

Esta curva refleja de forma más o menos clara tramos o escalones que corresponden a ofertas de centrales de la misma tecnología. A la vista de ella, es importante resaltar nuevamente que las ofertas de los vendedores reflejan sus costes de oportunidad, y no sus costes totales o variables, de ahí que:

- Las centrales hidráulicas fluyentes o nucleares, pese a sus altos costes fijos, aparecen en la parte baja de la curva al ser su coste de oportunidad muy bajo.

- Las centrales hidráulicas regulables aparecen en la parte alta de la curva, ya que su coste de oportunidad es muy alto (tienen la opción de reservar el agua para producir en un instante futuro en el que el precio del mercado sea alto).



Mercados a plazos

En el mercado a largo plazo, los compradores y vendedores intercambian diferentes tipos de contratos, con periodos de entrega de distinta duración, pueden ser para años, trimestres o meses. Hay distintos tipos de mercados a plazo:

-Contratos bilaterales, se adaptan a las necesidades de los compradores y vendedores, pueden ser de entrega física de la energía o con liquidación financiera por diferencias (la diferencia entre el precio del mercado diario y el precio pactado en el contrato).

-También existe la contratación a través de mercados organizados, subastas organizadas o bilateralmente entre los agentes, conocido como mercado “over the counter” u OTC, mercados no organizados, en el que los agentes cierran las transacciones por medio de intermediarios o brokers.

En el mercado no organizado de contratos bilaterales conocido como mercado “over the counter” u OTC. Incluye el mercado de contratos bilaterales físicos y el mercado financiero OTC, en el que los agentes compradores y vendedores intercambian bilateralmente contratos diseñados a medida en función de sus necesidades, sin necesidad de acudir a una institución gestora de un mercado. En este mercado se intercambia un porcentaje relativamente bajo de contratos. Para este tipo de mercado, los riesgos que deben asumir los agentes son elevados, por lo que solo será rentable para grandes consumidores con gran capacidad de gestión del riesgo o mayoristas.



Subastas CESUR (Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso). Las subastas de energía para el suministro a tarifa, es un mecanismo de compra de energía destinada a los consumidores acogidos a la tarifa regulada, implantado en España (junio 2007). Además de estas subastas, los distribuidores también pueden adquirir energía en las subastas del mercado a plazo OMIP y en el mercado diario para suministrar electricidad a los consumidores del mercado regulado. Las subastas CESUR se aprobaron para fomentar la liquidez de los mercados a plazo e intentar prever el coste de adquisición de la energía para los consumidores regulados.

Por último existe el mercado organizado de futuros eléctricos del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL), OMIP. Una entidad privada independiente (OMIP) gestiona un mercado, en el que los contratos están estandarizados y los participantes se adhieren a unas reglas determinadas de participación y negociación. Se creó con los objetivos de contribuir al desarrollo del mercado ibérico de electricidad, promover precios de referencia ibéricos, proveer a los clientes de herramientas que les permita gestionar eficientemente sus riesgos y conseguir superar algunas limitaciones del mercado OTC.

Los mercados a plazo tienen una gran importancia, ya que ayudan a facilitar la gestión del riesgo de las empresas, obteniendo contratos que tengan una determinada rentabilidad, sin asumir riesgos excesivos por la variación de precios en el mercado diario, y así ayudando a la competencia de mayorista y minorista.

A los generadores, les posibilita fijar un nivel de ingresos estable y aceptable para la cantidad objeto de contratación.

También favorece a los consumidores que busquen estabilizar los pagos por su energía, aunque la mayor parte de las ventajas de esta contratación son ofrecidas a los comercializadores, los cuales disponen de un gran cartera de clientes y suministradores y especialistas en la gestión de riesgos, que pueden ofrecer una cobertura de precios mejor que la que pueda obtener el cliente de forma directa.

Los comercializadores que optimicen el conjunto de contratos en su cartera serán capaces de competir por los clientes finales con ventaja, o de encontrar más oportunidades de inversión en unidades de generación (en el caso de las empresas de generación). Los clientes industriales electro-intensivos que, a través de la contratación a plazo, consigan unos precios de la energía más adecuados que sus competidores, también posicionarán su producto de manera más competitiva.

También hay que destacar que las contrataciones a plazo no tienen por qué tener unos precios más bajos que el mercado al contado, pero normalmente es así ya que sino no existirían. La principal función de la contratación a plazo es fijar un precio entre el comprador y el vendedor que de una cierta seguridad en el futuro, para conseguir estabilizar las corrientes de pagos o cobros de la energía y eliminar el riesgo de precios. Puede ser que en el momento de la entrega, el precio diario sea superior al pactado en el contrato a plazo, por lo que el comprador obtendrá ventajas, pero puede ocurrir al contrario.



En el mercado español en 2008, los contratos con entrega física (obligación de entrega de la energía) cubrían, un tercio de la demanda horaria media y los contratos con liquidación financiera (sin obligación de entrega de energía), suponían el 15% de la demanda total. En otros países europeos con mercados a plazo más desarrollados, se obtienen cifras de intercambios muy superiores. Un ejemplo, en Noruega, Finlandia, Suecia y Dinamarca se contrató, por medio de contratos bilaterales, más del 50% de la demanda.

4. Inversión en mercados eléctricos. Mercado de capacidad.

Para invertir en generación de energía eléctrica, se necesitará conocer unos ciertos parámetros que ayuden a saber si será o no rentable la inversión. Para ello, es conveniente conocer la competencia, como asegurar energía a los mercados y principalmente como recuperar los costes de inversión y la obtención de beneficios.

El objetivo principal para la regulación del sector eléctrico es garantizar la seguridad y la continuidad del suministro, siempre existiendo capacidad disponible para atender a la demanda en cada momento. En un sistema de regulación por costes de servicio, el regulador es el responsable de que exista capacidad disponible, esto lo consigue planificando la capacidad de generación. Los generadores proporcionan esta capacidad y tiene derecho a recuperar los costes del servicio más una tasa razonable de beneficio con cargo a las tarifas.

Para evitar que un sistema descentralizado pueda provocar que las empresas no aporten al sistema la capacidad energética necesaria, llevando a empeorar la situación del suministro eléctrico por el abuso del poder del mercado, ejercido por empresas generadoras, con objeto de elevar los precios en beneficio propio por encima de los niveles de precios de competencia y causando la falta de participación de la demanda ante los precios excesivos, algunos países con sistemas liberalizados han establecido pagos por capacidad, como es el caso de España.

Las ofertas de los generadores en el mercado diario deben cumplir con los principios de la Ley de Defensa de la Competencia. Por ello, tanto la disponibilidad de las unidades de generación como los precios ofertados por ellas están sujetos al escrutinio de las instituciones de supervisión del mercado.

La Ley del Sector de Hidrocarburos (Ley 34/1998) encomienda al organismo regulador de los mercados energéticos, la Comisión Nacional de Energía (CNE), la función de velar para que los sujetos que actúan en los mercados energéticos lleven a cabo su actividad respetando los principios de libre competencia. Cuando la CNE detecta indicios de prácticas restrictivas de la competencia (es decir, contrarias a la Ley de Defensa de la Competencia, Ley 16/1989), debe ponerlo en conocimiento de la Comisión Nacional de Competencia (CNC) para que ésta analice los hechos.



Adicionalmente, la CNC puede también por sí misma iniciar investigaciones ante indicios de comportamientos anticompetitivos en el mercado eléctrico.

Necesidad de garantizar la capacidad de generación.

Según se incrementa la demanda de electricidad, será necesario aumentar la capacidad de producción del sistema para poder generar más energía y que a través de las redes de transporte y distribución llevarlas hasta el consumidor final. Debido a esto, se tendrá que analizar la cantidad de inversión necesaria para continuar con el abastecimiento, garantizar un nivel de inversión aceptable y una operación eficiente de los activos existentes que estén disponibles en los momentos que se requiera demanda.

- Habrá que tener una capacidad de generación suficiente para los instantes donde se prevea una demanda elevada. Para garantizar esto, se necesita un mercado que proporcione incentivos económicos suficientes a los inversores privados para que destinen parte del capital a mantener y ampliar las instalaciones de generación. En unos casos se necesita un mercado que ofrezca suficientes incentivos económicos para la inversión en nueva capacidad, y en otros el Operador del Sistema tendrá que ofrecer pagos a determinadas centrales generadoras para conseguir que aporten energía para obtener un suministro eléctrico adecuado.
- Aumentar el nivel de la calidad de suministro, reflejará en un mayor coste para los consumidores, provocando un rechazo de estos ante subidas del precio de la electricidad, por lo que se tendrá que llegar a un equilibrio entre calidad y coste.
- Para asegurar un buen nivel de seguridad de suministro, se tiene que tener en cuenta la capacidad de potencia que pueden ofrecer las centrales en los instantes donde la demanda es máxima. Esta potencia, llamada potencia firme depende de distintos factores como el mantenimiento, el tipo de fuente de energía primaria utilizada para producir la energía (agua, combustible, energía solar, viento, etc.) y su explotación.

Por tanto la seguridad de suministro que producirá cada central será diferente. Se puede distinguir entre las centrales de generación que proporcionan una elevada seguridad del suministro (centrales nucleares, térmicas e hidráulicas con embalse) y las que no (parques eólicos, hidráulicas sin embalse, solares).

Recuperación de los costes fijos por parte de los generadores.

La recuperación de los costes fijos de una empresa generadora, tiene lugar a través de dos vías complementarias:

a) Margen del mercado



El margen del mercado es la diferencia entre el precio del mercado recibido y los costes variables incurridos (como ya se ha expuesto, diferentes de los costes de oportunidad con los que se construyen las ofertas).

Si los costes fijos se recuperasen únicamente a través de este margen (lo que se conoce como “mercado de sólo energía”), entonces la capacidad de generación disponible sería necesariamente menor que la demanda máxima. Esto implica que en unas pocas horas/año:

- al no haber suficiente capacidad de generación, no todos los consumidores son totalmente abastecidos; y
- el precio del mercado es varios órdenes de magnitud mayor que la oferta de una central de punta (entre 10.000 y 20.000 €/MWh), ya que refleja el valor que para los consumidores tiene el suministro eléctrico.

Posible equilibrio: Exceso de Capacidad	Posible equilibrio: Déficit de Capacidad
En situación de oferta máxima y demanda máxima	
<ul style="list-style-type: none">• Al ser siempre oferta > demanda, todos los consumidores podrán ser abastecidos todas las horas del año (incluso en aquellas horas de mayor demanda)• Así, en las horas de demanda alta el precio del mercado lo fijará la oferta de las centrales de punta• La oferta de una central es igual a su coste de oportunidad, el cual no incluye su coste fijo• Luego si siempre oferta > demanda, entonces las centrales de punta no recuperarán sus costes fijos• De hecho, se puede demostrar matemáticamente que ninguna central (incluso las de base) recuperarán sus costes• Ante la expectativa de no recuperar los costes fijos, nadie invertirá en nueva capacidad de	<ul style="list-style-type: none">• En las horas del año de mayor demanda no todos los consumidores podrán ser totalmente abastecidos; habrá “competencia” entre ellos por no ser los que se queden sin suministro• Esta competencia hace que el precio del mercado incremente hasta el valor que los consumidores dan a la energía: varios órdenes de magnitud mayor que la oferta de una central de punta• Luego en estas horas una central de punta obtiene un margen con el que recuperar su coste fijo. Se puede demostrar matemáticamente que este margen es necesario para que cualquier central (incluso las de base) recupere su coste fijo• Para recuperar la totalidad del coste fijo son necesarias un cierto número de horas/año en las que demanda > oferta, el cual viene dado por la relación (coste fijo de una central de punta) / (valor que los consumidores dan a la energía)



generación. Dado que la demanda seguirá creciendo, irremediablemente se pasa de Exceso de Capacidad a Déficit de Capacidad...(ver parte derecha)

- Luego habrá inversión en nueva capacidad de generación pero manteniendo el número de horas al año en las que demanda > oferta necesario para recuperar el coste fijo

Por tanto, en un “mercado de sólo energía” inevitablemente habrá un Déficit de Capacidad

Para intentar recuperar los costes fijos, los generadores tenderían a ralentizar la nueva inversión hasta que en el mercado haya un número tal de horas de déficit de capacidad y el precio del mercado alcance valores muy elevados, lo que permitirá la recuperación de los costes fijos. Esta situación provocaría una menor seguridad del suministro, que no es aceptada por el Operador del Sistema ni por los consumidores.

Es posible que para un regulador no sea aceptable tener un cierto número de horas al año en las que a) no todos los consumidores son abastecidos y b) el precio del mercado es muy elevado. En este caso, y con el objetivo de reducir (o incluso eliminar) el número de horas al año en las que hay déficit de capacidad y precios muy elevados, el regulador puede optar por introducir pagos por capacidad.

b) Pagos por capacidad

Los *pagos por capacidad* son ingresos regulados que reciben *todos* los generadores y que se determinan *a partir del coste fijo de una central de punta*. Este pago *reduce la parte de coste fijo que las centrales han de recuperar mediante el margen del mercado*, lo que hace que:

- El número de horas al año de déficit de capacidad necesarias para recuperar el coste fijo sea menor (relación entre el coste fijo neto del pago por capacidad y el precio de escasez).
- La inversión en nueva capacidad de generación será mayor, al haberse reducido el número de horas al año de déficit de capacidad necesaria para recuperar el coste fijo.

Adicionalmente, en algunos mercados existe un tope al precio del mercado impuesto por el regulador. En el caso del mercado español, dicho tope existe y tiene un valor de 180 €/MWh (no se pueden realizar ofertas por encima de este valor). Dado que al existir este tope el precio no puede llegar a reflejar la escasez, el pago por capacidad ha de elevarse con el objetivo de cubrir la diferencia entre el tope y el precio de escasez. En caso contrario, no será posible recuperar los costes fijos, lo que hará que se detraiga la inversión hasta que en el mercado haya un número de horas de déficit de capacidad (en las que el precio será igual al tope) tal que permita la recuperación de los costes fijos. Evidentemente, esto implica una menor seguridad de suministro.



En el extremo, si el pago por capacidad fuera exactamente igual al coste fijo de la central de punta (es decir, todo el coste fijo se recuperara con el pago por capacidad), entonces:

- No sería necesaria ninguna hora de déficit de capacidad – el precio del mercado lo fijaría siempre el cruce entre la oferta y la demanda, incluso en valores muy elevados de precios.
- Dado que la recuperación del coste fijo estaría asegurada, habría una fuerte disposición a invertir, resultando eventualmente un significativo exceso de capacidad, siendo incluso necesario que el regulador impusiera limitaciones a la construcción de nueva capacidad de generación.

Con estas medidas las empresas generadoras recuperan parte de sus costes de inversión, obligándolas a que aporten la energía eléctrica al mercado para el correcto funcionamiento del sistema.

Métodos para garantizar la existencia de una potencia suficiente, y así conseguir un suministro fiable a largo plazo.

Para dar estabilidad al suministro de energía, hay que garantizar la suficiente potencia, para que en momentos puntuales pueda cubrir las puntas de demanda que podrían provocar apagones. Para evitarlo, se necesitarían centrales que solo funcionen en estos periodos para satisfacer la punta de demanda. Estas centrales tienen el problema que solo funcionan un número reducido de horas al año y esto no sería suficiente para recuperar sus costes de inversión, obteniendo unos ingresos inestables y oscilantes, por lo que ninguna empresa estaría dispuesta a invertir en este tipo de centrales.

Para garantizar la potencia hay establecidos dos tipos de sistemas; los sistemas regulados, en los que el regulador será el encargado de determinar la capacidad que debe ser instalada y los mercados eléctricos liberalizados, donde se introduce un modelo de competencia de la actividad de producción, donde los consumidores eligen la mejor oferta donde comprar la energía que necesitarán, para asegurar su suministro de potencia, y de esta forma se determina el precio de mercado de compra y venta.

Esto no consigue estimular lo suficiente a los generadores como para aumentar la inversión en nuevas centrales, por lo que se necesita recurrir a los siguientes métodos para incentivar la inversión y conseguir asegurar la cobertura de la demanda a largo plazo:

- Contratación bilateral a largo plazo.
- “Leave it to the Market” (Dejar al mercado).
- Subastas para nuevos entrantes.



- Compra de centrales por parte del Operador del Sistema.
- Mercado de Capacidad.
- Pagos por Capacidad

Para garantizar la potencia se necesita un modelo transparente, en la que se contrate la energía necesaria, sin exceso y defecto, para aportar la fiabilidad del sistema realizando contratos.

En el presente estudio, nos centraremos en el mercado de capacidad y pagos por capacidad.

5. Mercado de capacidad.

El método de mercado de capacidad se basa en realizar un pago para conseguir asegurar a futuro una cantidad de suministro fiable. Este modelo es utilizado en estados de Estados Unidos como Nueva York, Nueva Inglaterra y los estados de Pennsylvania, Jersey y Maryland, aunque estos tres últimos desarrollan los mercados de capacidad en combinación con contratos bilaterales.

El mercado de capacidad establece una relación con el método de pagos de capacidad, el cual establece una bolsa de dinero para repartir a las empresas generadoras según la potencia firme que aporten al sistema. Esta potencia la establece el regulador cada año, dependiendo el dinero disponible por lo que provoca una variación de la fiabilidad en el sistema.

En el mercado de capacidad, el regulador establece la potencia firme de cada central generadora. Seguidamente se organiza un mercado de capacidad en el que los demandantes de energía compran la potencia que necesiten a las empresas generadoras, para ello se determina el precio del pago por MW firme y la potencia en firme que se va a aportar. Este precio se consigue casando las ofertas de los generadores y los consumidores.

Los mercados de capacidad se pueden establecer en periodos anuales, mensuales, diarios e interanuales, dependiendo del tiempo que consigan en organizarse.

Este método es una combinación del método de contratos bilaterales a largo plazo y el método de pagos por capacidad ya que se obtiene un pago a cambio de una capacidad disponible en el mercado y por otro lado obliga a los consumidores a gestionar un suministro estable adquiriendo su potencia en los mercados de capacidad a largo plazo aunque también puede ser contratada a corto plazo si la empresa no tiene una potencia firme sin comprometer.



Con la compra de la potencia se pretende establecer un suministro estable y preciso para también incentivar la entrada de nuevas centrales de generación pero también surgen problemas ya que las empresas generadoras están obligadas a tener la potencia firme disponible para cuando los consumidores la requieran.

Los participantes de este mercado son los agentes generadores que ofrecen una potencia en firme de cada central establecida por el regulador y por otro lado, los compradores. Los compradores pueden ser consumidores cualificados, distribuidores, empresa que representa a un sector de consumo y los consumidores con contrato de carga interrumpible, que en periodos donde no hay escasez de generación disponible, actúan como compradores de potencia firme a largo plazo y también actúan como suministradores de esa potencia firme que la pueden vender en corto plazo.

Si no se cumplen los contratos acordados habrá penalizaciones, bien sea debido a que las empresas generadoras no consiguen tener disponible la potencia firme establecida o porque los consumidores no contraten su potencia firme.

Hay variaciones de este método que consiste en remunerar la garantía de potencia, que también es una derivación del método siguiente de pagos por capacidad. Para este nuevo método, la demanda no compra su potencia firme, el encargado de hacerlo será el Operador del Sistema que repartirá el pago por la capacidad dependiendo de la potencia que tenga el sistema. El Operador del Sistema establece la demanda punta de un determinado tiempo y suma una reserva de potencia. Para este valor de potencia se asigna un precio de pago por capacidad, luego se determina un pago mínimo y máximo, y por último se establece una curva de la demanda que se cruzará con la potencia total del sistema para determinar el pago por capacidad. Esta variación se hace para determinar la curva de la demanda que actuará en el mercado de capacidad, este método se aplicó en Nueva Inglaterra.

Las principales ventajas de mercados de capacidad es que cada consumidor elige comprar la potencia firme que quiera para asegurar su suministro, pero si el consumidor no ha comprado esta potencia en el mercado de capacidad, solo podrán realizar un pago al mercado de electricidad, pero en periodos de punta, si continua sin tenerla contratada se desconecta del sistema.

Ventajas:

- Este método pretende establecer un suministro estable y preciso.
- Este método incentiva a la nueva inversión por medio de obligar a garantizar una determinada capacidad según requieran los consumidores.
- Este método obliga a la demanda a permanecer activa en el mercado.



Desventajas:

- El regulador del sistema determina la potencia en firme de cada generador pero no tiene en cuenta la verdadera fiabilidad que el generador da al sistema, pudiendo este interferir en el mercado.

- Los agentes consumidores tienen que participar en el mercado de capacidad, quedando expuesto a la evolución de los precios de la electricidad.

- Los agentes generadores no disponen de la información del momento en que el consumidor requerirá la potencia para tenerla disponible, dificultando a las centrales generadoras gestionar la producción, asegurar las reservas de combustible y el mantenimiento de la instalación.

- Los beneficios de los generadores son variables debido al margen de la potencia instalada sobre la demanda máxima esperada y la anticipación de las subastas al tiempo real, esto puede desincentivar la nueva inversión.

6. Pagos por capacidad.

El método de pagos por capacidad está aplicado en varios mercados liberalizados, el primero de ellos fue Chile y luego le siguieron Colombia, Argentina, Perú y España. El método se basa en la realización de pagos adicionales establecidos por la Administración y que se dan por diferentes criterios a los agentes generadores.

Principales razones por las que se crearon los pagos por capacidad:

- Se establece que en un mercado eléctrico, se necesita disponer de un margen de reserva para mantener un suministro de energía estable. Para conseguir esto, se necesita incentivar la inversión, evitando la retirada de centrales que por alguna razón no sean rentables, bien por sus insuficientes ingresos u otros motivos, para seguir aportando energía al sistema. Por otro lado, al crecer la demanda punta y el consumo eléctrico se necesita incentivar la entrada de nuevos inversores para poder abastecer en momentos de máxima demanda, en concreto centrales de punta, las cuales tienen mayor inestabilidad de ingresos y más riesgos tanto a la hora de obtener beneficios como la recuperación de los costes de inversión de la central. Por esta primera razón, se decide aplicar unos pagos para estabilizar los ingresos inestables, principalmente de las centrales de punta e incentivar la entrada de nuevas centrales.

- En el mercado eléctrico se consiguen unos precios adecuados para que las nuevas empresas puedan invertir pero estos precios pueden alcanzar valores excesivamente altos en periodos de máxima demanda. Por tanto, para proteger a la demanda de los precios elevados, el regulador del sistema limita los ingresos de los generadores, determinando el precio límite o “price cap”, es el precio máximo que se puede alcanzar en el mercado. En los momentos de punta, entran en funcionamiento las centrales de punta que ofertan su coste variable de operación más otra cantidad, convirtiéndose en marginales y para obtener ingresos tienen que ofrecer ofertas más elevadas que superen sus costes de operación ya que sino no podrán recuperar sus costes



de inversión. Sin embargo, al tener un precio límite bajo no recuperan grandes costes, a diferencia del método “Leave it to the market”, que al no tener precio límite consigue recuperar sus costes de inversión rápidamente. Por esta razón, se determina dar un pago de capacidad para compensar a las nuevas centrales entrantes y que recuperen los costes de inversión.

- Otra de las razones para establecer este pago es aumentar la seguridad del suministro, disminuyendo los riesgos de falta de energía, que puedan provocar apagones, ofreciendo el pago a algunas centrales para estar disponibles en periodos de escasez de energía. Este pago se realizará dependiendo de la potencia en firme que pueda aportar al sistema eléctrico.

En los diferentes países que han recurrido al método de pagos por capacidad, se han establecido dos pagos diferentes unos a corto plazo, como en el antiguo sistema Inglés y a largo plazo, como en países sudamericanos y España, obteniendo diferentes resultados.

En los pagos por capacidad a corto plazo, se realizan los pagos a los agentes que producen cada hora según una probabilidad de pérdida de carga del sistema, consiguiendo incentivar la nueva inversión y bajar los precios del mercado al haber gran capacidad disponible en el sistema.

En los pagos de capacidad a largo plazo, se realiza un pago a lo largo del año dependiendo de la producción de energía eléctrica, la potencia instalada, la producción en periodos de demanda máxima en las centrales de generación. Aquí la remuneración se hace referida a la potencia en firme de la central no a la producción como las de corto plazo. El pago de capacidad a largo plazo es más adecuado que el de corto plazo porque no influirá en el mercado.

Hay un gran problema en este método relativo al regulador, ya que es el encargado de determinar la potencia máxima disponible de la central en un momento determinado, tendrá que adecuarse a la realidad y asegurar el correcto funcionamiento del sistema. Si se establece erróneo el cálculo, considerándose más potencia de la que dispone, el pago por capacidad será mayor y en momentos de escasez no estará disponible. Debido a esta razón, para calcular adecuadamente la potencia en firme de las centrales generadoras se utilizan diferentes métodos:

- Método basado en realizaciones de prácticas:

Para calcular la potencia de la central se realizan prácticas de potencia para los momentos críticos que pueda sufrir la central y así obtener datos para garantizar la potencia total del sistema.

Las ventajas de este método son; se aprecia fiablemente la energía de la que dispondrá cada central, no habrá un sistema de penalización en su aplicación y también



se puede calcular la repartición de los pagos por garantía de potencia entre las diferentes centrales.

La desventaja de este método es que se perturba el mercado ya que se utiliza en horas de control.

- Método basado en parámetros técnicos:

Para cada central se determina de una forma diferente la potencia firme, para las centrales térmicas se determina de forma estadística, multiplicando la potencia firme preliminar por la fiabilidad de la central y para las centrales hidráulicas se calcula por tres métodos. Uno de los métodos es tomar la potencia máxima de forma continua durante 8, 36 o 100 horas según el regulador y controlar el llenado del embalse; otro de los métodos es disminuir las cuencas de una central realizando adicción y sustracción de centrales, ajustar la potencia firme a la energía almacenable y potencia disponible; el ultimo método, realiza el primer paso anterior pero luego se reparte la garantía de potencia previamente asignada a la hidráulica proporcionalmente a la energía de cada cuenca.

Las ventajas son que no interviene en el mercado de la energía y el OS sabe con anterioridad la potencia máxima disponible y puede controlar su funcionamiento con el establecido.

Las desventajas son las dificultades para conseguir datos técnicos necesarios como bien los volúmenes o la aportación de la meteorología en cada cuenca y para las centrales hidráulicas se tienen que hacer un reparto previo de bolsa.

- Método basado en declaraciones de los agentes generadores:

Este método obtiene la potencia firme con las declaraciones previas de los generadores. Para definir la potencia firme, se puede determinar por la realización de una prueba, comprobando la potencia durante una cantidad de horas o que se comprometa a estar disponible esa potencia para un precio de mercado superior a un valor establecido. Para determinar el precio que se recibirá por la potencia declarada se hace un pago aproximado al precio de coste fijo o se obtiene el precio por ofertas de capacidad.

Las ventajas de este método son; saber la potencia en firme del sistema con antelación, penalizar las indisponibilidades para diferentes horarios, no interviene en el mercado eléctrico, ante periodos de poco margen de reserva se incentiva nuevas inversiones, método común para calcular las potencias en diferentes centrales.

Las desventajas de este método son la necesidad de poner penalizaciones ya que el cálculo es arbitrario y la definición de potencia firme es subjetiva.

Conclusiones:



- Los pagos por capacidad se basan en realizar pagos adicionales para conseguir asegurar un suministro estable y fiable en el sistema eléctrico.
- Los pagos por capacidad a corto plazo influyen en el precio del mercado mientras que en el largo plazo no interfiere. Cabe destacar que en la realización práctica, los pagos a largo plazo desembolsan menos dinero que los de corto con la misma cantidad de señal.
- Los pagos por capacidad a corto plazo se realizan según la probabilidad de pérdida de carga del sistema en todo instante de tiempo, parece más coherente que se realice el pago según una determinada fiabilidad en el sistema.
- Uno de los requisitos para establecer el pago por capacidad, es determinar la potencia en firme de las centrales generadoras, la cual se encarga el regulador del sistema, pudiendo equivocarse al no adecuar la potencia a la realidad.
- El pago de capacidad es establecido por el regulador. Este pago varía casi cada año, para el caso de España ha ido disminuyendo por lo que aumenta el riesgo de inversión de los nuevos generadores ya que dependiendo de los años, tendrán ingresos oscilantes.

Normativa española que rige los pagos por capacidad

El diseño del mercado eléctrico en España establece una señal económica que garantiza a los generadores un ingreso regulado adicional al de la venta de energía y otros servicios en el mercado, cuyo objetivo es incentivar la inversión y operación eficiente de las unidades de generación, así como no cerrar algunas centrales que el sistema considerase necesarias.

El diseño de pagos por capacidad tiene dos planteamientos:

- El primero es establecer pagos para la capacidad disponible, en función del margen de reserva existente en cada momento, es decir, según se reduce la capacidad disponible, los pagos aumentan para incentivar que las empresas inviertan en nuevas centrales de generación y por lo tanto que haya un margen de seguridad para atender la demanda, sin que falle el suministro.

- Los pagos de capacidad se calculan cada hora teniendo en cuenta el margen de capacidad disponible del sistema, cuando el margen es amplio los pagos son bajos pero cuando la demanda se ajusta a la capacidad disponible aumentan los pagos. Así los pagos ajustaran automáticamente los incentivos a la inversión con la capacidad disponible.

En el año 1986 se comenzó un proceso de liberación de los mercados, que se estableció con la Ley que regula el sector eléctrico español, la Ley del Sector Eléctrico Español (Ley 54/1997) el 17 de noviembre de 1997. En esta Ley, se introdujo por primera vez una retribución a determinadas centrales por aportar diferentes actividades en el sistema eléctrico. Se acuerda un incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo para garantizar un suministro adecuado al consumidor, en la que el Ministerio de



Industria, Turismo y Comercio, era el encargado y en la actualidad es el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR), de establecer una retribución en concepto de pago por capacidad en función de las necesidades de capacidad del sistema.

Más adelante en el 2005 en el Libro Blanco de la Energía, se realizan propuestas de mejora del sistema eléctrico español, pero se continúa proponiendo el modelo de pagos de capacidad a largo plazo. Alguna de estas propuestas, es establecer unos criterios estables que regulen el cobro por garantía de potencia a las renovables.

Dos años después en 2007, se definieron más adecuadamente los parámetros para establecer los pagos por capacidad. Se hizo en la Orden ITC/2794/2007 de 27 de septiembre, en la cual se estableció un pago diferenciado para el servicio de disponibilidad (se definió pero no fue desarrollado ni aplicado hasta la aprobación de Orden ITC/3127/2011) y un incentivo a la inversión. En esta orden se modifica el sistema hasta ahora establecido de garantía de potencia por los pagos de capacidad definidos en la antigua Ley del 1997, revisa las tarifas eléctricas a partir del octubre de 2007, aprobando la regulación de los pagos por capacidad definidos en la antigua Ley.

En esta nueva orden se determinan dos tipos de servicios:

- El servicio de disponibilidad, se determinó poner a disposición del Operador del Sistema toda o parte de potencia por parte de instalaciones de producción. Este servicio de disponibilidad está destinado a contratar capacidad de potencia en periodos de un año o inferior, a las tecnologías que pueden no estar disponibles en periodos de demanda punta. Puede ocurrir que las centrales generadoras no estén disponibles porque con su funcionamiento regular, no podrían recuperar los costes fijos (caso de las centrales térmicas de fuel), o también porque hay instalaciones como las hidráulicas regulares, en las que la materia prima se puede almacenar a bajo coste, creando un nivel de incertidumbre respecto a la distribución y por tanto a la disponibilidad de la potencia ya que dependiendo de la gestión de materia prima se puede obtener unas diferencias entre costes de oportunidad a corto y largo plazo, que se calculan para obtener mayores beneficios.

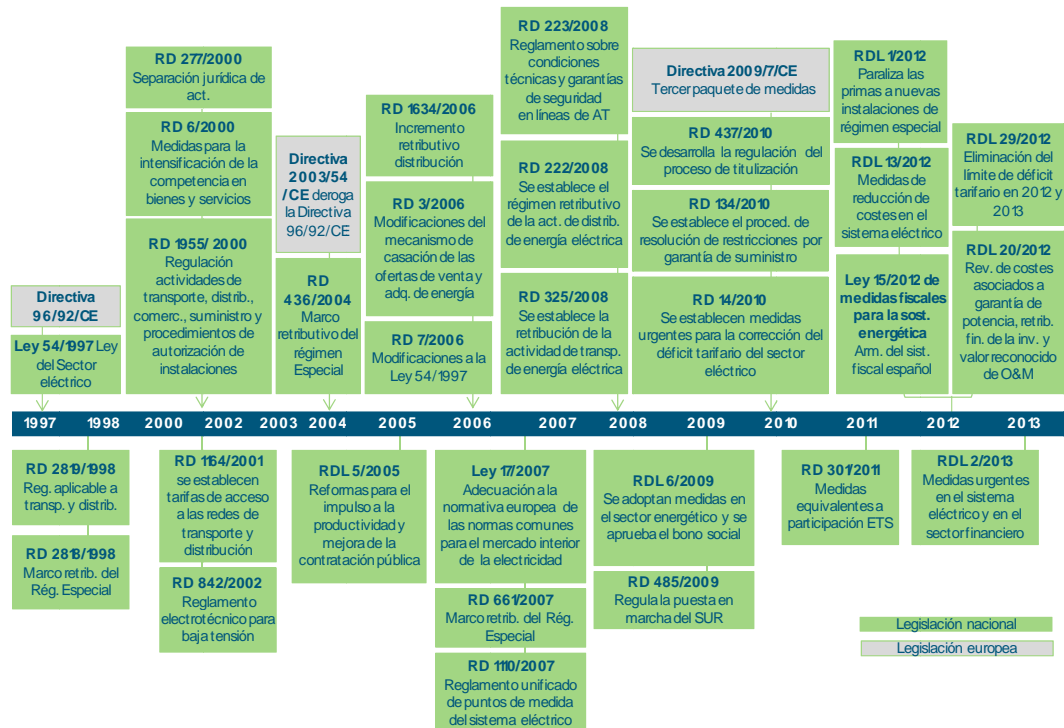
- El incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo, se fijó para aumentar la construcción y puesta en funcionamiento de nuevas instalaciones de generación mediante los pagos de capacidad y así permitirles recuperar los costes de inversión.

Las condiciones sobre la prestación de la regulación de los pagos por capacidad son establecidos en el anexo III de la Orden, en la que aparecen los requisitos para participar como proveedor del servicio, la retribución de dichos pagos por la capacidad de potencia aportada a medio y largo plazo por la instalaciones de generación.

En el 2011 se publica una nueva orden, la Orden ITC/3127/2011 del 17 de noviembre, en la que se regula el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y se modifica el incentivo a la inversión del anexo III de la Orden.



La reforma más actual, se hace en el Real Decreto-Ley 13/2012 del 30 de marzo, por el cual se modifica los valores de los incentivos de inversión fijados en la Orden ITC/2794/2007 y revisados en la Orden ITC/3127/2011, pero solo excepcionalmente para el año 2012.



Orden ITC/3127/2011

En esta orden se introduce el nuevo concepto de pagos de capacidad, en el que se incluyen dos tipos de servicios:

El primer servicio es de disponibilidad a medio plazo, está dirigido por el Operador del Sistema e intenta promover la disponibilidad en un año o inferior, de las instalaciones que pudieran no estar disponibles para fomentar y mantener las condiciones necesarias para garantizar el suministro a corto y medio plazo.

La Ley del Sector Eléctrico del 1997, se diseñó para asegurar la disponibilidad de toda la generación, pero hay que destacar que la crisis económica mundial ha afectado al sector energético español provocando una ruptura en la evolución de la demanda. Además por otro lado, el Gobierno español se comprometió a producir el 20% de la energía primaria a través de fuentes de energía renovable en 2020, incentivando el aumento de la producción renovable en el sector eléctrico para el beneficio a largo plazo. Sumando estos efectos (bajada del consumo e integración de renovables), se ha producido un efecto negativo en los ingresos de las centrales de régimen ordinario que son principalmente las encargadas del equilibrio entre oferta y demanda a medio y largo plazo.



A todo esto también hay que destacar, unas reducciones significativas en las horas de funcionamiento de algunas tecnologías, las cuales no han podido solucionarse con una producción mayor e intentando llevarla a otros sistemas europeos debido a la poca capacidad de interconexión con Francia.

Por estas razones se ha establecido el servicio de disponibilidad a medio plazo, en un horizonte temporal anual, el cual fijará un pago para las centrales, para que estén en funcionamiento y sean necesarias para asegurar el suministro. Estos pagos se determinarán en función de la potencia neta instalada de la central y su disponibilidad. También se revisa el incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo en instalaciones de generación que pusieron en marcha a partir de la Ley del 1997, actualizando el pago a 26.000 euros/MW/año. Además se incorpora al servicio centrales que han realizado inversiones medioambientales significativas para reducir emisiones de óxidos de azufre y de plantas de desulfuración.

La función principal de la orden es desarrollar el servicio de disponibilidad a medio plazo para las centrales que sean capaces de dar una cobertura rápida en periodos de punta y las cuales sin el apoyo económico aprobado, podrían dejar de estar disponibles.

Principalmente el servicio será para las centrales térmicas de régimen ordinario inscritas en la Sección Primera del Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica como son las centrales de fuel-oil, de carbón, de ciclo combinado y también se aplicarán en instalaciones hidráulicas de embalse, bombeo puro y mixto. No se aplicará el servicio sobre centrales hidráulicas fluyentes, instalaciones con potencia superior a 50 MW e instalaciones de co-combustión de biomasa y/o biogás en centrales térmicas del régimen ordinario.

Por otra parte, se le encarga a la Comisión Nacional de Energía (CNE) la elaboración de una propuesta sobre estos pagos en un plazo de 6 meses, así como proponer un mecanismo competitivo para garantizar la seguridad del suministro a largo plazo, también proponer los pagos para dotar al sistema eléctrico de margen de cobertura adecuado y proponer un calendario para su implementación.

Retribución del servicio de disponibilidad

El responsable de liquidar este incentivo a cada titular de las instalaciones correspondientes será el Operador del Sistema, que entregará la retribución anual por disponibilidad, la cual se calculará por medio de esta fórmula:

$$RSD_{ij} = a \times \text{ind}_j \times P_{Ni}$$

Donde:

RSD_{ij}: Retribución anual por disponibilidad del grupo *i* correspondiente a la tecnología *j*, se expresa en euros.



a: es un índice que representa la retribución anual por disponibilidad, expresada en euros por MW. El valor de este índice será 5.150 €/MW. Para años posteriores el valor del índice lo designará MINETUR (antes el antiguo Ministerio de Industria, Turismo y Comercio).

indj: es un índice que representa la disponibilidad de la tecnología *j*, expresada en términos unitarios con tres decimales. Para años posteriores, el valor del índice lo designará MINETUR (antes el antiguo Ministerio de Industria, Turismo y Comercio).

Los valores de este índice en esta orden serán:

- Centrales de ciclo combinado: 0,913.
- Centrales de carbón: 0,912.
- Centrales de fuel-oil: 0,877.
- Centrales hidráulicas de bombeo y embalse: 0,237.

PNi: es la potencia neta del grupo *i* que figura en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica o parte de esa potencia, que se pone a disposición del Operador del Sistema. La potencia neta se expresa en MW.

La potencia neta tendrá varias definiciones dependiendo el tipo de central. Para cada grupo térmico es la máxima potencia que pueda mantener en funcionamiento continuo durante al menos 100 horas, referida a los bornes del generador y suponiendo el uso total de las instalaciones, que halla combustible suficiente y con la calidad habitual. Esta potencia se calculará mediante un protocolo general descrito en esta orden.

Para cada grupo hidráulico convencional o mixto, será la potencia máxima que pueda mantener en funcionamiento continuo durante al menos de 15 horas, referida a los bornes del generador y suponiendo el uso total de las instalaciones, teniendo en cuenta las condiciones de caudal y altura del salto.

Y para los grupos de bombeo puro, será la potencia máxima que puedan mantener en funcionamiento continuo durante al menos 2 horas, referida a los bornes del generador y suponiendo el uso total de las instalaciones.

Financiación del servicio de disponibilidad

Este servicio será financiado de forma obligada por los comercializadores y consumidores directos en el mercado, por la energía que adquieren por los diferentes métodos de contratación y destinado al consumo.

Los productores de energía, instalaciones generadoras, están exentas de financiar el servicio, ya que estas tecnologías necesitan energía eléctrica para el uso de su central, por lo que forma parte del autoconsumo de producción y de consumo de bombeo.

Para calcular este pago, se sumarán los términos mensuales de cada periodo tarifario que resultan de multiplicar la demanda de energía elevada a barras de central adquirida en el mercado de producción por el precio unitario por capacidad, se expresa en la siguiente fórmula:

$$PC(c,m) = \sum_{i=1}^6 X_i \cdot Dbc(c,m)_i$$



Donde:

$PC(c,m)$ = Pago por capacidad del comercializador, consumidor directo o agente externo c , en el mes m , por la energía adquirida en el mercado de producción.

$Dbc(c,m)i$ = Demanda de energía elevada a barras de central, adquirida en el mercado de producción por el comercializador, consumidor directo y agente externo en el mes m y en el periodo tarifario i .

Xi = Precio unitario por capacidad, expresado en €/kWh, que para cada periodo tarifario i , dependiendo de la diferenciación de periodos tarifarios de la tarifa de acceso que aplique, se toman los siguientes valores:

Tarifa	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión:						
2.0	0,005712					
2.0.DHA	0,005885	0,000993				
3.0A	0,010331	0,005310	0,000071			
Alta tensión:						
3.1. ³	0,007934	0,004272	0,000000			
6.1	0,007934	0,003662	0,002441	0,001831	0,001831	0,000000
6.2	0,007934	0,003662	0,002441	0,001831	0,001831	0,000000
6.3	0,007934	0,003662	0,002441	0,001831	0,001831	0,000000
6.4	0,007934	0,003662	0,002441	0,001831	0,001831	0,000000

Requisitos:

Las empresas de generación que deseen prestar su disponibilidad para aportar energía eléctrica al mercado para el siguiente año, deben notificarlo al Operador del Sistema y a la Dirección General de Política Energética y Minas de MINETUR (antes del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio), antes del 1 de septiembre del año solicitado, entregando un listado con las unidades de generación y la potencia de éstas.

En cinco días hábiles como máximo el OS remite la notificación correspondiente que se exigirá para la obtención de los pagos, que las instalaciones generadoras aseguren anualmente una potencia media disponible al 90% de su potencia neta en las horas de los periodos tarifarios 1 (comprende 6 horas diarias en los días tipo A, de lunes a viernes no festivos de temporada alta con punta de mañana y tarde, y 8 horas diarias de los días tipo A1, de lunes a viernes no festivos de temporada alta con punta de mañana) y 2 (comprende 10 horas diarias en los días tipo A, de lunes a viernes no festivos de temporada alta con punta de mañana y tarde, y 8 horas diarias de los días tipo A1, de lunes a viernes no festivos de temporada alta con punta de mañana).

Esta potencia media disponible anual en los anteriores periodos mencionados se calcula cada mes conjuntamente con la liquidación de la retribución de los pagos.

Puede haber indisponibilidades programadas, si previamente en un plazo no inferior a 20 días se avisa y se acuerda con el Operador del Sistema. Por otra parte, estas indisponibilidades no pueden sobrepasar en ningún caso el 33% de las horas en los periodos tarifarios 1 y 2.

Incumplimiento:



La CNE es la responsable de inspeccionar las condiciones de pagos del servicio, además de vigilar la disponibilidad de las centrales y las liquidaciones de la prestación realizadas por OS.

Si no se cumple el servicio contratado por parte de las instalaciones de generación el Operador del Sistema, en 15 días desde que se produce, se lo comunicará a la Comisión Nacional de Energía y a la Dirección General de Política Energética y Minas, la cual resolverá con una penalización a la instalación en proporción a la gravedad y prohibirá volver a seguir con el servicio hasta que asegure una potencia media disponible anual superior al 60% en los periodos tarifarios 1 y 2, descontando las indisponibilidades programadas. Si en otro caso la instalación no puede asegurar la potencia media disponible anual se le reduce el incentivo anual proporcionalmente al número de horas y a la potencia no disponible en los periodos tarifarios 1 y 2, esta reducción se podrá hacer hasta un 75% del incentivo.

La Dirección General de Política Energética y Minas tendrá que resolverlo en un periodo de 6 meses desde la notificación del OS y hasta ese momento el OS suspenderá provisionalmente la liquidación del pago.

Modificaciones de la Orden de 2011 respecto al Orden ITC/2794/2007 de 27 de septiembre

En esta nueva orden se suprimen varios apartados de la orden del 2007, pero el punto modificado a destacar, trata sobre la retribución al incentivo a la inversión de las instalaciones. La retribución del incentivo de la inversión a largo plazo para las instalaciones generadoras será aumentada, el pago anual por este servicio asciende a 26.000 euros/MW/año respecto los 20.000 euros/MW/año de la Orden ITC/2794/2007, esto valdrá para las instalaciones cuya autorización administrativa previa o acta de puesta en marcha se otorgó a partir del 1 de enero de 1998 por la Ley del Sector Eléctrico.

La CNE será la encargada de inspeccionar las instalaciones generadoras que reciben estos pagos para comprobar su operatividad, tienen que haber funcionado durante 1.000 horas anuales. Si la CNE halla irregularidades avisará a la Dirección General de Política Energética y Minas y esta resolverá la retirada parcial o total de este incentivo.

En el Real Decreto de 13/2012, cabe destacar la modificación de los valores de incentivo de inversión fijados en la Orden ITC/2794/2007, y revisados en la Orden ITC/3127/2011, pero solo excepcionalmente para el año 2012. El pago anual por este servicio disminuye a 23.400 euros/MW/año.

La retribución del incentivo a la inversión y servicio de disponibilidad vigentes establecidos en la Orden 3127/2011 y en el Real Decreto ley 13/2012, se muestran en la tabla 2.



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

Servicio de disponibilidad €/MW/año aplicación transitoria de 1 año	Orden 3127/2011
Ciclos combinados	4.697
Centrales de carbón	4.702
Centrales de fueloil	4.517
Centrales hidráulicas de embalse y de bombeo	1.221
Centrales hidráulicas fluyentes	0
Centrales de régimen especial	0

El dinero destinado a retribuir a las empresas convencionales para asegurar el suministro eléctrico parece ser excesivo, ya que para conseguir que las empresas convencionales inviertan y produzcan, obtienen pagos muy beneficiosos con los que hacen frente a sus costes de inversión y además consiguen un gran margen de beneficio. En la normativa española se definen dos tipos de servicios: el primero, el incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo y el segundo, el servicio de disponibilidad a medio plazo.

Si una empresa recibe pagos por capacidad en concepto de incentivo a la inversión, también podrá optar al servicio de disponibilidad, según dice la Orden ITC/3127/2011. Según la normativa española, el responsable de entregar el incentivo a cada titular de las instalaciones correspondientes es el Operador del Sistema. El primer incentivo a la inversión se estableció en la Orden ITC/2794/2007 y fue de 20.000 €/MW/año, pero en la Orden ITC/3127/2011, el incentivo a la inversión se aumenta a 26.000 €/MW/año y con carácter excepcional para el año 2012 se reduce a 23.400 €/MW/año, en el Real Decreto Ley 13/2012. De igual forma la cuantía del incentivo a la inversión medioambiental establecida en 8.750 €/MW/año en la Orden 3127/ 2011, se reduce con carácter excepcional para el año 2012 a 7.875 €/MW/año, en el Real Decreto Ley 13/2012.

Mientras la retribución anual por disponibilidad será calculada mediante la siguiente fórmula:

$$RSD_{ij} = a \times ind_j \times PNi$$

Donde:

RSD_{ij}: Retribución anual por disponibilidad del grupo *i* correspondiente a la tecnología *j*, se expresa en euros.



a: es un índice que representa la retribución anual por disponibilidad, expresada en euros por MW. El valor de este índice será 5.150 €/MW. Para años posteriores el valor del índice lo designará MINETUR.

indj: es un índice que representa la disponibilidad de la tecnología *j*, expresada en términos unitarios con tres decimales. Para años posteriores el valor del índice lo designará MINETUR.

Los valores de este índice en esta orden serán:

- Centrales de ciclo combinado: 0,913.
- Centrales de carbón: 0,912.
- Centrales de fuel-oil: 0,877.
- Centrales hidráulicas de bombeo y embalse: 0,237.

PNi: es la potencia neta del grupo *i* que figura en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica o parte de esa potencia, que se pone a disposición del Operador del Sistema. La potencia neta se expresa en MW.

Aplicando las leyes anteriores, las empresas que cobren el incentivo a la inversión, recuperarán aproximadamente un tercio (alrededor del 30% como mínimo) de la inversión inicial. También, se tiene que tener en cuenta que la empresa que obtenga el incentivo a la inversión, también puede recibir el servicio a la disponibilidad aumentando sus ingresos. Estos pagos excesivos, según algunas opiniones, perjudican la competencia de otras empresas generadoras que intentan entrar en los mercados, pero sin asegurarse recuperar su inversión, por lo cual otras centrales que no puedan optar a esta remuneración tienen una gran desventaja económica, situación que es contraria a la competencia.

Sistema de información e-sios

Red Eléctrica ha desarrollado un sistema de información denominado Sistema de Información del Operador del Sistema (e-sios) para realizar las tareas de información y gestión de los procesos relacionados específicamente con el mercado eléctrico.

El sistema e-sios permite a Red Eléctrica:

1. Comunicarse con el Operador del Mercado Ibérico, Polo Español (OMIE), con quien intercambia los resultados de la casación del Mercado Diario y los sucesivos Mercados Intradiarios.
2. Comunicarse con los Sujetos del Mercado (SM), quienes acuden al mercado eléctrico español con ofertas de compra o venta de energía, para notificarles a continuación la aceptación o rechazo de dichas ofertas, de forma transparente y confidencial.
3. Comunicarse con los técnicos del propio OS (Operador del Sistema), de quienes recibe órdenes de validación y tratamiento de ofertas, ajustes consecuencia de alteraciones técnicas o situaciones excepcionales en la red de transporte, asignación de servicios complementarios, etc. que darán lugar a la definición de cada una de las programaciones horarias.
4. Comunicarse con los operadores de los sistemas eléctricos de países vecinos, con el fin de evaluar la capacidad técnica de las líneas de interconexión, así como la capacidad disponible para uso comercial una vez aplicados los



- criterios de seguridad establecidos en ambos sistemas, y de gestionar las restricciones de red en las interconexiones internacionales.
5. Publicar los resultados de los distintos mercados y programaciones, con el fin de que cada destinatario de los mismos actúe según corresponda.
 6. Almacenar tanto la información que entra en el sistema como la resultante de los distintos procesos, en su base de datos histórica.

Según la legislación vigente, Red Eléctrica como operador del sistema tiene la obligación de hacer públicos los resultados de los mercados o procesos de operación del sistema, garantizando en todo momento el secreto de la información de carácter confidencial puesta a su disposición por los sujetos del mercado.

Para ello, ha desarrollado y publicado dos webs:

- Web de acceso seguro mediante certificado (<https://sujetos.esios.ree.es>), en la que los sujetos del mercado intercambian información confidencial con el operador del sistema.
- Web pública de e-sios (<http://www.esios.ree.es>), donde Red Eléctrica pone a disposición de cualquier persona la información pública resultado de los procesos de operación bajo su responsabilidad.

Desde la página principal de la web pública se muestra, en tiempo real, la última situación de los programas y los resultados de los distintos mercados de operación:

- Precios del mercado diario en España - Portugal (MIBEL) y Francia.
- Precios de los mercados intradiarios en España - Portugal (MIBEL).
- Energía y precios del proceso de solución de restricciones en el mercado diario.
- Banda de regulación secundaria y precio de banda.
- Energía y precio de gestión de desvíos.
- Energía y precio de regulación terciaria.
- Precio de los desvíos en tiempo real.
- Capacidades, programas y saldos en tiempo real de las interconexiones internacionales.

Además se publica información sobre programas de energía y demanda eléctrica, mercados de producción, previsiones de demanda, información de interconexiones, etc.

Precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC). La web de e-sios publica desde el 31 de marzo de 2014 el término de facturación de energía del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC). El precio se publica en e-sios sobre las 20:00 para cada hora del día siguiente. Este servicio del operador del sistema permite, a los consumidores acogidos al PVPC con contador inteligente, conocer los precios a los que se les facturará la energía consumida en cada hora del día siguiente según el peaje de acceso que tengan contratado: peaje general, peaje con discriminación de consumo nocturno o peaje supervalle.



Calculadora LUMIOS

Red Eléctrica ha puesto en marcha un sistema para calcular el gasto de energía eléctrica de los hogares que no cuentan con contador inteligente. Esta nueva herramienta, denominada LUMIOS, muestra a aquellos consumidores que aún no tienen instalado el contador inteligente cuál va a ser el importe del término de energía de su factura eléctrica, introduciendo el periodo de facturación y el consumo de kWh estimado según la tarifa (general, discriminación nocturna y vehículo eléctrico) y el perfil de consumo asignado.

Esta herramienta ayudará al pequeño consumidor (el que tiene una potencia contratada no superior a 10 kW y está acogido al PVPC) a conocer cómo se elabora su nueva factura de electricidad, cuya metodología de cálculo entró en vigor en abril.

7. Evaluación del mercado de capacidad de PJM (Reliability Pricing Model, RPM).

PJM coordina los movimientos de coordinates the movement of wholesale electricity in all or part of 13 states
El PJM coordina el movimiento de la electricidad al por mayor en todos o parte de 13 estados
Coordinates and directs
Coordina y dirige
region's transmission grid
la red de transmisión de la región
wholesale
venta al por mayor
plans regional transmission expansion improvements to maintain grid reliability and relieve congestion. Planea mejoras de extensión de transmisión regionales para mantener la fiabilidad de rejilla y aliviar la congestión

Vamos a estudiar la evaluación del mercado de capacidad del sistema PJM, conocido como Reliability Pricing Model (RPM), elaborado por The Brattle Group a instancias del operador del sistema en este mercado. En opinión de los autores del informe, el mercado de capacidad de PJM funciona correctamente y ha conseguido atraer inversión en nueva capacidad, reducir los costes de suministro de energía eléctrica y mantener un nivel de disponibilidad de la capacidad existentes suficientes para cumplir con los requisitos de margen de reserva establecidos para el sistema PJM.

La consultora The Brattle Group publicó en el año 2011 un informe de evaluación del funcionamiento mercado de capacidad de PJM ("PJM's reliability pricing model" o RPM), el cual vamos a estudiar. Dicho informe se elabora a petición de PJM Interconnection L.L.C. (operador del sistema y del mercado).



En opinión de los autores, el mercado de capacidad de PJM funciona correctamente, ya que habría conseguido atraer inversión en nueva capacidad y mantener un nivel de disponibilidad de la capacidad existente suficientes para cumplir con los requisitos de margen de reserva establecidos. Además, el mercado de capacidad de PJM habría contribuido a reducir los costes de suministro al fomentar la competencia entre las diferentes tecnologías de generación existentes y nuevas tecnologías, incluyendo los recursos de gestión de la demanda, y habría facilitado la toma de decisiones eficientes en cuanto a inversión en adecuación medioambiental o cierre de centrales de carbón antiguas.

El mercado de capacidad de PJM se basa actualmente en subastas anuales de capacidad en nodos determinados a tres años vista (“base residual auctions”) y subastas adicionales (“incremental auctions”) que permiten ajustar la oferta de capacidad en función de los cambios en la previsión de la demanda y de la capacidad de las redes de transporte y de las interconexiones. Aunque una gran parte de variabilidad de los precios de la capacidad está ligada a factores fundamentales de oferta y demanda, determinados episodios de elevada volatilidad del precio tienen su origen en cambios en el diseño del mercado, mientras que una fuente importante de incertidumbre es la fijación mediante procedimientos administrativos de determinados parámetros del modelo de retribución de la capacidad en PJM.

Este informe de evaluación del funcionamiento del RPM de PJM divide el análisis realizado en, básicamente, las siguientes secciones: (a) análisis de los resultados de las subastas de capacidad realizadas hasta la fecha con el fin de valorar la efectividad del RPM a la hora de promover la inversión en capacidad para garantizar la seguridad de suministro, (b) preocupaciones de los agentes implicados, (c) coste de entrada de la nueva capacidad, (d) evaluación de elementos individuales del diseño del RPM, como la curva de demanda de capacidad, y (e) áreas de mejora.

A) Análisis de los resultados de las subastas de capacidad.

El RPM introdujo un mercado basado en una subasta anual de capacidad a tres años vista en la que la demanda era considerada mediante una curva con pendiente descendente. El informe indica que el RPM ha atraído y retenido suficiente capacidad como para cumplir con el margen de reserva objetivo. Además, el RPM habría incrementado la competencia entre los diferentes tipos de recursos de capacidad (nuevas plantas, mejoras en generación ya existente, recursos de demanda). La existencia de una gran variedad de recursos implica que las curvas de oferta en las subastas son cada vez más planas (menor pendiente), lo que redundaría en un mayor nivel de competencia y una menor volatilidad de los precios. Además, las subastas de capacidad ofrecen a los agentes señales económicas que les permiten optimizar las decisiones relativas a mejoras medioambientales de las unidades de carbón más antiguas u optar por su cierre.

En las subastas realizadas, el precio de la capacidad ha sido coherente con la coyuntura de oferta y demanda de capacidad, así como con la capacidad de transporte



disponible, situándose por debajo del coste de un nuevo entrante (de acuerdo con la situación actual de PJM no era necesario invertir en nueva capacidad, dada la elevada disponibilidad de recursos de demanda).

- B) Preocupaciones de los agentes implicados (transportistas, generadores, distribuidores, clientes finales, etc.).

Las principales fuentes de preocupación de los agentes fueron: (1) la volatilidad e incertidumbre sobre los precios en el mecanismo RPM, (2) la conveniencia de esquemas de contratación a largo plazo para facilitar la financiación de nuevas inversiones, (3) la relación entre la compensación a la capacidad de generación ya instalada y a la nueva capacidad, (4) el impacto de la potencial retirada de un volumen importante de capacidad de generación en respuesta a nueva normativa medioambiental, (5) la creciente dependencia de recursos de demanda para la cobertura de la misma y (6) la bondad del mecanismo de fijación de los objetivos de recursos para la cobertura de demanda, que depende de los métodos para determinar el margen de reserva y las previsiones de demanda. Los autores del informe concluyen que, en general, la mayor parte de las críticas al RPM no tienen un respaldo empírico y ofrecen recomendaciones y propuestas sobre cada una de estas cuestiones para mitigar las dudas de los agentes.

- C) Coste de entrada de nueva capacidad de generación.

Este es uno de los parámetros utilizados para definir la curva de demanda de capacidad en el RPM. The Brattle Group, basándose en un análisis de los costes de inversión y operación de distintas tecnologías, recomienda mantener la turbina de combustión como la tecnología de entrada de referencia. El informe recomienda introducir mejoras tanto en el método de cálculo de los costes de capital de la nueva capacidad como en la metodología para estimar el coste neto de entrada (coste de capital menos el margen neto esperado por dicha tecnología en los mercados de energía y servicios complementarios).

- D) Evaluación de elementos individuales del diseño del RPM.

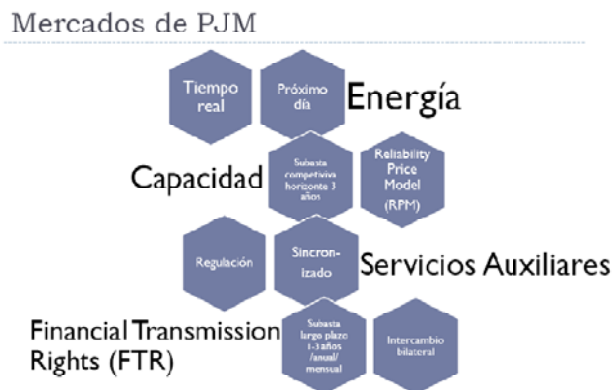
En esta sección del informe los autores analizan algunas de las posibilidades existentes para incrementar la transparencia y la estabilidad de los precios en el RPM. Según The Brattle Group, debería reducirse la incertidumbre a la que se enfrentan los agentes por la fijación, mediante métodos administrativos, de determinados parámetros ligados a la modelización de las áreas de suministro (“locational deliverability areas”), la estimación de la capacidad máxima en las líneas de transporte y las previsiones de evolución de la demanda. The Brattle Group propone añadir nuevos horizontes de previsión en los procesos de planificación de las redes (p. ej., a cuatro, cinco y diez años), reducir la frecuencia de cambios significativos en la capacidad de las redes dentro de los procesos de planificación e incrementar la coordinación entre los procedimientos de planificación y las metodologías para fijar los márgenes de reserva dentro del RPM para, en momentos en los que exista preocupación sobre el margen de reserva, facilitar la respuesta de los mecanismos de mercado en vez de recurrir a contratos bilaterales

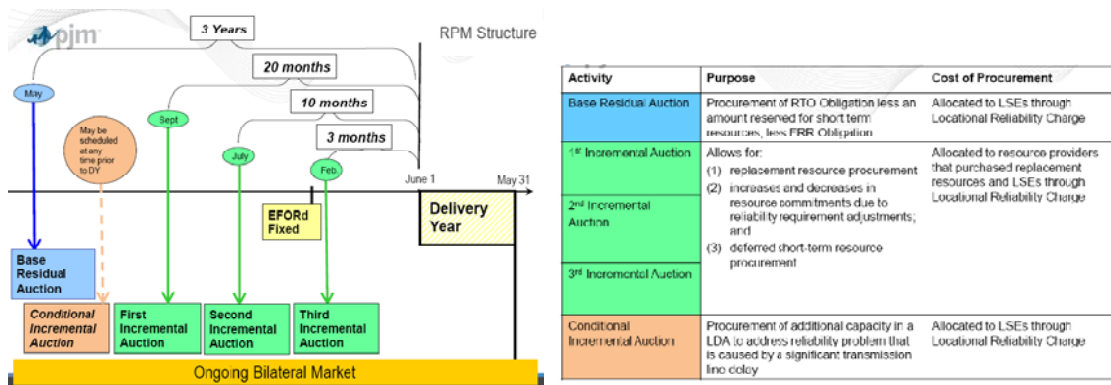


entre el operador del sistema y unidades de generación individuales (“reliability must-run contracts”). Además, los autores del informe recomiendan complementar las subastas a tres años con subastas adicionales voluntarias u otros mecanismos (p. ej., una plataforma “over the counter”) que facilite los intercambios bilaterales de productos de capacidad.

E) Áreas de mejora.

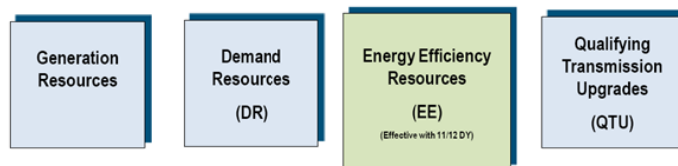
En la última sección del informe, los autores analizan algunos potenciales riesgos para el funcionamiento del RPM y ofrecen recomendaciones para evitar posibles problemas. Uno de ellos reside en el diseño de la curva de demanda utilizada en las subastas. Esta curva puede alcanzar un precio máximo igual a 1,5 veces el coste de entrada neto determinado administrativamente. Sin embargo, los márgenes por energía y servicios complementarios considerados para calcular el coste de entrada neto proceden de un análisis histórico. Así, si históricamente ocurrieran episodios de márgenes altos (como puede ser por condiciones climatológicas o por indisponibilidades puntuales de generadores o elementos del transporte), pudiera resultar que la curva de demanda fuera nula, lo cual evidentemente no tendría sentido. Para evitar esto, The Brattle Group recomienda elevar el techo sobre los precios de la capacidad, basándose en un análisis de simulación del mercado PJM. Además, proponen otros cambios que facilitarían la supervisión del mercado (p. ej., modelización más proactiva de las áreas de suministro, verificación de los recursos disponibles, cambios en las reglas de oferta en las subastas RPM, etc.).





Como se puede observar en el diagrama del mercado bilateral en curso, la mayoría de la capacidad es conseguida en la primera subasta conducida durante un año de entrega, conocido como Base Residual Auction.

Los recursos en RPM son los siguientes:



Con respecto a los recursos de eficiencia energética, tendremos la instalación de dispositivos o equipos más eficientes, o implementación de procesos/sistemas más eficientes que cumplen los últimos códigos de construcción, estándares de aplicación, u otros estándares relevantes en el momento de instalación, conocido en el momento del compromiso del mercado de capacidad. Estos estarán diseñados para conseguir una reducción continua de la demanda eléctrica en el punto de venta al por menor del usuario, midiéndose el valor de instalación EE durante las horas de rendimiento definidas en el año de entrega, durante el cual deberá estar totalmente puesto en práctica, habiéndose programada antes del año en curso. El Recurso de EE deberá tener un valor de reducción de demanda mínimo de 0.1 MW para participar en la Subasta de RPM.

PJM revisará y aprobará el valor EE nominado que puede ser ofrecido en la subasta RPM. Se elaborará un informe post-instalación donde se incluirán los resultados de actividades de medición y verificación reales, antes cada año entrega, donde el recurso EE esté comprometido, el cual deberá presentarse a más tardar 15 días hábiles antes de cada año entrega. El PJM examinará y aprobará el valor nominado de EE durante el año de entrega.

El valor de Eficacia Energética nominado es la reducción de demanda media esperada (MW) durante las Horas de Interpretación EE. Este valor es equivalente a la



capacidad no forzada (ICAP, unforced capacity) o valor de capacidad instalada de un recurso de generación, el cual es calculado de la siguiente forma:

$$\text{Unforced Capacity Value Of EE Resource} = \text{Nominated EE Value} * \text{DR Factor} * \text{Forecast Pool Requirement (FPR)}$$

For Example:

$$103.4 \text{ MW} = 100 * 0.957 * 1.0806$$

Unforced Capacity Value For EE Resource = 103.4 MW

En el siguiente cuadro se recogen valores que se han conseguido en unos años:

Delivery Year	Auction	Total EE Resources Offered in PJM (UCAP MW)	Total EE Resources Cleared in PJM (UCAP MW)
2011/2012	3 rd IA	92	78
2012/2013	BRA	653	569
	2 nd IA	46	17
	3 rd IA	83	81
2013/2014	BRA	757	679
	1 st IA	72	69
	2 nd IA	144	122
2014/2015	BRA	832	822
	1 st IA	150	134
2015/2016	BRA	940	923

UCAP MW values are rounded.

A continuación se expone un ejemplo de la cantidad monetaria recibida por un consumidor (en subasta diaria y subasta anual), al reducir la potencia en una zona geográfica determinada:

Example:
 An EE Provider that cleared 10 MW (UCAP) of an EE Resource located in PECO zone (part of the EMAAC LDA) in the 15/16 BRA would receive Annual-product RCP in EMAAC = \$167.46/MW-day.

*Daily Auction Credit = 10 MW * \$167.46/Mw-day = \$1674.60/day*

*Annual Auction Credits = \$1674.60/day * 366 days/year = \$612,903.60/yr*

En este mercado, el consumidor debe hacerse cargo de los costos de las medidas de verificación y control de la potencia, así como de la auditoría, y de la capacidad de reemplazo si tuviese lugar; además corre los riesgos de cargos por deficiencia en la potencia, y posibles futuros cambios en las reglas de mercado.



El informe de The Brattle Group arroja luz sobre el funcionamiento de los sistemas de pagos por capacidad basados en subastas. En este sentido, resulta muy significativo que las principales fuentes de incertidumbre, volatilidad y potenciales problemas de funcionamiento tengan que ver directamente con la fijación administrativa de los parámetros del mecanismo de subastas y no con el propio funcionamiento del mercado. Así, parece que pese a que este tipo de sistemas se denominan mercados, en la práctica se trata de modelos muy regulados y, por tanto, sujetos en último término a la intervención más o menos evidente del regulador.

8. Desarrollo de un mercado único para la electricidad en los países miembros de la UE (regulación transfronteriza). Desarrollo de las directrices marco y códigos de red.

Hace unos años el Consejo Europeo, bajo la dirección del Presidente permanente de la Unión Europea pero con el concurso y estrecha cooperación de la Comisión, centró una reunión extraordinaria en dos temas, energía e innovación, y estableció no sólo objetivos claros, sino calendarios precisos para su cumplimiento. Así, se propusieron completar las interconexiones e infraestructuras energéticas para el año 2020, de especial importancia para los sistemas y mercados Bálticos, el Reino Unido e Irlanda y la Península Ibérica, donde ya se puso en marcha un Espacio energético Ibérico a finales de los noventa, donde deberían incluirse en los próximos años las interconexiones transpirenaicas. En el ámbito del mercado interior, el objetivo temporal se sitúa en el 2014, a través de una Directiva de codificación. Una Directiva sobre el mercado interior de la energía.

El objetivo de la Unión Europea es no puede detenerse ante la naturaleza y magnitud de los desafíos globales de todo orden, siendo la energía es una pieza esencial para ello. Disponer de precios energéticos competitivos es para las Empresas europeas un elemento esencial de su competitividad y para los consumidores de su bienestar. Y para eso hace falta un mercado energético efectivamente integrado y eficiente. No un mercado segmentado ni territorial, ni económica ni jurídicamente, sino integrado.

Códigos y Normas de la red

El tercer paquete de directivas y reglamentos, que entró en vigor el 3 de marzo de 2011, introdujo un nuevo sistema para el establecimiento de códigos de red vinculantes a escala europea. El desarrollo de códigos de red vinculantes implica varios pasos.

- Reglamento (CE) n ° 714/2009 de 13 de julio de 2009, sobre las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y se deroga el Reglamento (CE) no 1228/2003



En primer lugar, la Comisión Europea (CE) señala a la "lista de prioridades anuales", la identificación de las áreas que se incluirán en el desarrollo de los códigos de red.

- Decisión de la Comisión de 21 de agosto de 2013 en el establecimiento de las listas anuales prioritarios para el desarrollo de los códigos y las orientaciones de la red para 2014 Texto pertinente a efectos del EEE
- Decisión de la Comisión de 19 de julio de 2012 sobre el establecimiento de las listas anuales prioritarios para el desarrollo de los códigos y las orientaciones de la red para 2013 Texto pertinente a efectos del EEE [2012/413/EU]

Al establecer las prioridades, la CE tiene que consultar:

- la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía ("ACER") ,
- la Red Europea de Gestores de Transporte de Electricidad (ENTSO-E) ,
- otras partes interesadas pertinentes.

Desde el año 2009 un "grupo de planificación", incluyendo la CE, ACER y la ENTSO supervisa el respeto de los procedimientos tercer paquete. El grupo de planificación elaboró un plan de trabajo de 3 años para la electricidad que se actualiza de forma regular.



EC / ACER / ENTSOE 3-year work plan ELECTRICITY
July 2014

Deliverable	Scoping Phase		ACER FG draft		ENTSO-E code drafting		ACER evaluation	ENTSOE NC revision (if applicable)	Comitology	
	Start	End	Start	End	Start	End			Start	End
Products/legislation relevant for effective implementation of the IEM										
FGon capacity allocation and congestion management			Q1/11	Q2/11						
NC on capacity allocation and congestion management					Q3/11	Q3/12	Q4/12		Q3/14	Q1/15
NC on forward markets					Q4/12	Q3/13	Q1/14		Q4/14	Q2/15
Regional progress, setup and testing (incl. AESAG process and Regional Initiatives Work Program)										
ECcomitology guideline on governance									Q1/14	Q1/15
Implementation measures					Q2/13	Q4/15				
FGon grid connection			Q2/11	Q2/11						
NC on generation connection (RIG)					Q3/11	Q2/12	Q3/12	Q1/13	Q3/14	Q1/15
NC on L30 and industrial load connection (L30)					Q1/12	Q4/12	Q1/13		Q3/14	Q1/15
NC on HV/DV connection					Q2/13	Q2/14	Q3/14		Q4/14	
FGon system operation			Q2/11	Q4/11						
NC on operational security					Q1/12	Q1/13	Q2/13	Q3/13	Q4/14	Q2/15
NC on operational planning and scheduling					Q2/12	Q1/13	Q2/13	Q3/13	Q4/14	Q2/15
NC on load-frequency control and reserves					Q3/12	Q2/13	Q3/13		Q4/14	Q2/15
NC on operational training I										
NC on requirements and operational procedures in emergency					Q1/14	Q1/15	Q2/15		Q4/15	
FGon balancing	Q3/11	Q4/11	Q1/12	Q3/12						
NC on balancing					Q1/13	Q4/13	Q1/14		Q4/14	Q2/15
ECcomitology guideline on transparency									Adopted (14/08/2013)	
FGon Third Party Access										
NC on third party access										
NC on data exchange and settlement										

Other Deliverables currently particularly uncertain or perceived as lower priority										
Deliverable	Scoping Phase		ACER FG draft		ENTSO-E code drafting		ACER evaluation	ENTSOE NC revision (if applicable)	Comitology	
	Start	End	Start	End	Start	End			Start	End
NC on connection procedures										
FGon energy efficiency regarding networks										
NC on energy efficiency regarding networks										
Possible Guidelines/FG on incentives to TSOs to increase cross-border										
Possible Guidelines on investment incentives to TSOs										
EC Comitology Guideline on tariffs										

LEGEND
 H Framework guideline
 NC Network Code

Footnote
 1) no date attained to this NC because work will start after 2014

Una vez establecida la lista de prioridades anuales, la CE invita ACER para desarrollar las "Directrices marco", el establecimiento de principios claros y objetivos para el desarrollo del código de red. Permanecen sin compromiso por 6 meses.

Una vez que la CE es consciente de que las "Directrices marco" facilita el desarrollo del mercado interior, solicita a ENTSO-E para preparar un código de red sobre la base de la directriz marco dentro de un año.

El código de red se somete a ACER de un dictamen motivado. Teniendo en cuenta su grado de cumplimiento de las directrices del Marco y el cumplimiento de los objetivos tercero del paquete, ACER envía el código de red a la CE y podrá recomendar que sea adoptado en un plazo de tiempo razonable a través de la comitología.



Código de red en Requisitos para la Conexión a la red aplicables a todos los generadores (RFG)

El código de red sobre los Requisitos para Generadores es visto como uno de los principales impulsores de la creación de soluciones armonizadas y los productos necesarios para una eficiente paneuropeo (y global) del mercado en tecnología de generadores. El propósito de este código de red es llevar adelante un conjunto de requisitos coherentes con el fin de responder a estos retos del futuro.

Última Actualización de Estado (11 de abril de 2013)

Las discusiones sobre NC RFG entre la Comisión Europea y los Estados miembros tuvieron lugar en enero de 2014 en el Comité transfronterizo de electricidad. Después NC MCCA, se convirtió en el segundo código para entrar en el procedimiento de comitología, el proceso por el cual los códigos de red se convertirá en ley. Durante esta fase, dada la amplia retroalimentación de la industria en general que ha sido cubierto en los últimos años para mejorar el código, la experiencia de los expertos de TSO en toda Europa en el proceso de redacción, y el reconocimiento de los reguladores sobre los cimientos de sus disposiciones, ENTSO -E espera con interés la cooperación con la Comisión Europea y los Estados miembros en los próximos meses. ENTSO-E espera que esto contribuya a la buena adopción del código en un formulario que creará importantes beneficios para los consumidores europeos

ENTSO-E ha publicado directrices de aplicación de la NC RFG, para apoyar el código, poniendo de relieve el impacto de las tecnologías específicas, el vínculo con las características de la red local, así como la necesidad de coordinación entre los operadores de red y los usuarios de la red.

Documentos presentados a Acer - Marzo de 2013:

- Enmiendas REGRT al Código de red para los requisitos de conexión a red aplicables a todos los generadores
- La respuesta de ENTSO-E para ACER Opinión No. 08/2012

El paquete final NC RFG presentado en Julio de 2012

- Código de red para Requisitos para conexión a la red aplicables a todos los generadores
- "RFG en vista del futuro sistema europeo de la electricidad y de los códigos de red Tercer Paquete"
- La evaluación de los comentarios de la consulta
- Preguntas más frecuentes
- Contornos Justificación
- Requisitos en el contexto de las prácticas actuales



Estado actual

Los expertos de la CE, los Estados miembros y los reguladores están discutiendo actualmente NC MCCA. Pero lejos de representar el final de la obra es establecer un mercado interior de la electricidad, el proceso de comitología es, de hecho, sólo el comienzo.

Los códigos de red se han desarrollado para ayudar a hacer realidad los tres objetivos de la política energética de Europa - de garantizar la seguridad del suministro; la creación de una economía competitiva de mercado interior de la electricidad; y la descarbonización del sector eléctrico. Para que esto suceda los códigos de red deben aplicarse y cumplirse en toda Europa.

Cada red requiere una serie de pasos que se deben tomar antes de que puedan entrar en vigor. Esto podría ser las decisiones nacionales, la celebración de acuerdos regionales o la creación de metodologías más detalladas. Todos los participantes del mercado, los GRD, los GRT y los reguladores estarán todos involucrados y habrá trabajo intenso de desarrollo y consulta requerida.

Los códigos de red relacionadas con la conexión utilizan un marco flexible, que permiten a algunos valores que se establezcan en el ámbito nacional, dentro de los rangos especificados en los códigos de red, mientras que otras cuestiones se abordan en una base paneuropea. Este enfoque refleja el hecho de que la infraestructura de transporte de energía eléctrica se ha desarrollado de manera diferente en muchos países europeos.

Código de red en la Asignación de Capacidad Forward (FCA)

ENTSO-E está trabajando para desarrollar los mercados paneuropeos en todas las escalas temporales. Estos plazos van desde los mercados para asegurar la capacidad de varios años antes de tiempo real, a día de anticipación, los mercados intra-día y en tiempo real de equilibrio. La implantación de los mercados transfronterizos armonizados en todos los marcos de tiempo dará lugar a un mercado europeo más eficiente y beneficios a los clientes. Mercados a plazo tienen un papel importante en permitir a las partes para asegurar la capacidad y las posiciones de cobertura por delante de los plazos del día anterior. El código de red de Asignación de Capacidad Forward se asegurará de que esto puede suceder en el futuro mercado paneuropeo.

Última Actualización de Estado (04 de abril 2014)

El 1 de octubre, ENTSO-E entregó el Código de red en la Asignación de Capacidad Forward (NC FC y documento de apoyo con una carta, a la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER). ACER publicado una opinión sobre el código en diciembre de 2013. En su opinión, la Agencia expuso una serie de temas por los cuales considera se requieren ajustes.



El 4 de abril, ENTSO-E volvió a presentar la FCA NC y el texto complementario para ACER, acompañado de un documento de apoyo en la firmeza, lo que pone de relieve el régimen firmeza mejorado considerablemente que ENTSO-E se ha incluido en esta versión del código.

Estado actual

Después de volver a presentar el código, ACER tiene tres meses para evaluar el código y emitir un dictamen, y puede recomendar el código para su aprobación a la Comisión Europea.

La participación de los interesados de ENTSO-E comprenderá las reuniones del Grupo Asesor de Partes Interesadas y públicos interesados, así como reuniones ad-hoc y el intercambio de puntos de vista con todas las partes interesadas, según corresponda. El Grupo Asesor de Partes Interesadas FCA (SAG) se compone de 15 miembros de 6 asociaciones y empresas diferentes, así como de la ACER y las autoridades reguladoras nacionales. La composición de los representantes elegidos es asegurar que todo el espectro de partes interesadas afectadas pueden expresar sus opiniones durante las discusiones.

Código de red en la Asignación de Capacidad y Gestión de la Congestión (MCCA)

El Código de red en el MCCA establece los métodos de asignación de la capacidad en un día de antelación y plazos intra-día y describe la forma en que se calculará la capacidad a través de las diferentes zonas. La implantación de los mercados transfronterizos armonizados en todos los marcos de tiempo dará lugar a un mercado europeo más eficiente y beneficiará a los clientes. Estas normas servirán de base para la implementación de un mercado único de la energía en Europa.

Última Actualización de Estado (11 de abril de 2013)

La congestión de Adjudicación de Capacidad de Gestión de Código (NC MCCA) fue el primer código de red para entrar en comitología en diciembre de 2013 y está siendo examinada y discutida en el Comité Transfronterizo Electricidad actualmente.

Durante esta fase, ENTSO-E está tratando de proporcionar el apoyo adecuado, y participar en debates con los Estados miembros, las instituciones y las partes interesadas para contribuir a problemas para adoptar el código en un formulario que creará importantes beneficios para los consumidores europeos.

Documentos relacionados:



- Anteproyecto de nivel de servicio enviado por la DG ENERto Comité Transfronterizo de Electricidad (14 de enero de 2014)
- La versión final del Código Red MCCA (27 de septiembre de 2012)
- La respuesta de ENTSO-E al dictamen motivado de ACER en el MCCA (8 de febrero de 2013)
- ENTSO-E la carta de la Comisión Europea (18 de marzo de 2013)
- Recomendación de ACER en el código de red MCCA (18/19 marzo de 2013)
- Enmiendas específicas de Acer al Código de Red MCCA (18/19 marzo de 2013)

El código de red MCCA fue el segundo código de red que será desarrollado por ENTSO-E y representa un paso importante en la implementación de un "modelo de llegada» para el diseño de los mercados europeos de la electricidad. Se ha desarrollado a través de un proceso abierto y transparente con las partes interesadas en cada etapa y por lo tanto refleja una amplia gama de puntos de vista.

Estado actual

Los expertos de la CE, los Estados miembros y los reguladores están discutiendo actualmente NC MCCA. Pero lejos de representar el final de la obra es establecer un mercado interior de la electricidad, el proceso de comitología es, de hecho, sólo el comienzo.

Los códigos de red se han desarrollado para ayudar a hacer realidad los tres objetivos de la política energética de Europa - de garantizar la seguridad del suministro; la creación de una economía competitiva de mercado interior de la electricidad; y la descarbonización del sector eléctrico. Para que esto suceda los códigos de red serán aplicados y cumplidos en toda Europa.

Cada red requiere una serie de pasos que se deben tomar antes de que puedan entrar en vigor. Esto podría ser las decisiones nacionales, la celebración de acuerdos regionales o la creación de metodologías más detalladas. Todos los participantes del mercado, los GRD, los GRT y los reguladores estarán involucrados y habrá trabajo intenso de desarrollo y consulta requerida.

La NC MCCA establece normas para el cálculo de la capacidad transfronteriza, definición y revisión de las zonas de licitación y los días de operación por delante y los mercados intradiarios. Muchos de los sujetos incluidos en el CN MCCA son altamente complejas y hay relativamente poca experiencia operativa en la que basarse a partir de (por ejemplo el método basado en el flujo de cálculo de la capacidad). Por esta razón, el código de red requiere un trabajo adicional y una serie de metodologías para ser desarrollado y aprobado por los reguladores después de que el código de la entrada en vigor de forma conjunta.



9. Buenas prácticas del consumo eléctrico. Consumo inteligente.

Una alternativa para la consecución del ahorro energético, es la modificación de los hábitos por parte del consumidor, puede ser el factor económico. Es decir hacer suficientemente atractivo desde el punto de vista monetario la limitación que puede llevar asociada una tarificación especial por horas, es decir, con respecto a las viviendas, no poner la lavadora o el lavavajillas cuando uno quiera sino cuando sea económicamente más rentable o bien, si la gestión de las cargas domésticas las lleva directamente el propio comercializador o distribuidor, la incomodidad de pasar un poco más de calor en verano o de frío en invierno porque es necesario modificar las consignas para no saturar el sistema.

La oferta debe de ser suficientemente atractiva para pasar de la tarifa plana actual a las posibles tarificaciones mencionadas. Hoy en día existe ya una tarifa con discriminación horaria con el objetivo de trasladar el consumo de electricidad al período más económico (la parte correspondiente a los horarios valle). Hay también opciones que aseguran que utilizan siempre energía procedente de energías renovables y apelando a la concienciación de los usuarios finales incrementan el precio de la energía.

En este aspecto es necesario un aprendizaje previo, tanto de las propias personas como de los comercializadores para la elaboración de ofertas para cada sector, de los hábitos y necesidades de cada uno.

Existen varios proyectos, como el proyecto europeo **BewareE**, que tienen como objetivo estimular los cambios de comportamientos de los hogares mediante la comunicación e implementación de servicios energéticos que van desde las campañas de información o el asesoramiento individualizado hasta la implantación de dispositivos para conocer el consumo de energía en tiempo real en las viviendas. Por otra parte tampoco son las mismas necesidades energéticas (ni tampoco lo son los hábitos) dependiendo del tipo de hogar al que va destinada la energía. Se puede diferenciar entre las viviendas unifamiliares, casas adosadas, pisos de edificios de distintos tamaños, etc.

Es cualquier caso también es necesario ahondar sobre las distintas alternativas de interrelación del usuario final con las características de la **Smart Grid**. También se han realizado estudios, por ejemplo el Olympic Peninsula Project, para comprobar aspectos relacionados con los ahorros esperados o las estrategias de decisión ante los cambios de tarifas. En este aspecto la facilidad de uso del sistema y estrategias de “fit and forget” dentro de los sistemas de control y de programación de respuesta a las demandas en los que no hay que responder de forma activa a cada cambio tarifa fueron los más aceptados.

Otras alternativas que se están barajando relacionadas con las Smart Grid son las **MicroGrids** (o microrredes), concepto en el que la energía se produce, trasmite, consume, monitoriza y gestiona a nivel local como parques empresariales,



universidades, pero también podrían ser vecindarios o urbanizaciones, y que lógicamente tendrían una integración con la red central. Dentro de este entorno también serían necesarios sistemas y estrategias que permita poner de acuerdo a vecinos, comunidades, barrios, etc. para poder solicitar precios comunes a las eléctricas si todo el vecindario consume menos de una cantidad, etc.

Recomendaciones generales para reducir el consumo energético en el sector residencial, industrial y comercial:

- Elección de una persona como gestor energético de la empresa
- Sensibilizar al personal en temas de ahorro energético
- Mantener la temperatura de consigna en oficinas
- Aprovechamiento de luz natural
- Limpieza de las ventanas con regularidad
- Limpieza de las luces con regularidad
- En estancias con zonificación de interruptores, utilizar únicamente la iluminación de la zona ocupada
- Programar los ciclos de encendido y apagado de los sistemas de climatización según los ciclos de ocupación de las instalaciones
- Mantenimiento adecuado del sistema de climatización
- Programar los ciclos de encendido y apagado de los sistemas de climatización según los ciclos de ocupación de las instalaciones
- Mantenimiento adecuado del sistema de climatización
- Instalación de grifería ecológica
- Instalar grifos temporizados
- Instalación de sistemas de bajo consumo
- Evitar el arranque y la operación simultánea de motores
- Verificar periódicamente la alineación del motor con la carga impulsada
- Revisar los filtros de los sistemas de bombeo
- Revisar las tuberías de las instalaciones de bombeo
- Utilización de buenas abrazaderas en todas las mangueras
- Limpiar regularmente los filtros de aire
- Ajustar la presión del aire comprimido en el compresor según las necesidades de proceso
- Identificar las zonas con grandes caídas de presión
- Realizar un mantenimiento adecuado de los equipos de generación y distribución de aire comprimido
- Evitar los usos innecesarios de los equipos
- Apagado de pantalla del ordenador siempre que el trabajador se ausente de su puesto de trabajo
- Activación de opciones de ahorro de energía de la pantalla



- Activación de opciones de ahorro de energía en ordenadores (bajo consumo, hibernación, suspensión)
- Activación de opciones de ahorro de energía en impresoras y pulsar el botón cada vez que se acabe de imprimir
- Evitar sobrecargar los conductores
- Evitar las conexiones deficientes
- Control de la evolución del término de potencia en su factura, asegurándose de que la potencia contratada es la correcta para su actividad
- Control de la evolución del complemento por reactiva, asegurándose de que el factor de potencia se mantiene por encima de 0,95
- Ajustar los procesos de producción, al horario eléctrico de potencias, según las posibilidades de la empresa
- Formar y sensibilizar en el ámbito de compra verde al área responsable de compras
- A la hora de comprar nuevos equipos, comprar modelos eficientes, ya que la mayor parte del consumo energético tiene lugar en equipos en el que el usuario no puede actuar.

10. Estudio de las medidas de eficiencia energética, impacto y retorno de la inversión.

Para conocer los costes a tener en cuenta por parte del consumidor para poder realizar sus ofertas en el precio del mercado, deberemos calcular los siguientes puntos:

- a. Coste de capital de las medidas tomadas para reducir el consumo eléctrico
- b. Coste de los equipos de medida y control, para verificar el nivel de demanda que se reduce
- c. Ahorro de energía durante la vida útil de los equipos
- d. Ahorro en el coste de mantenimiento del sistema
- e. Pagos recibidos del mercado de capacidad durante el contrato de oferta (de 3 a 5 años), en caso de ser aceptada nuestra oferta

Donde deberá cumplirse que $\mathbf{a+b-c-d-e} < \mathbf{0}$, para que nuestra inversión sea rentable.

En este apartado se estudiarán las medidas que se pueden adoptar para aumentar la eficiencia energética de nuestras instalaciones, teniendo en cuenta los puntos a, b, c y d anteriores:

El consumo energético de cualquier equipo, sistema o fábrica puede calcularse de la siguiente manera:

$$C = \frac{D}{\eta}$$

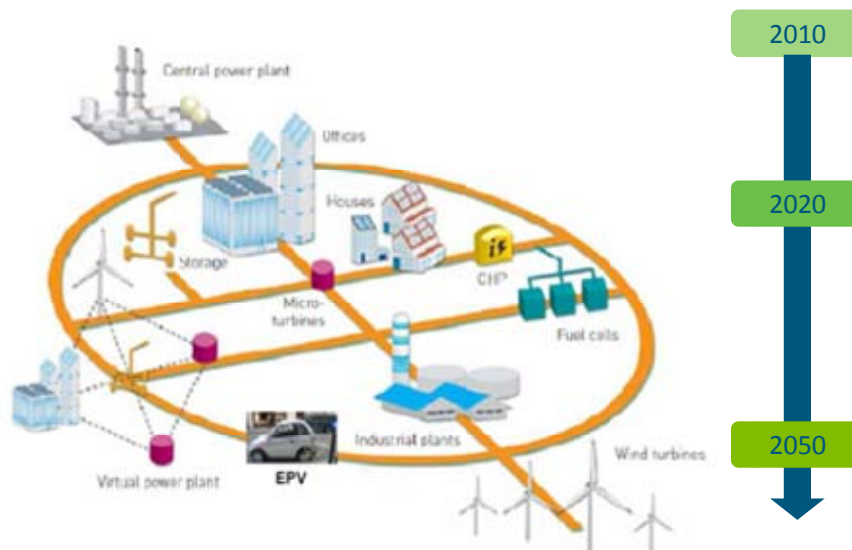


Dónde: C es el consumo energético, D es la demanda energética, y η el rendimiento energético.

Nuestro objetivo para conseguir la máxima eficiencia energética será hacer que el rendimiento se aproxima a un valor igual a 1, de modo que el consumo sea lo más aproximado a la demanda energética requerida.

Debido a los nuevos retos existen en el sector eléctrico, se hace necesario desarrollar tecnologías y sistemas más flexibles que favorezcan el desarrollo de las denominadas redes inteligentes o “*Smart Grids*”.

Una *Smart Grid* se puede definir como “una red que integra de manera inteligente las acciones de los usuarios que se encuentran conectados a ella generadores, consumidores y aquellos que son ambas cosas a la vez, con el fin de conseguir un suministro eléctrico, seguro y sostenible”



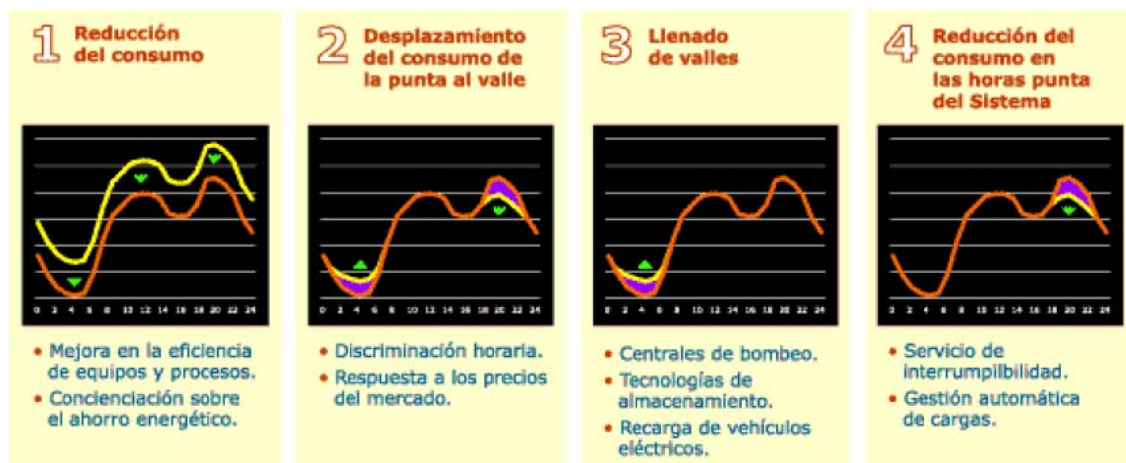
Las redes inteligentes tienen un papel fundamental que jugar en el futuro próximo del transporte y distribución de electricidad. una *Smart Grid* se basa en el uso de sensores, comunicaciones, capacidad de computación y control, de forma que se mejora en todos los aspectos las funcionalidades del suministro eléctrico. Un sistema se convierte en inteligente adquiriendo datos, comunicando, procesando información y ejerciendo control mediante una realimentación que le permite ajustarse a las variaciones que puedan surgir en un funcionamiento real.

Para conseguir los retos anteriormente expuestos, con respecto a los consumidores, las redes inteligentes deberán gestionar de forma activa la demanda, permitiendo que los consumidores gestionen de manera más eficiente sus consumos y mejorando la eficiencia energética. Así en la red actual el usuario es una parte completamente pasiva, el desarrollo de las redes pretenderá desarrollar una actuación del usuario más participativa, surgiendo oportunidades de microgeneración, demanda energética flexible, servicios adaptados a sus necesidades, etc. Para lograr este punto

será necesario incentivar la participación del usuario a la hora de entregar energía generada localmente, en función de su cantidad y la franja horaria.

Debido a que habrá una creciente necesidad de participación de parte del consumidor en la cadena de suministro eléctrico. De forma que la generación local cobrará un interés alto. Todo este cambio en el sistema eléctrico requerirá nuevas políticas de regulación y normativas que faciliten la transformación de la red.

Desde el operador del sistema eléctrico se trabajará para poder aplanar la curva de demanda lo que permite una mayor racionalización, planificación y abaratamiento de la energía. Las disposiciones asociadas a la gestión de la demanda se clasifican en cuatro grandes grupos: reducción del consumo, desplazamiento del consumo de las horas punta a las valle, llenado de horas valles y reducción del consumo en las horas punta.



Hoy en día ya se están llevando a cabo acciones concretas para poder mejorar estos aspectos y como acciones también son aplicables a los conceptos de las redes inteligentes. De lo que se trata es de poder realizarlas de forma generalizada a todos los usuarios domésticos que en un futuro estarán conectados. Las medidas que está tomando Red Eléctrica relacionadas con la gestión de la demanda son:

- Reducción del consumo:
Mejoras en la eficiencia de equipos y procesos.
Concienciación sobre el ahorro energético.
- Desplazamiento del consumo de la punta al valle:
Discriminación horaria.
Respuesta a los precios del mercado.
- Llenado de valles:
Centrales de bombeo.
Tecnologías de almacenamiento.
Recarga de vehículos eléctricos.



- Reducción del consumo en las horas puntas del sistema:
Servicio de interrumpibilidad.
Gestión automática de cargas.

En España, como primer paso hacia una futura red inteligente, se ha establecido un plan para la sustitución de todos los contadores domésticos ($\leq 15\text{kW}$) por nuevos equipos electrónicos antes de fin de 2018, así como su gestión y lectura a través un sistema de telegestión implantado por la distribuidora. Este plan de sustitución, que fue establecido inicialmente en la orden ITC/3860/2007, adolecía de los problemas de madurez tecnológica indicados. Por ello, cuando los fabricantes de equipos dispusieron de la suficiente capacidad técnica para suministrar los contadores que cumplían con los requisitos exigibles, el plan de sustitución fue actualizado por la orden IET/290/2012.

Con la instalación de contadores inteligentes por parte de las comercializadoras eléctricas, los consumidores podrían ofertar al distribuidor reducir su consumo, haciendo uso de equipos más eficientes, ya que se podrá saber su consumo instantáneo en cada momento a lo largo del tiempo.

Además, dentro de este modelo, los usuarios también pueden ser proveedores de energía (read/write grid). Las energías renovables constituyen una buena forma de producir energía y el excedente podría ser distribuido apropiadamente a través de la smart grid, con el consiguiente beneficio económico para el usuario. Relacionado con esto, existe también el denominado vehicle-to-grid que trata de aprovechar la capacidad de almacenamiento de los vehículos eléctricos para, en los momentos que sea interesante para el propietario del vehículo o para el sistema, inyectar electricidad en la red.

La inclusión de las nuevas tecnologías en el ámbito del usuario, como la monitorización energética local, permitirá también una mayor concienciación del usuario a la hora de consumir energía. En este apartado radica una fuente de potencial para conseguir una eficiencia energética necesaria en la sociedad, que en la actualidad no se aplica debido a la desinformación general de las personas.

Así las mayores potencialidades de este sistema se presentarán para los consumidores y para los comercializadores de energía. Hasta ahora, la competencia en la comercialización en España ha sido bastante escasa. La existencia de las tarifas de último recurso para los consumidores domésticos y la falta de la tecnología que permitiera medir el consumo en intervalos menores a un mes no han permitido a los comercializadores realizar ofertas atractivas a los consumidores domésticos. Sin embargo, se espera que la sustitución de los actuales contadores analógicos por los nuevos contadores electrónicos con capacidad de gestión remota y medida horaria permita a los comercializadores ofrecer a los clientes tarifas variables a lo largo del día, para aprovechar la diferencia de precios en el mercado y reducir así sus facturas



eléctricas. Este tipo de tarifas podrían además combinarse con sistemas que permitieran conocer el consumo en tiempo real, a través de pantallas instaladas dentro de la propia vivienda, de Internet o del teléfono móvil.

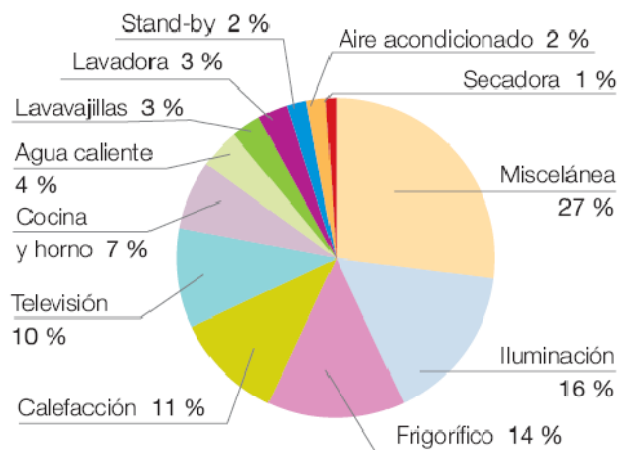
Del mismo modo, las propias comercializadoras podrán agregar la demanda de ciertos tipos de clientes que estuvieran dispuestos a gestionar su demanda o a dejar que el comercializador se la gestionara de manera remota a cambio de ciertos incentivos económicos. Con esta demanda flexible agregada, podrían obtener beneficios por la diferencia de precios en el mercado diario, participando en las sesiones de los mercados intradiarios posteriores, u ofertando servicios de control de frecuencia (y/o tensión) a los operadores de redes, una vez que la normativa lo permita.

10.1 Eficiencia energética en el sector residencial

Los grandes consumidores de electricidad en los hogares son la iluminación, el frigorífico, la calefacción y el televisor.

Aunque no debemos olvidarnos de otros aparatos y usos, cuyo consumo individual es pequeño pero que en su conjunto suman el 27 % del consumo anual de electricidad.

Peso de cada electrodoméstico en el consumo de la electricidad



Consumo medio en el sector residencial a lo largo del año

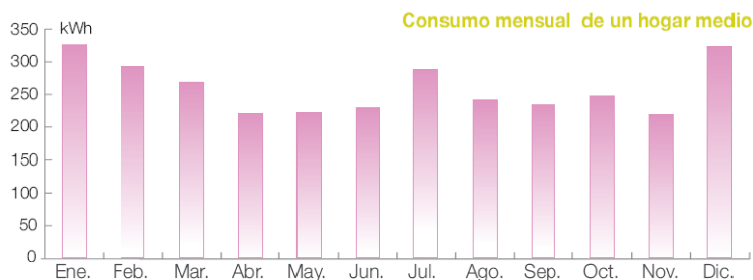
La demanda del sector residencial representa aproximadamente el 20 % del consumo eléctrico total de nuestro país. La cantidad de energía que se consume en un hogar varía de forma considerable según sea su tamaño, ubicación, tipo de vivienda y número de ocupantes.



Potencia media contratada por hogar	4 kW	
	Anual	Diario
Consumo medio de un hogar español	2.992 kWh	8,2 kWh
Facturación media	362 €	1,0 €
Emisiones de CO ₂ medias por hogar	834,8 kg	2,3 kg

Fuente CNE. Año 2009

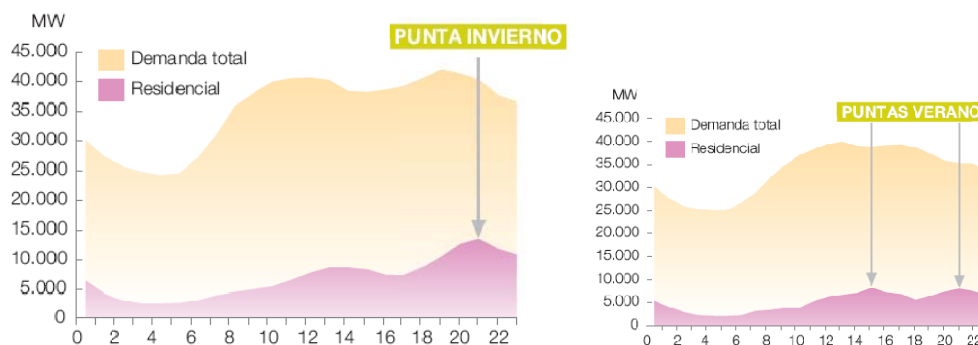
El consumo de los hogares es mayor en los meses de invierno, como consecuencia de un mayor uso de la calefacción y la iluminación, y en los meses más calurosos por la utilización de los equipos de aire acondicionado.

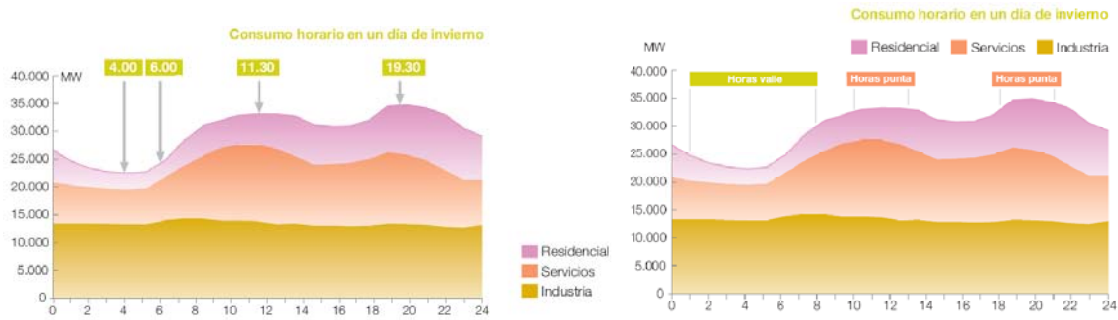


La cantidad de electricidad que consumen los hogares varía a lo largo del día y además de forma distinta en verano y en invierno.

En invierno la demanda máxima de los hogares se produce entre las 21.00 y las 22.00 horas, coincidiendo con una elevada ocupación de los hogares y con el uso intensivo de la iluminación, calefacción y televisión.

En verano, además de la punta de la tarde/noche se produce otro máximo de demanda en las horas centrales del día, entre las 14.00 y las 16.00 horas, como consecuencia del uso de cocinas, lavavajillas y televisión, a los que se suman los equipos de aire acondicionado.





Cuadro resumen de eficiencia energética estimada en electrodomésticos

Uso / Equipo	Situación Original					
	Consumo Energía (TWh)	% Consumo Total	Ahorro Energía (TWh)	Ahorro Energía (%)	Consumo Energía (TWh)	% Consumo Total
Frigoríficos y congeladores	10,16	14,2%	3,22	31,7%	6,94	12,4%
Lavadoras	4,25	5,9%	0,00	0,0%	4,25	7,6%
Lavavajillas	1,79	2,5%	0,16	8,8%	1,63	2,9%
Hornos eléctricos y hornillos	5,00	7,0%	0,47	9,4%	4,53	8,1%
Aire Acondicionado	6,29	8,8%	1,26	20,0%	5,03	9,0%
Ventilación	1,83	2,6%	0,00	0,0%	1,83	3,3%
Calentadores de agua	5,73	8,0%	3,19	55,7%	2,54	4,5%
Sistemas calefacción / calderas eléctricas	12,49	17,5%	3,57	28,6%	8,92	15,9%
Iluminación	6,99	9,8%	3,69	52,8%	3,30	5,9%
Televisión	4,50	6,3%	0,00	0,0%	4,50	8,0%
Decodificadores y Convertidores (Set-top boxes)	0,77	1,1%	0,00	0,0%	0,77	1,4%
Ordenadores	1,83	2,6%	0,00	0,0%	1,83	3,3%
Suministros de potencia y cargadores baterías	1,29	1,8%	0,00	0,0%	1,29	2,3%
Stand-by de equipos domésticos	3,58	5,0%	0,00	0,0%	3,58	6,4%
Otros	5,05	7,1%	0,00	0,0%	5,05	9,0%
Consumo Total Sector Residencial	71,57	100,0%	15,56	21,8%	55,99	100,0%



Uso / Equipo	Situación Original			
	% Potencia Demanda Total	% Ahorro Uso	% P. Demanda Total c/Ahorro	% P. Ahorro Demanda Total
Calefacción	11,2%	28,6%	8,0%	3,2%
Iluminación	8,9%	52,8%	4,2%	4,7%
Televisión	4,1%	0,0%	4,1%	0,0%
Agua Caliente Sanitaria	0,2%	55,7%	0,1%	0,1%
Frigorífico	2,5%	31,7%	1,7%	0,8%
Otros Usos	5,5%	0,1%	5,5%	0,0%
Total Sector Residencial	32,4%		23,6%	8,8%

10.2. Eficiencia energética en la construcción de edificios

El objetivo será optar por aquellas medidas que o bien producen un ahorro, optimizan la inversión, o requieren nuevas inversiones para las cuales existe un retorno de la inversión razonable a través de los ahorros. Eligiendo estas inversiones correctamente creará una ventaja competitiva para el consumidor gracias al ahorro energético.

Para realizar un proyecto de este tipo, hay que seguir los siguientes pasos:

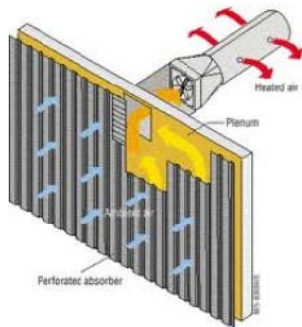
- 1) Clasifique su portfolio de inmuebles basándose en el ciclo de renovación (Inversión > Amortización > Beneficio)
- 2) Cree un master plan definiendo proyectos de reforma, estándares, nuevos términos de alquileres, programas de gestión energética para inquilinos y marketing
- 3) Comprométase a reformas globales y evalúe auditorías completas en lugar de proyectos de medidas aisladas
- 4) Exija garantías de rendimiento con medida y verificación de ahorros para reducir el riesgo
- 5) Involucre a Inquilinos, empleados y ocupantes del edificio en los objetivos de ahorros mediante formación, herramientas, tecnología...

Existen varias medidas constructivas que tienen gran influencia en el ahorro energético:

Envolvente del edificio:

Mejora del aislamiento térmico.

Muros Trombe, sistemas tipo Solar-Wall



Acrisolamientos:

Instalación de aislamiento en las ventanas, pudiendo incluir film reflectante y gas aislante.

Doble ventanal, ventanas con cámara de aire y RPT, vidrios bajo emisivos, vidrios de factor solar reducido, cámaras de aire rellenas de argón.

Instalación de lamas y contraventanas, elementos de sombra.

Barreras radiantes: *Instalación de barreras reflectoras detrás de las unidades de radiación situadas en el perímetro del edificio.*

Control de iluminación/ enchufes inteligentes: *Esta medida implica la reducción de la intensidad luminosa en los espacios, gracias a la implantación de balastros regulables y fotosensores, y proporcionando tomas de tensión con sensores de presencia.*

Equipos de climatización: El utilización de equipos de alta eficiencia energética, donde se incluirán el control óptimo. Incluir variadores de frecuencia en estos equipos si es necesario.

Las unidades de tratamiento de aire deberán ser de caudal variable, y no de volumen constante, instalándose preferiblemente en el suelo en lugar del techo, lo cual aumentará su eficacia.

La climatización de edificios viene regulada por el RD 1826/2009, por el que se modifica el RITE.

- Por razones de ahorro energético, se limitarán las condiciones de temperatura en el interior de los establecimientos habitables que estén acondicionados situado en los edificios y locales destinados a los siguientes usos: administrativo, comercial y de pública concurrencia.
- La temperatura del aire en los recintos calefactados no será superior a 21°C, cuando para ello se requiera consumo de energía convencional para la generación de calor.



- La temperatura del aire en los recintos refrigerados no será inferior a 26°C, cuando para ello se requiera consumo de energía convencional para la generación de frío.
- Existe un sobreconsumo del 7% de energía con cada grado adicional de temperatura.

La climatización supone aproximadamente el 50% del consumo energético en edificios.

Las medidas de mejora son muy variadas, y conducen a grandes ahorros:

- Sustitución de equipos de producción de frío y calor por otros de alta eficiencia con mayores capacidades de regulación a carga parcial (calderas de baja temperatura o condensación, equipos frigoríficos centrífugos, bombas de calor).
- Regulación de la entrada de aire de ventilación en función de la ocupación, mediante sondas de calidad de aire u otros sistemas.
- Sistemas de enfriamiento gratuito por aire exterior y recuperación de calor de aire de extracción.
- Sistemas que combinen equipos convencionales con técnicas evaporativas: enfriamiento evaporativo, condensación evaporativa, enfriamiento evaporativo directo e indirecto.
- Sistemas de control y regulación de equipos y/o instalaciones que ahorren energía, por ejemplo, en función de la variación de la temperatura exterior, la presencia o las necesidades del usuario.
- Sistemas de gestión telemática de suministro de agua caliente sanitaria para edificios.

La **climatización** y los **sistemas de extracción de calor** son los siguientes sistemas de consumo a tener en cuenta por el potencial de ahorro, debiendo realizar acciones sobre sistemas de extracción en donde el potencial de ahorro (15% sobre el consumo energético estos sistemas).

Controles DDC: Esta medida incluye la instalación de sistemas de control del edificio a través de redes wireless. Los índices de rendimiento de las instalaciones en tiempo real permiten el seguimiento continuo del rendimiento de los sistemas de clima.

Control de ventilación a demanda (DCV): Esto implica la instalación de sensores de CO₂ para control del caudal de aire del exterior ajustando la producción de frío a la demanda.

Software de gestión energética: Los usuarios tienen acceso a información sobre su consumo energético, tendencias y datos comparativos así como recomendaciones de mejora de la sostenibilidad.

Todo este conjunto de medidas además aportan una mejora en la calidad de las condiciones de trabajo y servicios adicionales para el usuario: Mejor confort térmico



gracias a mejores ventanas, barreras radiantes y mejores controles; Mejora de la calidad de aire gracias al DCV; y Mejora en las condiciones de iluminación que combinan luz natural y artificial.

Con estimación aproximada, estas medidas se podría ahorrar más de un 30% en consumo eléctrico, con respecto a las instalaciones normales, retornando la inversión en 5 años.

10.3. Eficiencia energética en la industria y PYMES

Necesidad de realizar una auditoría energética, con los siguientes objetivos:

- Obtener un conocimiento fiable de los consumos y costes energéticos
- Identificar dónde y cómo se consume la energía y los factores que afectan a su consumo
- Optimizar la contratación de la energía eléctrica y los combustibles
- Detectar y evaluar las oportunidades de ahorro y de mejora de la Eficiencia Energética
- Analizar la posibilidad de utilizar energías renovables
- Reducir las emisiones por unidad de producción

Los porcentajes estimados de ahorro energético que se puede conseguir son los siguientes:

Coste medio de la energía		Impacto en el ahorro de costes	
Segmento de mercado	Peso de la energía sobre los costes operacionales	Potencial de ahorros	Reducción de costes operacionales
Edificación	5% a 20%	15% a 20%	1% a 4%
Proceso	15 % a 40%	3% a 5%	0,5 % a 2%
Manufacturas	3% a 8%	3% a 5%	1% a 2%

Los aspectos energéticos a ser analizados, serán los siguientes:

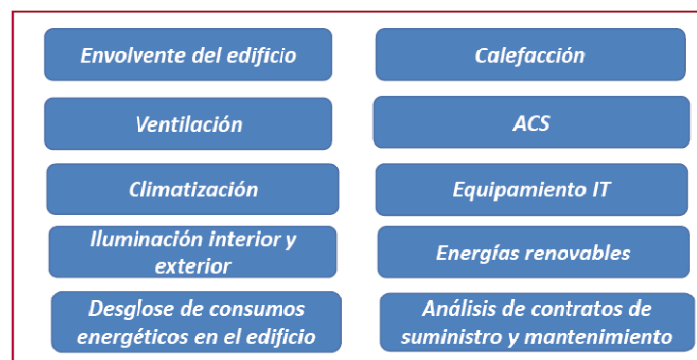




Tabla ejemplo donde vienen reflejadas las actuaciones, cuantificación y retorno de las inversiones, y priorización:

REF.	MEDIDA DE AHORRO	Ahorro energético anual (MWh)		Ahorro económico anual	Ahorro energía anual (%)	Inversión (€)	Periodo de retorno (años)
		Eléctrico	Gas natural				
TIPO DE PRIORIDAD 1							
5.6.1	Ajuste regulación combustión quemador inferior MATT1		120,0	3.301 €	0,04%	0 €	0,0
5.2.1	Control de velocidad en bombas del circuito de refrigeración	284,0		16.199 €	0,10%	15.000 €	0,9
5.6.2	Recuperación de calor en salida humos quemador inferior MATT1		600,0	16.505 €	0,20%	25.000 €	1,5
5.9.1	Sistema de control encendido/apagado por presencia	2,7		153 €	0,00%	310 €	2,0
5.1.1	Control de velocidad en ventiladores de combustión horno E	133,2		7.595 €	0,04%	20.000 €	2,6
5.8.1	Instalación de motores eléctricos de alta eficiencia (EFF1) (Secadores)	157,7		8.994 €	0,05%	25.000 €	2,8
5.8.3	Instalación de motores eléctricos de alta eficiencia (EFF1) (Combustión de horno)	12,2		694 €	0,00%	2.000 €	2,9
5.9.2	Sistema de control encendido/apagado por presencia y regulación	2,1		118 €	0,00%	372 €	3,1
5.8.2	Instalación de motores eléctricos de alta eficiencia (EFF1) (Bombeo refrigeración)	19,4		1.105 €	0,01%	5.000 €	4,5
5.1.3	Control de velocidad en ventiladores de combustión horno AR	45,8		2.611 €	0,02%	12.000 €	4,6
5.1.2	Control de velocidad en ventiladores de dilución de aire horno E	22,0		1.253 €	0,01%	6.000 €	4,8
5.9.3	Sustitución de luminarias fluorescentes por eficientes	1.059,5		60.436 €	0,36%	316.371 €	5,2
TIPO DE PRIORIDAD 2							
5.5.1	Recuperación de calor en salida de humos de canales		1.100,0	30.259 €	0,37%	25.000 €	0,8
5.9.4.1	Sustitución de vapor mercurio: Nave de estufas	67,2		3.832 €	0,02%	8.460 €	2,2
5.9.4.2	Sustitución de vapor mercurio: Nave de servicios generales	14,9		852 €	0,01%	1.880 €	2,2
5.9.4.3	Sustitución de vapor mercurio: Nave de almacén	24,6		1.405 €	0,01%	3.102 €	2,2
5.9.4.4	Sustitución de vapor mercurio: Nave de mantenimiento	14,9		852 €	0,01%	1.880 €	2,2
5.3.1	Recuperación de calor en salida de humos horno E		1.864,1	51.279 €	0,63%	120.000 €	2,3
5.4.1	Recuperación de calor en salida de humos horno AR		4.161,0	114.461 €	1,40%	300.000 €	2,6
5.6.3	Recuperación de calor en salida de humos MATT1		756,0	21.070 €	0,26%	100.000 €	4,7
5.9.4.5	Sustitución de vapor mercurio: Exterior	40,3		2.301 €	0,01%	17.056 €	7,4
TIPO DE PRIORIDAD 3							
5.7.1	Sustitución de bandejas-soporte en secadores		24,3	668 €	0,01%	0 €	0,0
TOTAL:		1.900	8.635	345.941 €	3,54%	1.004.430 €	2,9

Recomendaciones a seguir, teniendo en cuenta el plazo de retorno de la inversión:

Inmediato	Corto plazo ROI < 5 años	Largo plazo ROI > 5 años
<ul style="list-style-type: none"> ▶ Comportamiento de ocupantes/usuarios ▶ Variables operativas ▶ Régimen de operación de instalaciones ▶ Optimización de la contratación de suministros 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Sistemas de regulación y control de variables ▶ Sustitución de luminarias y balastos electrónicos ▶ Optimización de la zonificación 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Renovación o construcción de nuevas instalaciones ▶ Aislamiento de cerramientos ▶ Sustitución de calderas y/o combustibles ▶ Energías renovables
<i>Ahorros del 5% al 10%</i>	<i>Ahorros del 10% al 20%</i>	<i>Más del 20%</i>

Principales medidas:

- Variadores de frecuencia en motores eléctricos.
- Instalación de motores eléctricos de alta eficiencia
- Compensación de energía reactiva. Instalación de baterías de condensadores
- Reductores de caudal en duchas
- Sistemas de aprovechamiento de luz natural y de gestión de la iluminación artificial
- Instalación de detectores de presencia
- Sustitución de lámparas halógenas por lámparas LED



- Sustitución de luminarias fluorescentes con tubos T8 por luminarias con tubos T5
- Instalación solar térmica
- Instalación de un reloj astronómico para controlar el encendido y apagado del alumbrado exterior
- Monitorización de consumos energéticos
- Cursos de conducción eficiente para vehículos industriales.

10.4. Iluminación interior. Control

a) Sistemas de regulación de flujo luminoso

La disponibilidad de balastos electrónicos en los tubos fluorescentes permite adecuar el flujo emitido, y por tanto el consumo, en aquellas estancias donde se pueda aprovechar el aporte de iluminación natural.

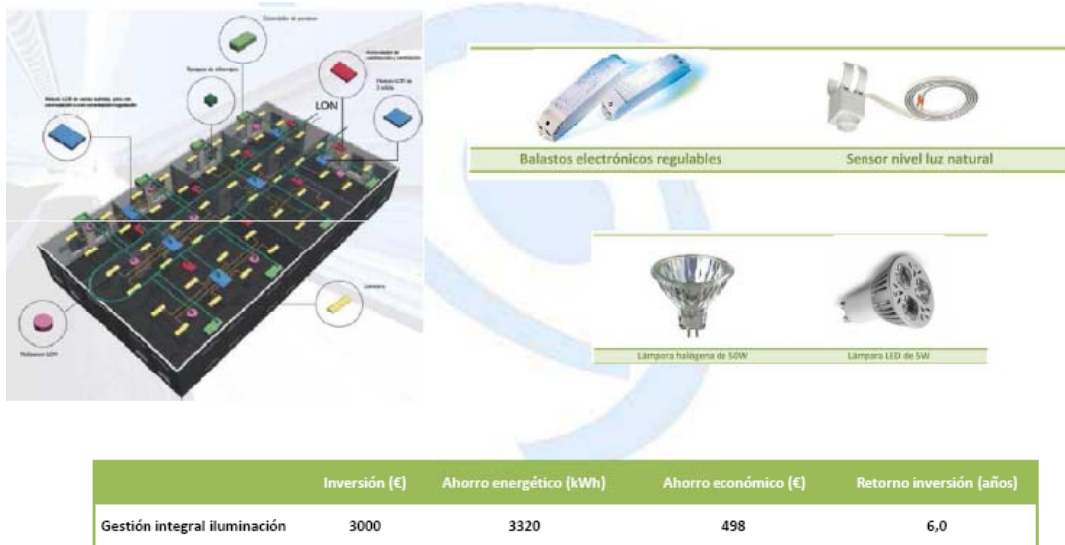
Mediante sensores de iluminancia en el plano de trabajo, se puede regular la cantidad de luz emitida por los fluorescentes, de forma que se consiga el nivel necesario con el mínimo aporte de luz artificial. Los ahorros obtenidos oscilan entre el 60% anual en la zona perimetral (3 metros desde fachadas con huecos) y el 25% en las zonas interiores (hasta 10 metros de la fachada).

La instalación de sensores vinculados a circuitos de iluminación puede estar condicionada por su distribución eléctrica, pero los periodos de retorno generalmente son inferiores a 3 años.

b) Sistemas de automatización del encendido

Los detectores de presencia en estancias de ocupación ocasional y zonas de paso (aseos, almacenes, archivos, salas de reuniones, etc.) evita el uso innecesario de la iluminación, amortizando las pequeñas inversiones requeridas en el entorno de los 4 a los 6 años.

Cuando sea viable, la programación horaria del encendido y apagado, aún sobreponiendo la actuación manual, permitirá evitar muchas horas de funcionamiento en horario no operativo.



10.5. Iluminación exterior.

Las actuaciones básicas a seguir serán las siguientes:

- Reducir la emisión de luz perdida, la cual produce contaminación lumínica
- Revisar calidad de las luminarias
- Regular el control de encendidos y apagados
- Instalación de balastos electrónicos
- Instalar células fotoeléctricas para regular la iluminación
- Instalación de regulador de flujo de la iluminación, en función de la luz natural entrante
- Instalación de sensores de paso
- Regulación de encendido-apagado de la iluminación
- Instalación de iluminación localizada
- Mejora de los lucernarios

Con respecto a la iluminación exterior, esta viene regulada por el reglamento RD1890/2008 de eficiencia energética en instalaciones de alumbrado exterior.

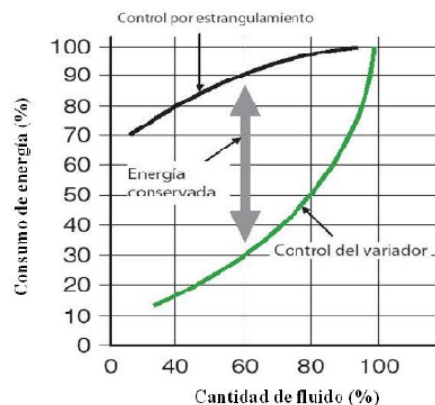
Se deberá implantar la tecnología LED. El ahorro obtenido utilizando tecnología LED en este tipo de instalaciones, suele estar entre el 40% y el 50% del consumo eléctrico.

Estas inversiones suelen amortizarse en un periodo de retorno inferior a los 6 años.

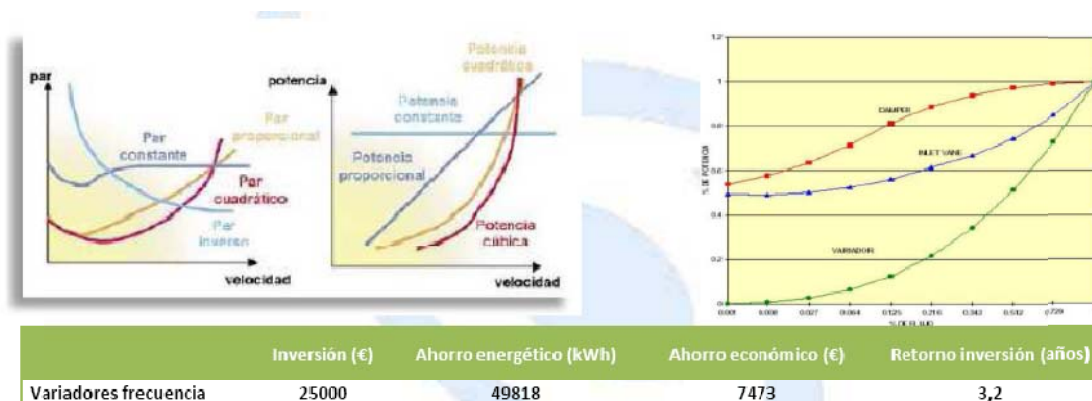
10.6. Variadores de frecuencia

Un variador de frecuencia consiste en un equipo que ajusta dinámicamente la velocidad del motor, reduciendo su potencia absorbida. Los variadores de frecuencia son particularmente efectivos conservando energía, cuando se usan para el control de bombas y ventiladores.

La cantidad de energía ahorrada depende de las fluctuaciones de velocidad/par, a modo orientativo, se muestra en la siguiente gráfica el ahorro energético obtenible en un sistema con estrangulación de fluido (aire) frente al uso de un variador.



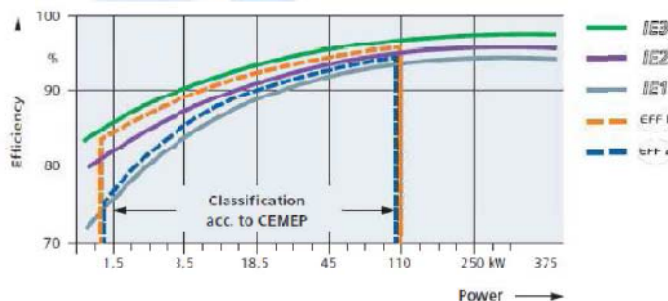
El consumo de energía en una bomba centrífuga es proporcional al cubo de la velocidad de giro (rpm³), esto quiere decir que si reducimos la velocidad en una bomba en un 20%, típicamente estaríamos reduciendo su consumo de energía en un 50%.



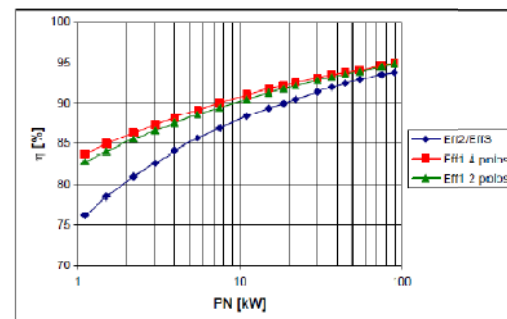
Tecnología	Descripción de la medida.	% Ahorro	Periodo de amortización
Motores eléctricos	Instalación de variadores de frecuencia	3,8	2,1 años

10.7. Motores de alta eficiencia

Necesaria la inversión en la compra de motores de alta eficiencia.



kW	4 polos			2 polos		
	eff3 $\leq \eta_N$	eff2 $\geq \eta_N$	eff1 $\geq \eta_N$	eff3 $\leq \eta_N$	eff2 $\geq \eta_N$	eff1 $\geq \eta_N$
1,1	76,2	76,2	83,8	73,2	76,2	82,8
1,5	78,5	78,5	85	73,5	78,5	84,1
2,2	81	81	88,4	81	81	88,3
3	82,8	82,8	87,4	82,8	82,8	88,7
4	84,2	84,2	88,3	84,2	84,2	89,5
5,5	85,7	85,7	89,2	85,7	85,7	90,5
7,5	87	87	90,1	87	87	91,5
11	88,4	88,4	91	88,4	88,4	92,5
15	89,4	89,4	91,8	89,4	89,4	93,3
18,5	90	90	92,2	90	90	93,8
22	90,6	90,6	92,6	90,6	90,6	94,2
30	91,4	91,4	93,2	91,4	91,4	94,8
37	92	92	93,6	92	92	95,3
45	92,6	92,6	93,9	92,6	92,6	95,7
55	93	93	94,2	93	93	96
75	93,6	93,6	94,7	93,6	93,6	96,3
90	93,9	93,9	95	93,9	93,9	96,5



Tecnología	Descripción de la medida.	% Ahorro	Periodo de amortización
Motores eléctricos	Utilización de motores de alto rendimiento	1,7	1,4 años

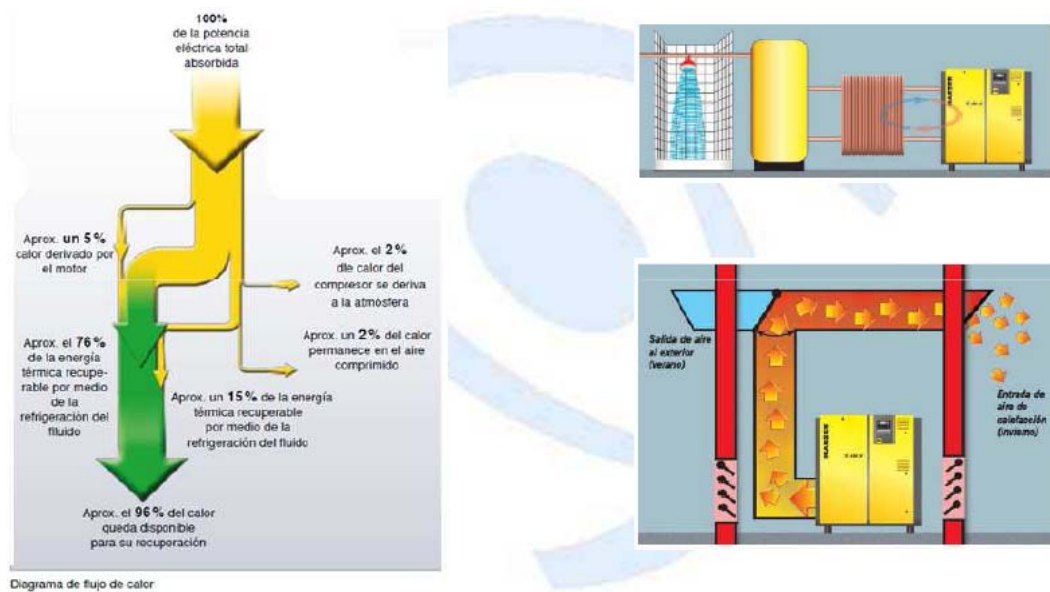
10.8. Compresores. Aire comprimido

Realizar las siguientes medidas:

- Conducción del calor de los compresores al exterior de las naves
- Coger el aire de entrada de los compresores del exterior
- Eliminación de fugas de aire comprimido, ya que la corrección de pérdidas en la válvulas de cierre, accesorios de tuberías y en tuberías o mangueras dañadas supone evitar su sobreproducción para la distribución.
- Reducción de la presión de generación de los compresores
- Maximizar el rendimiento del enfriador, ya que los enfriadores asociados al compresor deben mantenerse limpios y con un adecuado flujo de agua o aire para su refrigeración, por lo que tanque el circuito primario como el secundario del intercambiador requieren un mantenimiento adecuado de filtros y condiciones de diseño.

- Realizar un mantenimiento preventivo del compresor, ya que los ruidos y vibraciones suelen ser síntomas de malfuncionamiento de la transmisión.
- Ubicación idónea de los compresores
- Aprovechamiento del calor del sistema de refrigeración de los compresores
- Instalación válvula de corte en la red de aire comprimido
- Aumentar diámetro de la tubería de salida de aire comprimido
- Aprovechamiento del calor residual de los compresores para calentar ACS
- Incorporar variadores de frecuencia en el motor, éstos ahorran energía, aunque menos que en bombas y ventiladores por ser máquinas de par constante, ya que sólo consumen lo necesario para mantener la presión de la red constante y no sobreproducen.
- Producir a la mínima presión, ya que el consumo es proporcional a la presión de operación del sistema, por lo que reducir por ejemplo 1 bar puede suponer ahorros entre un 10% y un 20%.

Coste de la inversión para la utilización del calor residual:



	Inversión (€)	Ahorro energético (kWh)	Ahorro económico (€)	Retorno inversión (años)
Calor residual compresores	2500	3900	468	5,3

LISTA DE MAEE EN INSTALACIONES DE AIRE COMPRIMIDO

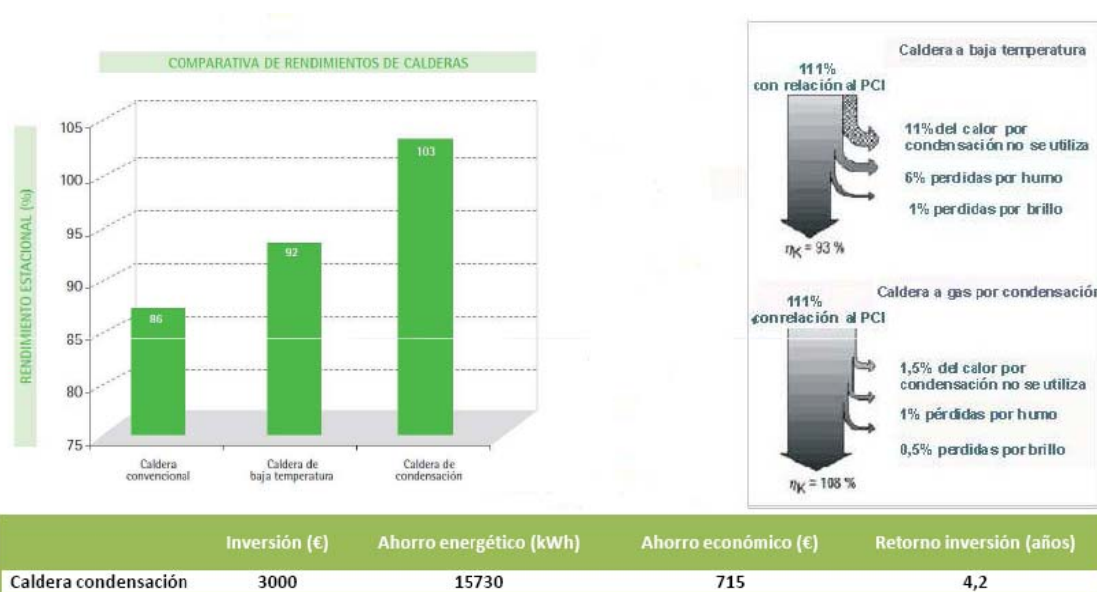
Tecnología	Descripción de la medida	% Ahorro	Periodo de amortización
Aire comprimido	Eliminar fugas de aire comprimido y gas inerte en líneas y válvulas	1,6	2,4 meses
Aire comprimido	Reducción de la presión del aire al mínimo permitido	0,7	1,2 meses
Aire comprimido	Instalar la aspiración del compresor en los lugares más frescos	0,4	6 meses

10.9. Calderas

Realizar los siguientes ajustes en las calderas:

- Ajuste del quemador de la caldera
- Ajuste del quemador del generador de aire caliente
- Cambio de combustible a gas natural, si no lo posee

Las calderas de condensación, permiten utilizar al máximo la energía calorífica, proveniente de la combustión, condensan la mayor parte del vapor de agua de los productos de combustión y recuperan buena parte del calor sensible y latente de los humos:



Tecnología	Descripción de la medida	% Ahorro	Periodo de amortización
Calderas	Control de la combustión	3,2	10 meses
Calderas	Minimización de purgas	0,73	9 meses
Calderas	Recuperación de calor residual de gases de salida	5,18	2 años

10.10. Contadores inteligentes

Para la implantación de la plataforma smart grids, uno de los aspectos en los que ya se está empezando a trabajar es en el apartado de la infraestructura de medida con los conocidos como “contadores inteligentes”. La funcionalidad exigida a los mismos está regulada en España. Los sistemas se basan en comunicaciones bidireccionales cuyas principales tecnologías de base están asociadas a comunicaciones por radio frecuencia inalámbricas de banda estrecha o en comunicaciones PLC (Power Line Carrier) o bien



en opciones de banda ancha como Broadband over Power Lines (BPL) o redes inalámbricas.

La funcionalidad deseable de los contadores inteligentes podría ser la siguiente: comunicaciones bidireccionales con la compañía eléctrica y con otros dispositivos (como posibles gestores locales de energía), posibilidad de lecturas planificadas además de bajo demanda o en tiempo real, sincronizaciones de fecha y registro automático de incidentes, detección de fraudes o ataques así como alarmas asociadas a calidad del suministro, personalización de la contratación, planificación y posibilidad de pujar y compra de la electricidad en los momentos deseados, control de cargas, etc. Parte de esta funcionalidad está regulada por ley (RD 1110/2007, 24 agosto) que establece el reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico español y en cuanto a su implantación (ORDEN ITC/3860/2007, de 28 de diciembre) regula que todos los equipos deberían implementar la discriminación horaria y la telegestión para el 31 de diciembre de 2018.

Para poder completar la funcionalidad comentada de las redes inteligentes, esta capacidad de comunicaciones y monitorización se debe de expandir a todos los puntos de medida y equipamientos existentes en la infraestructura eléctrica. Además debería ser capaz de gestionar todos los recursos de energía distribuida, considerando no sólo la cantidad del flujo de energía sino también el sentido de la misma.

Tipos de contadores:

El equipo para la medida de la energía eléctrica consumida es un contador eléctrico o meter que consta de tres elementos principales, como son el sistema de medida, el elemento de memoria y el dispositivo de información.

Los equipos de medida de energía eléctrica pueden clasificarse según sus características:

- Tecnológicas, pudiendo ser contadores electromecánicos o electrónicos.
- Funcionales como monofásicos o trifásicos.
- Energéticas como contadores de activa y/o contadores de reactiva.
- Operativas como dispositivo de tipo registrador o programables que permiten la telegestión.

Los equipos de tipo registrador pueden ser de las dos tecnologías:

- **Electromecánicos** que permiten medir solamente un tipo de energía, kWh acumulados o kVAh acumulados, no poseen discriminación tarifaria siendo los contadores estándar electromecánicos de inducción. En el caso de que el cliente disponga de tarifa nocturna, el contador está equipado con un reloj-conmutador y dos registros, de manera que la energía consumida se acumula en uno u otro registro, en función de la situación del conmutador.



- **Electrónicos**, Automatic Meter Reading (AMR), permiten medir solamente energía acumulada, registran la medida de energía total mensual o por intervalos de tiempo predefinidos. Contemplan comunicación bidireccional básica entre el medidor y el servidor de datos, permitiendo a partir de esta tecnología las medidas de tiempo de utilización, Time of Use (ToU).

Con esta primera evolución, gracias a reemplazar los contadores electromecánicos por contadores electrónicos de estado sólido, es posible disponer de la información energética de forma digital. Con este paso dado, es posible añadir capacidad de comunicación al dispositivo, permitiendo al interesado usar la tecnología AMR para acceder de forma remota a los datos a través de la capa de comunicación. Las compañías eléctricas han desarrollado diferentes arquitecturas para acceder a la lectura de los contadores.

Un ejemplo es el sistema de lectura mediante conducción, gracias al cual la compañía envía un vehículo que circula por un vecindario obteniendo de forma muy rápida las medidas de todas las viviendas gracias a un sistema de comunicación inalámbrico.

Otra arquitectura muy utilizada consiste en concentrar varias medidas de diferentes viviendas en un dispositivo (concentrador), y capacitar a este de comunicación inalámbrica para que transmita todos los datos a la compañía correspondiente.

Los equipos programables de medida, son de tipo electrónico:

- **Advanced Meter Infrastructure (AMI)**, pueden considerarse una ampliación de los AMR, estos equipos permiten la lectura del consumo “a la carta” de la energía acumulada o de la potencia instantánea, admiten opciones de precios diferenciados pro tipo de medida y registros de la demanda, o programación de intervalos de “carga” previamente acordados con cada cliente.
- **Smart Meters**, estos equipos proporcionan mediante centro de gestión la información y el control de los parámetros de calidad y de programación del servicio junto con la actualización del software de medición de forma telemática. Contempla la comunicación ampliada en red con el gestor y Home Area Network (HAN) con los equipos locales de consumo.

Inicialmente, la implantación de sistemas AMR y la eliminación de la lectura manual, se llevaron a cabo para reducir los costes de mano de obra en la lectura de los datos energéticos. Sin embargo actualmente, la industria se ha dado cuenta que los sistemas AMR permiten a las compañías producir mayores beneficios y servicios, tales como tarificación en tiempo real para promover la eficiencia energética, detección



inmediata de fallos en el sistema y datos más avanzados y precisos del usuario con los que formar su perfil de consumo.

En ocasiones, los sistemas AMR se sustituyen por AMI (Advanced Metering Infrastructure). Los sistemas de medida AMI se pueden implementar mediante tecnologías desde satélites hasta equipos de radio. En la actualidad la radiofrecuencia y PLC (Power Line Carrier) son los sistemas de comunicación que destacan sobre el resto. La mayor ventaja de los sistemas PLC es que las compañías eléctricas ya no tienen que depender de un proveedor de telecomunicaciones externo.

El Smart Meter (Contador Inteligente) básicamente es un AMI que incluye como mínimo los siguientes suplementos, control de energía mediante ICP programable que establece el límite de consumo, un puerto HAN (Home Area Network) y servicios de tarificación bajo demanda. La estructura general del contador mantiene los tres elementos principales como son el sistema de medida, la memoria y el dispositivo de información principal, que hasta ahora solo era el sistema de comunicaciones. Para ampliar sus capacidades operativas se le añaden los elementos complementarios siguientes:

- Sistemas de alimentación.
- Procesador de cálculo.
- Procesador de comunicaciones.
- Dispositivo de accionamiento o control.

Fabricantes de contadores más destacados que guardan algún tipo de relación con la Smart Grid:

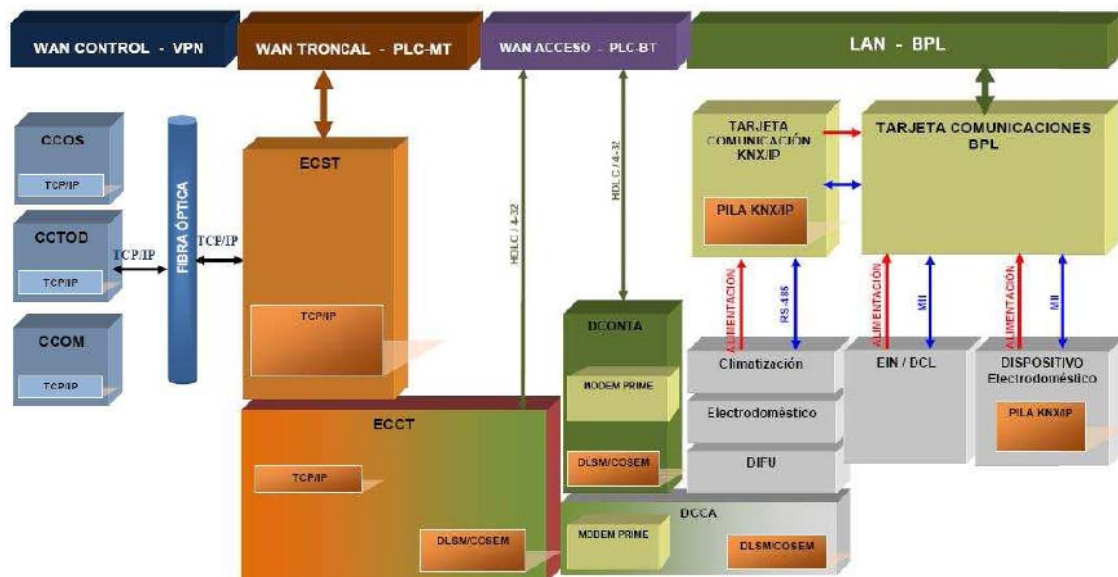
Fabricante	País	Productos y servicios que ofrecen
Circuitor	España	Diseño y fabricación de equipos para la eficiencia energética eléctrica, protección eléctrica industrial, medida y control de la energía eléctrica.
Echelon	EEUU	Network Energy Services (NES). Contadores Inteligentes. Agente certificador de ANSI y IEC para contadores inteligentes.
Elster Group	Luxemburgo	Proveedor de equipos para control de red y software. Desarrollo de soluciones de medición inteligente. Proveedor mundial de productos avanzados de medición y soluciones inteligentes de medición.
GE Energy	EEUU	Contadores inteligentes de electricidad, agua y gas. AMR y Smart Meters.
Iskraemeco	Eslovenia	Proveedor mundial de los dispositivos y sistemas de medición de energía eléctrica, registro y facturación.
Itron, Actaris	EEUU	Es un proveedor de tecnologías energéticas.
Landis+Gyr	Suiza	Medición de electricidad, con posicionado en telegestión y contadores inteligentes.
Siemens Energy	Alemania	Especializado en sistemas eléctricos de automatización y contadores inteligentes. AMIs.
ZIV	España	Contadores de energía eléctrica y sistemas de contadores, equipos de medida de calidad de servicio eléctrico.

10.11. Sistemas domóticos

Los sistemas domóticos proporcionarán a corto plazo una herramienta de gran importancia para las Smart Grids, ya que es necesario un instrumento de actuación local en las viviendas, capaz de actuar sobre las cargas energéticas de la misma, para ser capaz de controlar el consumo total de la vivienda en todo momento.

Por ejemplo, el proyecto GAD contempla en algunas fases de su desarrollo la comunicación y el control de electrodomésticos con el fin de poder controlar el consumo energético de una vivienda en todo momento. Para ello, la tecnología utilizada para realizar el control ha sido EIB-KNX y BPL.

En la siguiente imagen, se muestra los tramos en que se pueden clasificar las comunicaciones especificadas, las tecnologías empleadas y los dispositivos desarrollados (ECST, ECCT, DCONTA, DCCA, DIFU, Electrodomésticos inteligentes, Enchufes inteligentes y dispositivos de control de líneas).



GAD abarca todos los desarrollos necesarios para hacer viable la gestión de la demanda en España. Desde el desarrollo de herramientas software y la algoritmia asociada para integrar en los centros de control de los agentes implicados (Operador de Transporte, Operador de Distribución, Comercializadoras), hasta desarrollo de dispositivos necesarios para permitir la telegestión de los consumos de los usuarios de una manera transparente para los mismos, que incida lo mínimo posible en su nivel de confort. Pasando por la especificación de las comunicaciones necesarias en los distintos tramos del sistema.

Por otro lado, la expansión de las redes de sensores en todo tipo de aplicaciones de monitorización y control, en viviendas y edificios terciarios, facilitarán la recogida de



parámetros representativos del confort de las personas, permitiendo una mayor eficacia a la hora de gestionar el consumo energético.

Para este cometido los dispositivos ZigBee se presentan como la solución más sólida y con una relación calidad/precio que le está permitiendo una rápida implantación en un gran número de sistemas.

ZigBee Alliance, la asociación global de empresas que crea soluciones inalámbricas estandarizadas para utilizarlas en aplicaciones de gestión de la energía, aplicaciones comerciales y de consumo, ha anunciado que incluirá estándares globales de TI del Grupo de Trabajo en Ingeniería de Internet (IETF, por sus siglas en inglés) en su cartera de especificaciones de estándares de redes inalámbricas de baja energía. Esta estrategia expandirá la creciente cartera de exitosas especificaciones de ZigBee y debería promover el rápido crecimiento de las aplicaciones para redes de suministro eléctrico inteligentes, que han adoptado ampliamente el perfil comprobado de aplicaciones públicas de ZigBee Smart Energy.

Al incorporar los estándares del IETF, los productos de ZigBee Smart Energy aumentarán sus capacidades de aplicación con soporte nativo de protocolos de Internet, lo que permite la integración uniforme de conectividad a Internet en cada producto. Los miembros de ZigBee también se beneficiarán con el conocimiento y la experiencia incluidos en los estándares del IETF para el direccionamiento de redes a gran escala, la seguridad y la integración de TI, que aumentan aun más los conocimientos existentes a partir del desarrollo de tecnologías líderes a nivel mundial en el área de redes de control y sensores inalámbricos de bajo costo y confiables.

El perfil público de ZigBee Smart Energy define cómo un grupo de dispositivos trabajan de forma cooperativa dentro de una red, de modo que los servicios públicos puedan gestionar de forma inteligente cargas de energía, supervisar la utilización de ésta y optimizar su consumo. Al tratarse de la norma de comunicaciones entre dispositivos para redes de área doméstica seleccionada por el Departamento de Energía estadounidense en su marco normativo inicial para el desarrollo de Smart Grid, ZigBee Smart Energy es una tecnología clave para dar respuesta a las necesidades futuras de administración de energía de Estados Unidos.

ZigBee Smart Energy también permite la comunicación inalámbrica entre las empresas de servicios públicos y los dispositivos residenciales comunes tales como dispositivos y termostatos inteligentes. Mejora la eficiencia energética pudiendo, al mismo tiempo, elegir entre un gran ecosistema mundial de compañías que ofrecen productos interoperables. También ayuda a las empresas de servicios públicos a implementar nuevos programas avanzados de medida y respuesta de la demanda, conducir la gestión de mayor energía y eficacia, y al mismo tiempo responder a los requisitos gubernamentales cambiantes.



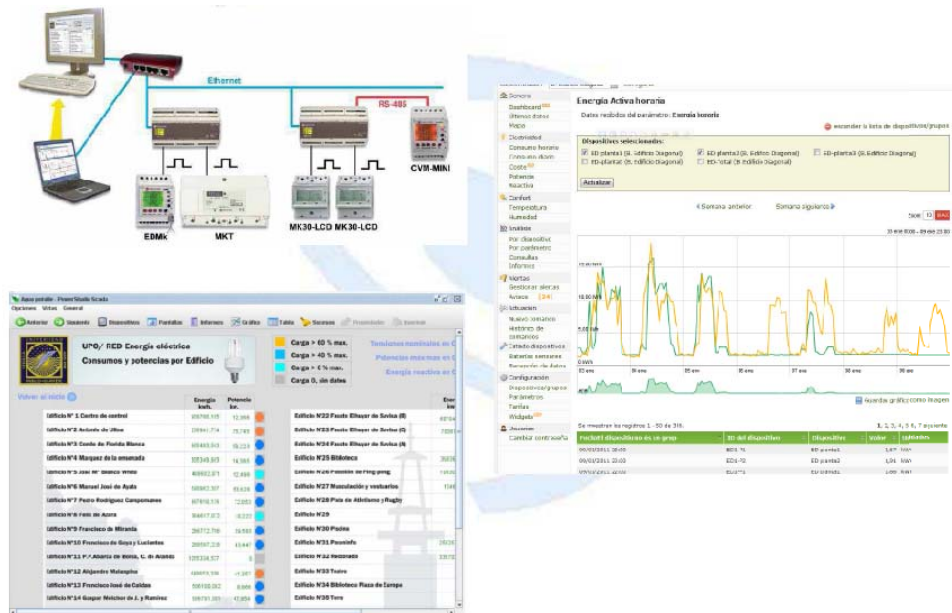
10.12. Smart Grid (Microrredes)

Instalación de MicroGrids (o microrredes), concepto en el que la energía se produce, trasmite, consume, monitoriza y gestiona a nivel local como parques empresariales, universidades, pero también podrían ser vecindarios o urbanizaciones, y que lógicamente tendrían una integración con la red central. Dentro de este entorno también serían necesarios sistemas y estrategias que permita poner de acuerdo a vecinos, comunidades, barrios, etc. para poder solicitar precios comunes a las eléctricas si todo el vecindario consume menos de una cantidad, etc.

El despliegue de la generación distribuida de pequeño tamaño podría facilitar el desarrollo de estas microrredes. Una microrred es una agrupación de cargas y generadores de pequeño tamaño que actúan como un sistema único para suministrar tanto energía eléctrica como térmica. El sistema de gestión de la microrred tratará de satisfacer la demanda térmica de sus consumidores, empleando los generadores que tenga a su disposición y haciendo uso, en su caso, de sistemas de almacenamiento térmico. En circunstancias normales, el exceso/defecto de energía eléctrica se exportará/importará de la red eléctrica principal. Por el contrario, si existe una falta en la red de distribución, si la microrred dispone de un único punto de conexión con el resto de la red de distribución, y si la normativa lo permite, la microrred puede aislarse de la red principal y satisfacer las demandas eléctricas críticas mediante los generadores instalados en la misma; una vez solucionada la falta, la microrred podría volver a conectarse a la red principal, tras sincronizarse a ella.

La instalación de microrredes en entornos urbanos consolidados puede ser complicada. Sin embargo, estos sistemas presentan perspectivas interesantes para nuevos desarrollos urbanísticos. En este caso, dado que hay que preparar todas las infraestructuras desde cero, se puede realizar una planificación energética conjunta para el barrio. Así, por ejemplo, se puede diseñar una central de producción de calor y/o frío, y realizar el tendido de tuberías de agua, en lugar de instalar tuberías de gas y producir el calor en cada vivienda.

Se espera que, en los próximos años, la instalación de microrredes en nuevos desarrollos urbanos contribuya a la consecución de los objetivos energéticos, ambientales, de seguridad del suministro y de mejora de la calidad de vida.



11. Participación del consumidor en el mercado de capacidad. Ejemplo.

11.1. Bases para la participación en el mercado de capacidad.

Para que el consumidor pueda ofertar en los mercados de capacidad, deberá conocer el funcionamiento del sistema eléctrico español y los tipos de mercados existentes, así como la normativa existente con respecto a los pagos por capacidad.

Los mercados de capacidad son un mercado energético que aporta una “sostenibilidad” al crecimiento de la demanda mediante la “construcción” (aporte) de nuevos recursos de generación/transporte y distribución al sistema a largo plazo (años). La diferencia con el enfoque tradicional es que la demanda puede aportar generación (reducción de la demanda) de dos formas:

- c) Reduciendo el consumo mediante el control directo de la carga en ciertos periodos (en ese futuro horizonte de años)
- d) Incrementando la eficiencia energética de las cargas (a años-vista).

Este mercado es un mercado de ofertas a largo plazo (el producto que se oferta debe estar listo a 3-5 años vista) y que funciona como un mercado de energía, excepto por dos razones.

- 3) La curva de ofertas de compra del servicio de capacidad la realiza el sistema eléctrico (en base a sus previsiones de evolución de la demanda y cuestiones de fiabilidad del sistema).



- 4) La curva de venta de “capacidad de generación” la hacen generadores (nuevas unidades) o consumidores (eficiencia o control).

11.2. Objetivos y problema que se pretende resolver.

Para participar en los mercados de capacidad, existen varios problemas: el primero el mínimo nivel de oferta que se exija (MW lo que supone agregar la demanda) y el segundo asignar un valor económico a esas medidas para reducir el consumo de energía. Ese valor económico es un problema “sencillo” para los generadores pero no para los usuarios finales.

Para que el consumidor pueda realizar sus ofertas en el mercado energético, deberá calcular los costes necesarios y ahorros que podrá conseguir, debiendo ser los pagos recibidos por su oferta superiores a los costes, es decir $a+b-c-d-e < 0$, siendo:

- a. Coste de capital de las medidas tomadas para reducir el consumo eléctrico
- b. Coste de los equipos de medida y control, para verificar el nivel de demanda que se reduce
- c. Ahorro de energía durante la vida útil de los equipos
- d. Ahorro en el coste de mantenimiento del sistema
- e. Pagos recibidos del mercado de capacidad durante el contrato de oferta (de 3 a 5 años), en caso de ser aceptada nuestra oferta.

Con esta ecuación podremos determinar el valor mínimo de “e” para nuestra oferta en el mercado de capacidad.

De esta forma, primeramente calcularemos el coste monetario de los paquetes de medidas tomadas para la reducción de energía por eficiencia (L1a, L1b,...), donde por ejemplo:

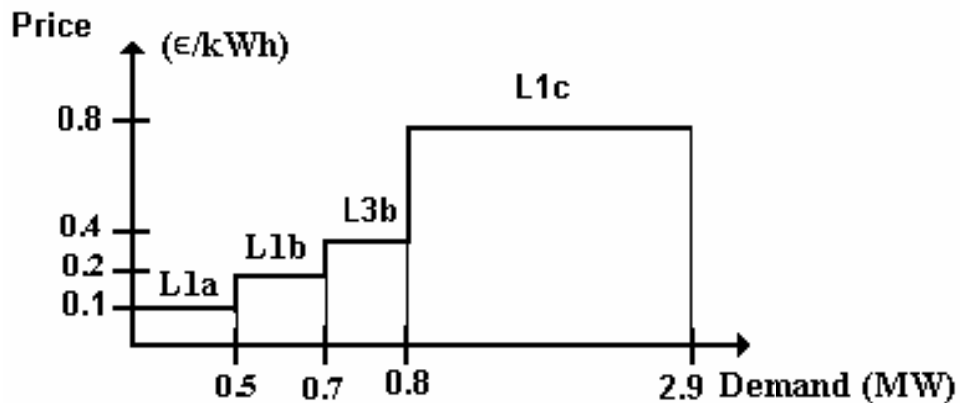
L1a: cambio de iluminación a LEDs de los pasillos/halls

L1b: cambio de iluminación a inducción de las aulas

L3b: utilización de un recuperador de calor en el aire acondicionado

L1c: cambio del aislamiento del edificio

Con estos datos obtendremos nuestra curva de oferta de eficiencia, necesaria conocerla para poder intervenir en las subastas de los mercados de capacidad. Donde, para cada una de las medidas tomadas (L1, L2, ...), representaremos el precio que nos supone el ahorro energético, frente a la potencia total que ahorraremos.



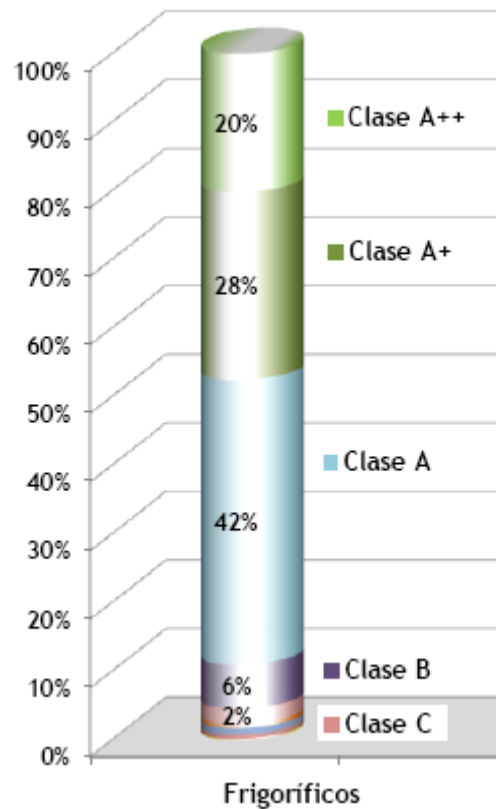
En nuestro caso particular, calcularemos la curva de oferta con respecto al sector doméstico, en el caso de sustituir frigoríficos de baja eficiencia por otros de mayor eficiencia.

11.3. Simulación práctica.

Con respecto al sector doméstico, en el siguiente ejemplo práctico vamos a determinar la curva de oferta que podríamos obtener en el caso de sustitución de un frigorífico de las clases A, B y C, por otros de mayor eficiencia energética, como son los de las clases A+, A++ y A+++.

Los frigoríficos son los electrodomésticos de mayor consumo en el hogar, representando alrededor del 15%, debido a que están funcionando permanentemente durante las 24 horas del día, aunque no tienen una potencia elevada, la cual está en torno a los 200W.

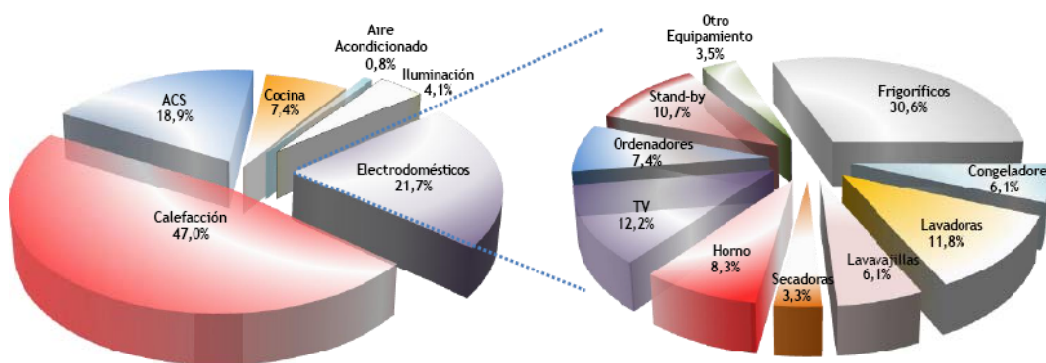
Según datos del IDAE, el parque de frigoríficos en España en julio del año 2011 se estimaba en 17.325.025 unidades, donde en el siguiente gráfico se puede apreciar el porcentaje que cada una de las clases ocupa.



Parque de frigoríficos, según Proyecto SECH-SPAHOUSEC de IDAE

El consumo medio de un hogar español es de 10.521 kWh al año (0,038 TJ), donde el 62% del consumo eléctrico obedece al equipamiento de electrodomésticos, y en menor medida a la iluminación, cocina y los servicios de calefacción y agua caliente.

Estructura de Consumo según Usos Energéticos



Los frigoríficos se encuentran en todos los hogares españoles, estimándose un consumo medio diario de éste por hogar de 1,64 kWh (estimando un consumo anual en 10,16 TWh en 17 millones de hogares, donde el consumo medio energético por hogar



está en 3.300 kwh, siendo el 15% del frigorífico). Así el consumo anual en el sector residencial corresponde a 11.340.606 MWh para los frigoríficos.

La energía consumida en un frigorífico se puede desglosar en los siguientes factores:



Donde dentro del 4% de factores restantes se incluyen la ubicación inadecuada y la existencia de capas de hielo en el mismo, entre otros.

Tan importante es elegir el frigorífico, como su buena utilización para reducir el consumo, debiendo seguir los siguientes consejos:

- Colocar el frigorífico en un **lugar fresco y ventilado**, alejado de fuentes de calor como la luz solar o el horno.
- **Limpiar la parte trasera del aparato** al menos una vez al año.
- Descongelar antes de que la capa de hielo alcance 3 mm de espesor y ahorrará hasta el 30%.
- Comprobar que las **gomas de las puertas** están en buenas condiciones y cierran bien: se evitará pérdidas de frío.
- Ajustar el termostato en **6° C** en el compartimento de refrigeración y **-18° C** en el de congelación.
- **Abrir la puerta lo menos posible** y cerrarla rápidamente.
- El hielo y la escarcha son aislantes y dificultan el enfriamiento. Los **modelos “no-frost”**, o sin escarcha evitan la formación de hielo y escarcha.
- No introducir **nunca** alimentos **calientes en el frigorífico**. Cuando se saque un alimento del congelador para consumirlo al día siguiente, **descongelar en el compartimento de refrigeración**, en vez de en el exterior.

Primeramente realizaremos un estudio de mercado, para conocer la tecnología disponible para esta clase de electrodomésticos, los precios de los equipos, subenciones



existentes y ahorro energético que se pueden conseguir dependiendo de las características de los mismos.

En la Directiva 94/2/EC, se definió el Índice de Eficiencia Energética (IEE), el cual representa la relación entre la energía consumida por el aparato y el consumo de energía del aparato normalizado de referencia con el mismo volumen que el comparado. Esta directiva fue derogada el día 30/11/2011 por el Reglamento UE nº 1060/2010, estableciendo otras clases o categorías para los frigoríficos, modificando además, los límites de las mismas, como se pueden observar en la siguiente tabla:

Clase Energética	IEE	Observaciones
A+++	$IEE < 22$	
A++	$22 \leq IEE < 33$	
A+	$30 \leq IEE < 44$	
A	$44 \leq IEE < 55$	Prohibida a partir de 01/07/2012
B	$55 \leq IEE < 75$	Prohibida a partir de 01/07/2010
C	$75 \leq IEE < 95$	Prohibida a partir de 01/07/2010
D	$95 \leq IEE < 110$	Prohibida
E	$110 \leq IEE < 125$	Prohibida
F	$125 \leq IEE < 150$	Prohibida
G	$150 \leq IEE$	Prohibida

Donde el día 01/07/2014 el Reglamento ha establecido nuevos límites para la clase A, pasando a ser $42 \leq IEE < 55$.

Políticas de eficiencia energética para frigoríficos. Subenciones

Desde hace unos años, las comunidades autónomas destinan un dinero a la eficiencia energética, en forma de ayuda a los consumidores con una cuantía económica en la adquisición de electrodomésticos de alta eficiencia energética que sustituyan a otros de menor eficiencia energética, estas campañas suelen ser conocidas como “plan renove”.

Así por ejemplo en Castilla La Mancha, el último proyecto del plan renove de electrodomésticos comenzó el día 15/05/2014 y finalizó el día 30/08/2014, subencionando la compra de frigoríficos de clase energética A+ o superior, siendo la ayuda máxima del 25% del valor del electrodoméstico ó 125 Euros.



En el País vasco ha comenzado un plan renove el día 02/10/2014 y finaliza el día 28/11/2014, subvencionando la compra de frigoríficos de clase energética A++ o superior, siendo la ayuda de 125 Euros para los de la clase A+++ y de 105 Euros para los de la clase A++.

En Cantabria, se está elaborando un plan renove que comenzará a mediados de octubre de 2014, subvencionando la compra de frigoríficos de clase energética A+ o superior, siendo la ayuda de 125 Euros para los de la clase A++ y de 105 Euros para los de la clase A+.

Como puede observarse, dependiendo de la Comunidad Autónoma, las ayudas serán distintas, debiendo tener esto en cuenta a la hora de elegir el tipo de frigorífico a comprar.

Coste económico de los frigoríficos más eficientes del mercado

Deberemos comparar los precios de los equipos existentes en el mercado de distintas eficiencias energéticas, de las mismas características, y desestimando el sobre costo debido a la imagen de marca y a otros equipamientos que puedan tener y que no aporten nada a su eficiencia energética. Dadas las múltiples variables existentes en la elección de un frigorífico, no es posible hacer una tabla general comparativa que nos permita estudiar el sobre coste que supone cada una de las medidas de eficiencia energética tomadas para cada uno de ellos.

De esta forma, elegiremos dos o tres marcas, y compararemos las características entre modelos con la misma eficiencia entre cada una de las marcas, y además compararemos las distintas eficiencias para cada uno de los modelos dentro de la misma marca.

En nuestro caso estudiaremos, a modo de ejemplo, las características de los modelos ZRB 936 VXL y ZRB 637 VXL de Zanussi, siendo de clase energética A+ y A respectivamente; las características de los modelos KG39NH76 y KG39NH70 de Siemens, siendo de clase energética A++ y A+ respectivamente; y las características de los modelos KS36VAI41 y KS36VBI30 de Siemens, siendo de clase energética A+++ y A++ respectivamente.















MODELO ZANUSSI	ZRB 936 VXL	ZRB 637 VXL
Clase o categoría energética	A+	A
Clasificación climática	SN-N-ST	SN-N-ST
Poder de congelación (kg/24h.)	12	12
Consumo Eléctrico (kWh/año)	281	350
Capacidad total bruta (l)	359	359
Capacidad útil frigorífico (l)	245	245
Capacidad útil (l)	92	92
Alto (mm)	1850	1850
Ancho (mm)	595	595
Fondo (mm)	632	632
Color	Inox. Antihuellas	Inox. Antihuellas
Nº Compresores	1	2
Tensión (V)	230	230
Potencia de conexión (W)	150	150
Ruido (dB)	40	40
Control:	Control Electromecánico.	Doble termostato independiente
Puertas arqueadas y reversibles	SI	SI
Tipo de frío	cíclico	cíclico
Refrigeración dinámica DAC1	SI	SI
Cajones verduleros	2	2
Bandejas de cristal (3 Regul. + 1 fija)	SI	SI
Precio PVP (EUR)	733	703

MODELO SIEMENS	KG39NH76	KG39NH70
Eficacia energética	A++	A+
Clasificación climática	SN-T	SN-T
Poder de congelación (kg/24h.)	14	14
Consumo Eléctrico (kWh/año)	260	324
Capacidad total bruta (l)	358	358
Capacidad útil frigorífico (l)	219	223
Capacidad útil congelador (l)	94	94
Capacidad útil (l)	313	317
Alto (mm)	200	200
Ancho (mm)	60	60
Fondo (mm)	65	65
Color	Acero Inoxidable Antih.	Acero Inoxidable Antih.
Nº Compresores	2	2
Tensión (V)	230	230
Potencia de conexión (W)	160	160
Ruido (dB)	43	44
Sistema noFrost multiAirflow	SI	SI
ecoLight. Iluminación interior LED	SI	SI
Número de circuitos de frío independ.	2	2
Cajón HydroFresh con control humedad	SI	S
Equipamiento interior en inoxidable	SI	SI
Bandejas de cristal de seguridad	SI	SI
Precio PVP (EUR)	979 EUR	929 EUR

Para estos modelos de Zanussi, tenemos que el sobrepeso de 30 Euros (4,3%) entre ambos modelos, permite ahorrar anualmente 69 kWh, que para un precio de 0,18 EUR/kWh, sería amortizado en 2,4 años, donde estimando 15 años de vida útil, supondría un ahorro total de 188,6 Euros (25,7% sobre el precio).

Para estos modelos de Siemens, tenemos que el sobrepeso de 50 Euros entre ambos modelos, permite ahorrar anualmente 64 kWh, donde estimando 15 años de vida útil, supondría un ahorro total de 175 Euros, siendo amortizado en 4,3 años.



Código de producto SIEMENS	KS36VAI41	KS36VB130
Características de producto:		
	<div style="display: flex; flex-wrap: wrap; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center; margin: 5px;"> Botellero abatible</div> <div style="text-align: center; margin: 5px;"> Tratamiento antihuellas</div> <div style="text-align: center; margin: 5px;"> Energía A+++</div> <div style="text-align: center; margin: 5px;"> easyLift</div> <div style="text-align: center; margin: 5px;"> LED light</div> <div style="text-align: center; margin: 5px;"> superCooling</div> </div> <ul style="list-style-type: none"> • Clase A+++: consumo 50% menos que clase A+ • Power Ventilation System • Frío Activo • Cajón hydroFresh para frutas y verduras con control de humedad • ecoLight: tecnología de iluminación interior mediante LEDs • Visualización de la temperatura mediante display digital • Función "super-refrigeración" con desconexión automática • Alarma acústica de puerta abierta • Tirador de gran superficie en acero inoxidable • Filtro AirFresh • Cajón de gran capacidad con guías telescópicas • Equipamiento interior en acabado inoxidable • Bandejas de cristal de seguridad extensibles • Botellero abatible • Balcón regulable en altura con tecnología easyLift • Consumo de energía: 75 kWh/año • Apertura de puerta a la izquierda. Puerta reversible • Combinación Twin con el modelo GS36NAI31 mediante el accesorio de unión KSZ36AL00 • Dimensiones (alto x ancho x fondo sin tirador): 186 x 60 x 65 cm 	<div style="display: flex; flex-wrap: wrap; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center; margin: 5px;"> Botellero abatible</div> <div style="text-align: center; margin: 5px;"> Tratamiento antihuellas</div> <div style="text-align: center; margin: 5px;"> Energía A++</div> <div style="text-align: center; margin: 5px;"> easyLift</div> <div style="text-align: center; margin: 5px;"> LED light</div> <div style="text-align: center; margin: 5px;"> superCooling</div> </div> <ul style="list-style-type: none"> • Clase A++: consumo un 25% menos que clase A+ • Power Ventilation System • Frío Activo • Cajón hydroFresh para frutas y verduras con control de humedad • ecoLight: tecnología de iluminación interior mediante LEDs • Electrónica touchControl digital en la puerta • Visualización de la temperatura mediante display digital • Función "super-refrigeración" con desconexión automática • Alarma acústica de puerta abierta • Tirador de gran superficie en acero inoxidable • Filtro AirFresh • Cajón de gran capacidad con guías telescópicas • Equipamiento interior en acabado inoxidable • Bandejas de cristal de seguridad extensibles • Botellero abatible • Balcón regulable en altura con tecnología easyLift • Consumo de energía: 112 kWh/año • Apertura de puerta a la izquierda. Puerta reversible • Combinación Twin con el modelo GS36NBI30 mediante el accesorio de unión KSZ36AL00 • Dimensiones (alto x ancho x fondo sin tirador): 186 x 60 x 65 cm



Peso neto (kg)	72,000 kg	72,000 kg
Peso bruto (Kg.)	74,000 kg	74,000 kg
Consumos		
Eficiencia energética TSE	X	X
Clase climática	SN-T	SN-T
Capacidad		
Capacidad total bruta (l)	348 l	348 l
Capacidad total neta (l)	346 l	346 l
Dimensiones		
Altura del producto	1.860 mm	1.860 mm
Anchura del producto	600 mm	600 mm
Anchura con puerta abierta 90°	64,00 cm	64,00 cm
Datos técnicos		
Potencia de conexión (W)	90 W	90 W
Tensión (V)	220-240 V	220-240 V
Tipo de clavija	Schuko con conexión a tierra	Schuko con conexión a tierra

Peso neto (kg)	72,000 kg	72,000 kg
Peso bruto (Kg.)	74,000 kg	74,000 kg
Consumos		
Eficiencia energética TSE	X	X
Clase climática	SN-T	SN-T
Capacidad		
Capacidad total bruta (l)	348 l	348 l
Capacidad total neta (l)	346 l	346 l

Precio (Euros)	1345 Euros	1250 Euros
-----------------------	-------------------	-------------------

Para estos modelos de Siemens, tenemos que el sobrepeso es de 95 Euros entre ambos modelos, permite ahorrar anualmente 37 kWh, que para un precio de 0,18 EUR/kWh, sería amortizado en 14 años, donde estimando 15 años de vida útil,



supondría un ahorro total de 101 Euros, por lo que a estos precios apenas podrían compensar el ahorro.

De forma general se puede deducir que a los precios actuales, la inversión en la compra de frigoríficos de la clase A++ resulta económicamente más rentable frente a la compra de frigoríficos de la clase A, y frente a los de la clase A+ y A+++, aún siendo éstos últimos más eficientes.

De las hojas de características anteriores, se puede observar que es muy difícil elaborar una tabla equitativa para los frigoríficos de igual clase energética, ya que por ejemplo, dependiendo del fabricante y de la capacidad del frigorífico, la diferencia de consumos para la misma clase puede ser bastante grande. No obstante elaboraremos una tabla con las diferentes clases energéticas de los electrodomésticos, incluyendo los porcentajes de ahorro energético de cada clase, y los consumos estimados para los frigoríficos de distinta clase, la cual nos servirá para conocer de forma aproximada el ahorro energético, y por tanto económico, que podemos conseguir:

TIPO	CLASE	Ahorro respecto a la clase D	Consumo respecto a la clase D	Consumo (kWh/año)	Coste económico anual (€)
Muy bajo consumo	A+++	77,6%	22,4%	140	34,7
	A++	66,4%	33,6%	210	52,0
	A+	55,2%	44,8%	280	69,4
Bajo consumo	A	44%	56%	350	86,8
	B	32,8%	67,2%	420	104,1
	C	8%	92%	575	142,6
Consumo medio	D	0%	100%	625	155,0
	E		105%	656	162,7
Alto consumo	F		115%	719	178,3
	G		130%	813	201,6

Cálculo estimado basado en valores medios de consumo de electrodomésticos según BBDD de IDAE publicados en 2010 y datos facilitados por los fabricantes.

Se considera el coste promedio de electricidad publicado en la Orden IET/1491/2013 de 1 de agosto, incluyendo el término fijo (potencia facturada), el término variable (energía facturada), impuestos (sobre electricidad) y alquiler del contador (equipos de medida). Coste de la electricidad medio: 0,248 € kWh. Los cálculos obtenidos en esta tabla son cálculos teóricos. En la Orden IET/107/2014, de 31 de enero, se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014.

En los cálculos posteriores se tendrán en cuenta las anteriores premisas y vida útil aproximada del frigorífico se estimará en 10 años.



La columna obtenida del ahorro permite calcular de forma rápida, el ahorro energético entre frigoríficos de distinta clase energética.

Vamos a utilizar las tablas siguientes para comparar el ahorro que supone el sustituir frigoríficos de baja eficiencia (bajo consumo) de las clases A, B y C, por frigoríficos de alta eficiencia (muy bajo consumo) de las clases A+, A++ y A+++.

Las siguientes tablas de valoración, se han obtenido sabiendo la diferencia de consumo anual entre los frigoríficos de eficiencia A+++ , A++ y A+ respecto a los de las clases A, B y C respectivamente. Donde se ha considerado un coste promedio de la electricidad de 0,248 € el KWh.

Según datos del IDAE, el parque de frigoríficos en España en julio del año 2011 se estimaba en 17.325.025 unidades, estando compuesto por el 20% de la clase A++ , 28% de la clase A+ , 42% de la clase A, 6% de la clase B, y 2% de la clase C, siendo el 2% restante de otras eficiencias.

Aunque los precios de los frigoríficos difieren mucho de unas marcas a otras, aumentando la diferencia conforme aumenta la capacidad y las prestaciones de los mismos, para los siguientes cálculos estimaremos que el precio de un frigorífico de la clase A+ será de 550 €, de la clase A++ será 800 €, y de la clase A+++ será de 1000 €.

A) Sustitución de frigoríficos de la clase A

CLASE	Gasto medio kWh/año	Coste energía 1 año	Coste energía 10 años	Ahorro respecto a un clase A	Ahorro (€) respecto a un clase A en 1 año	Ahorro (€) respecto a un clase A en 10 años
A+++	140	34,7 €	347 €	60%	52,1	521
A++	210	52,0 €	520 €	40%	34,8	348
A+	280	69,4 €	694 €	20%	17,4	174
A	350	86,8 €	868 €	0%	0	0

A.1) Sustitución de frigoríficos de la clase A por los de la clase A+

Según la tabla anterior, el ahorro económico anual de un frigorífico de la A+ frente a uno de la clase A es de 17,4 €.

En el supuesto que tuviéramos que **elegir entre la compra de un frigorífico de la clase A y otro de la clase A+**, tendríamos según los catálogos anteriores, que para el



precio de un frigorífico A+ de 733 € y el precio del de clase A de 703 €, donde con un ahorro de 17,4 € al año, tardaríamos $30/17,4 = 1,7$ años en amortizar el sobrepeso del frigorífico más eficiente. Por lo que suponiendo una vida media de 10 años, sería muy rentable comprar el de la clase A+.

Una vez amortizado en 1,7 años, si dura 8,3 años más el frigorífico, se ahorrarían 145 € en el resto de vida útil del mismo.

En el supuesto de valorar la **sustitución de un frigorífico de la clase A por otro de la clase A+**, estimando el precio medio de un frigorífico A+ en 550 €, donde con un ahorro de 17,4 € al año, tardaríamos $550/17,4 = 31,6$ años en amortizar la compra del frigorífico. Por lo que suponiendo una vida media de 10 años, no sería en absoluto rentable sustituirlo, incluso siendo subvencionado con las subvenciones actuales.

Para una vida útil de 10 años, el incentivo mínimo para amortizar la compra sería $550/10 \text{ años} = 55 \text{ €/año}$, por lo que restándolo al ahorro anual de 17,4 €, deberíamos percibir como mínimo 37,6 €/año para que sea rentable el cambio, esto son 376 € totales en 10 años (3,13 €/mes durante 10 años).

A.2) Sustitución de frigoríficos de la clase A por los de la clase A++

Según la tabla anterior, el ahorro económico anual de un frigorífico de la A++ frente a uno de la clase A es de 34,8 €.

En el **supuesto que tuviéramos que elegir entre la compra de un frigorífico de la clase A y otro de la clase A++**, tendríamos que para el precio de un frigorífico A++ de 979 € y el precio del de clase A de 703 €, donde con un ahorro de 34,8 € al año, tardaríamos $276/34,8 = 7,9$ años en amortizar el sobrepeso del frigorífico más eficiente. Por lo que suponiendo una vida media de 10 años, sería rentable comprarlo.

Una vez amortizado en 7,9 años, si dura 2,1 años más el frigorífico, se ahorrarían 73 € en el resto de vida útil del frigorífico, donde si se alargara la vida del frigorífico a 15 años, éste sería el más rentable de todos los casos para elegirlo frente a uno de clase A.

En el **supuesto de valorar la sustitución de un frigorífico de la clase A por otro de la clase A++**, estimando el precio medio de un frigorífico A++ en 800 €, donde con un ahorro de 34,8 € al año, tardaríamos $800/34,8 = 22,9$ años en amortizar la compra del frigorífico. Por lo que suponiendo una vida media de 10 años, no sería rentable sustituirlo, incluso siendo subvencionado con las subvenciones actuales.



Para una vida útil de 10 años, el precio mínimo de la energía para amortizar la compra sería $800/10$ años = 80 €/año, por lo que restándolo al ahorro anual de 34,8 €, deberíamos percibir como mínimo 45,2 €/año para que sea rentable el cambio, esto son 452 € totales en 10 años (3,76 €/mes durante 10 años).

A.3) Sustitución de frigoríficos de la clase A por los de la clase A+++

Según la tabla anterior, el ahorro económico anual de un frigorífico de la A+++ frente a uno de la clase A es de 52,1 €.

En el **supuesto que tuviéramos que elegir entre la compra de un frigorífico de la clase A y otro de la clase A+++**, tendríamos que para el precio de un frigorífico A+++ de 1345 € y el precio del de clase A de 703 €, donde con un ahorro de 52,1 € al año, tardaríamos $642/52,1 = 12,3$ años en amortizar el sobrepeso del frigorífico más eficiente. Por lo que suponiendo una vida media de 10 años, no sería rentable comprarlo.

En caso de ser subvencionado con 125 €, tardaremos $517/52,1 = 9,9$ años, por lo que sí sería rentable, aunque no obtendríamos beneficios económicos.

En el **supuesto de valorar la sustitución de un frigorífico de la clase A por otro de la clase A+++**, estimando el precio medio de un frigorífico A+++ en 1000 €, donde con un ahorro de 52,1 € al año, tardaríamos $1000/52,1 = 19,1$ años en amortizar la compra del frigorífico. Por lo que suponiendo una vida media de 10 años, no sería rentable comprarlo.

En caso de ser subvencionado con 125 €, tardaremos $875/52,1 = 16,7$ años, por lo que tampoco sería rentable sustituirlo, incluso si su vida útil fuese de 15 años.

Para una vida útil de 10 años, el precio mínimo de la energía para amortizar la compra sería $1000/10$ años = 100 €/año, por lo que restándolo al ahorro anual de 52,1 €, deberíamos percibir como mínimo 47,9 €/año para que sea rentable el cambio, esto son 479 € totales en 10 años (3,99 €/mes durante 10 años).



B) Sustitución de frigoríficos de la clase B

CLASE	Gasto medio kWh/año	Coste energía 1 año	Coste energía 10 años	Ahorro respecto a un clase B	Ahorro (€) respecto a un clase B en 1 año	Ahorro (€) respecto a un clase B en 10 años
A+++	140	34,7 €	347 €	66,6%	69,4	694
A++	210	52,0 €	520 €	50%	52,1	521
A+	280	69,4 €	694 €	33,3%	34,7	347
B	420	104,1 €	1041 €	0%	0	0

B.1) Sustitución de frigoríficos de la clase B por los de la clase A+

Según la tabla anterior, el ahorro económico anual de un frigorífico de la A+ frente a uno de la clase B es de 34,7 €.

En el supuesto de valorar la sustitución de un frigorífico de la clase B por otro de la clase A+, estimando el precio medio de un frigorífico A+ en 550 €, donde con un ahorro de 34,7 € al año, tardaríamos $550/34,7 = 15,8$ años en amortizar la compra del frigorífico. Por lo que suponiendo una vida media de 10 años, no sería rentable comprarlo, aunque si durara su vida 15 años, sí lo podría ser, aunque no obtendríamos beneficios económicos.

En caso de ser subvencionado con 125 €, tardaremos $425/34,7 = 12,2$ años, por lo que sí sería rentable, aunque apenas obtendríamos beneficios económicos.

Para una vida útil de 10 años, el precio mínimo de la energía para amortizar la compra sería $550/10 \text{ años} = 55 \text{ €/año}$, por lo que restándolo al ahorro anual de 34,7 €, deberíamos percibir como mínimo 20,3 €/año para que sea rentable el cambio, esto son 203 € totales en 10 años (1,69 €/mes durante 10 años).

B.2) Sustitución de frigoríficos de la clase B por los de la clase A++

Según la tabla anterior, el ahorro económico anual de un frigorífico de la A++ frente a uno de la clase B es de 52,1 €.

En el supuesto de valorar la sustitución de un frigorífico de la clase B por otro de la clase A++, estimando el precio medio de un frigorífico A++ en 800 €, donde con un ahorro de 52,1 € al año, tardaríamos $800/52,1 = 15,3$ años en amortizar la compra del



frigorífico. Por lo que suponiendo una vida media de 10 años, no sería rentable comprarlo, aunque si durara su vida 15 años, sí lo sería, siendo incluso más rentable sustituirlo frente a uno de la clase A+, ya que el consumo de éste es menor.

En caso de ser subvencionado con 125 €, tardaremos $675/52,1 = 12,9$ años, por lo que sí sería rentable, aunque apenas obtendríamos beneficios económicos si su vida fuese inferior a 15 años.

Para una vida útil de 10 años, el precio mínimo de la energía para amortizar la compra sería $800/10$ años = 80 €/año, por lo que restándolo al ahorro anual de 52,1 €, deberíamos percibir como mínimo 27,9 €/año para que sea rentable el cambio, esto son 279 € totales en 10 años (2,32 €/mes durante 10 años).

B.3) Sustitución de frigoríficos de la clase B por los de la clase A+++

Según la tabla anterior, el ahorro económico anual de un frigorífico de la A+++ frente a uno de la clase B es de 69,4 €.

En el supuesto de valorar la sustitución de un frigorífico de la clase B por otro de la clase A+++ , estimando el precio medio de un frigorífico A+++ en 1000 €, donde con un ahorro de 69,4 € al año, tardaríamos $1000/69,4 = 14,4$ años en amortizar la compra del frigorífico. Por lo que suponiendo una vida media de 10 años, no sería rentable comprarlo, aunque si durara su vida 15 años, sí lo sería, aunque no obtendríamos beneficios económicos.

En caso de ser subvencionado con 125 €, tardaremos $875/69,4 = 12,6$ años, por lo que sí sería rentable, si su vida fuese al menos de 15 años, siendo incluso más rentable sustituirlo frente a uno de la clase A+ o A++, ya que el consumo de éste es mucho menor.

Para una vida útil de 10 años, el precio mínimo de la energía para amortizar la compra sería $1000/10$ años = 100 €/año, por lo que restándolo al ahorro anual de 69,4 €, deberíamos percibir como mínimo 30,6 €/año para que sea rentable el cambio, esto son 306 € totales en 10 años (2,55 €/mes durante 10 años).



C) Sustitución de frigoríficos de la clase C

CLASE	Gasto medio kWh/año	Coste energía 1 año	Coste energía 10 años	Ahorro respecto a un clase C	Ahorro (€) respecto a un clase C en 1 año	Ahorro (€) respecto a un clase C en 10 años
A+++	140	34,7 €	347 €	75,7%	107,9	1079
A++	210	52,0 €	520 €	63,5%	90,6	906
A+	280	69,4 €	694 €	51,3%	73,2	732
C	575	142,6	1426	0%	0	0

C.1) Sustitución de frigoríficos de la clase C por los de la clase A+

Según la tabla anterior, el ahorro económico anual de un frigorífico de la A+ frente a uno de la clase C es de 73,2 €.

En el supuesto de valorar la sustitución de un frigorífico de la clase C por otro de la clase A+, estimando el precio medio de un frigorífico A+ en 550 €, donde con un ahorro de 73,2 € al año, tardaríamos $550/73,2 = 7,5$ años en amortizar la compra del frigorífico. Por lo que suponiendo una vida media de 10 años, sería rentable sustituirlo, incluso sin ser subvencionado.

Una vez amortizado en 7,5 años, si dura 2,5 años más el frigorífico, se ahorrarían 182 € en el resto de vida útil del mismo.

En caso de ser subvencionado con 125 €, tardaremos $425/73,2 = 5,8$ años, por lo que sería muy rentable sustituirlo, ahorrándonos en los 4,2 restantes de vida útil 307 €.

Para una vida útil de 10 años, el precio mínimo de la energía para amortizar la compra sería $550/10$ años = 55 €/año, por lo que restándolo al ahorro anual de 73,2 €, ahorraremos 18,2 €/año, esto son 182 € totales en 10 años (1,52 €/mes durante 10 años) por lo que es muy rentable el cambio, quedando amortizado el frigorífico en 7,5 años.

C.2) Sustitución de frigoríficos de la clase C por los de la clase A++

Según la tabla anterior, el ahorro económico anual de un frigorífico de la A++ frente a uno de la clase C es de 90,6 €.



En el supuesto de valorar la sustitución de un frigorífico de la clase C por otro de la clase A++, estimando el precio medio de un frigorífico A++ en 800 €, donde con un ahorro de 90,6 € al año, tardaríamos $800/90,6 = 8,8$ años en amortizar la compra del frigorífico. Por lo que suponiendo una vida media de 10 años, sería rentable sustituirlo, incluso sin ser subvencionado.

Una vez amortizado en 8,8 años, si dura 1,2 años más el frigorífico, se ahorrarían 106 € en el resto de vida útil del mismo.

En caso de ser subvencionado con 125 €, tardaremos $675/90,6 = 7,4$ años, por lo que sería rentable sustituirlo, ahorrándonos en los 2,6 restantes de vida útil 235 €.

Para una vida útil de 10 años, el precio mínimo de la energía para amortizar la compra sería $800/10$ años = 80 €/año, por lo que restándolo al ahorro anual de 90,6 €, ahorraremos 10,6 €/año, esto son 106 € totales en 10 años (0,88 €/mes durante 10 años) por lo que es muy rentable el cambio, quedando amortizado el frigorífico en 8,8 años.

C.3) Sustitución de frigoríficos de la clase C por los de la clase A+++

Según la tabla anterior, el ahorro económico anual de un frigorífico de la A+++ frente a uno de la clase C es de 107,9 €.

En el supuesto de valorar la sustitución de un frigorífico de la clase B por otro de la clase A+++ , estimando el precio medio de un frigorífico A+++ en 1000 €, donde con un ahorro de 107,9 € al año, tardaríamos $1000/107,9 = 9,2$ años en amortizar la compra del frigorífico. Por lo que suponiendo una vida media de 10 años, sería poco rentable comprarlo.

En caso de ser subvencionado con 125 €, tardaremos $875/107,9 = 8,1$ años, por lo que sí sería rentable sustituirlo, ahorrándonos en los 1,9 restantes de vida útil 205 €.

Para una vida útil de 10 años, el precio mínimo de la energía para amortizar la compra sería $1000/10$ años = 100 €/año, por lo que restándolo al ahorro anual de 107,9 €, ahorraremos 7,9 €/año, esto son 79 € totales en 10 años (0,66 €/mes durante 10 años) por lo que es rentable el cambio, quedando amortizado el frigorífico en 9,2 años.



11.4. Obtención de nuestra curva de oferta.

Con respecto al sector doméstico, vamos a obtener la curva de oferta en el caso de sustituir frigoríficos de baja eficiencia por otros de mayor eficiencia, con los datos obtenidos en los apartados anteriores.

Los costes necesarios y ahorros que hemos obtenido han sido los siguientes:

- a. El coste de capital de las medidas tomadas para reducir el consumo eléctrico será la sustitución de los frigoríficos de las clases A, B y C, por frigoríficos de las clases A+, A++ y A+++.
- b. El coste de los equipos de medida y control, para verificar el nivel de demanda que se reduce, lo estimaremos con coste cero, ya que se ha incluido en el precio de la electricidad utilizado para hacer los cálculos.
- c. Ahorro de energía durante la vida útil de los frigoríficos sustituidos, donde la sustitución de algunos de ellos no aportan beneficios económicos.
- d. El ahorro en el coste de mantenimiento de los frigoríficos lo supondremos cero, ya que tienen el mismo mantenimiento que los de clases menos eficientes.
- e. Los pagos recibidos del mercado de capacidad durante el contrato de oferta lo calcularemos como mínimo para 5 años, no siendo rentable en la mayoría de casos para menos años.

Donde $a+b-c-d-e < 0$, donde el valor mínimo de “e” para nuestra oferta en el mercado de capacidad, diferirá para los distintos casos obtenidos, como veremos a continuación.

En los apartados anteriores, se obtuvieron los valores de “a” y “c”, para la sustitución de frigoríficos de la clase A, obteniendo la siguiente tabla:

Cambio de Clase	Medida de ahorro tomada	Nº Años para amortizar compra del frigorífico	Cantidad mínima anual a percibir para amortizar compra	Ahorro energía respecto a clase cambiada en 1 año	Ahorro monetario respecto a clase cambiada en 1 año
A x A+	A1	31,6	37,6 €	70 kWh	17,4 €
A x A++	A2	22,9	45,2 €	140 kWh	34,8 €
A x A+++	A3	19,1	47,9 €	210 kWh	52,1 €

Donde A1, A2, y A3 representan la sustitución de frigoríficos de la clase A por los de la clase A+, A++ y A+++ respectivamente.



Para la sustitución de frigoríficos de la clase B, hemos obteniendo la siguiente tabla:

Cambio de Clase	Medida de ahorro tomada	Nº Años para amortizar compra del frigorífico	Cantidad mínima anual a percibir para amortizar compra	Ahorro energía respecto a clase cambiada en 1 año	Ahorro monetario respecto a clase cambiada en 1 año
B x A+	B1	15,8	20,3 €	140 kWh	34,7 €
B x A++	B2	15,3	27,9 €	210 kWh	52,1 €
B x A+++	B3	14,4	30,6 €	280 kWh	69,4 €

Donde B1, B2, y B3 representan la sustitución de frigoríficos de la clase B por los de la clase A+, A++ y A+++ respectivamente.

Para la sustitución de frigoríficos de la clase C, hemos obteniendo la siguiente tabla:

Cambio de Clase	Medida de ahorro tomada	Nº Años para amortizar compra del frigorífico	Cantidad mínima anual a percibir para amortizar compra	Ahorro energía respecto a clase cambiada en 1 año	Ahorro monetario respecto a clase cambiada en 1 año
C x A+	C1	7,5	-18,2 €	295 kWh	73,2 €
C x A++	C2	8,8	-10,6 €	365 kWh	90,6 €
C x A+++	C3	9,2	-7,9 €	435 kWh	107,9 €

Donde C1, C2, y C3 representan la sustitución de frigoríficos de la clase B por los de la clase A+, A++ y A+++ respectivamente. En este caso la cantidad mínima a percibir anualmente para amortizar la compra del frigorífico es negativa, debido a que con el ahorro monetario en energía conseguido se amortiza el frigorífico en menos de 10 años.

Con los datos anteriores obtendremos nuestra curva de oferta de eficiencia, la cual será necesaria conocerla para poder intervenir en las subastas de los mercados de capacidad.

Para obtenerla, representaremos en el eje de abscisas la potencia ahorrada para cada uno de los paquetes de medidas tomadas (A1, A2, ...B1...), y en el eje de ordenadas el precio del kilovatio al mes.



Según datos del IDAE, el parque de frigoríficos en España en julio del año 2011 se estimaba en 17.325.025 unidades, estando compuesto por el 20% de la clase A++, 28% de la clase A+, 42% de la clase A, 6% de la clase B, y 2% de la clase C, siendo el 2% restante de otras eficiencias. Así, tendríamos: 7.276.510 unidades de la clase A, 1.039.501 unidades de la clase B, y 346.500 unidades de la clase C.

Vamos a fijar que el paquete de medidas de ahorro tomadas deben tener un valor de reducción de la demanda de energía como mínimo de 100 kW para poder participar en la subasta del mercado de capacidad, al igual que ocurre en el modelo RPM del mercado de capacidad de PJM. También tendremos en cuenta que el mercado americano de PJM se están pagando alrededor de 150 \$/ MW día, el cual equivale alrededor de 0,11 €/ kWh día.

Supongamos que tenemos una cartera de 4500 clientes, de los cuales 1500 tienen frigoríficos de la clase A, 1500 tienen de la clase B, y 1500 de la clase C.

Los ahorros en energía y el incentivo que deberían conseguir estos clientes vendrán recogidos en las siguientes tablas, obtenidas de los cálculos en los apartados anteriores:

Cambio de Clase	Medida de ahorro tomada	Nº Años para amortizar compra del frigorífico (años)	Cantidad mínima anual en 10 años a percibir para amortizar compra (€/año)	Cantidad mínima mensual a percibir en 10 años para amortizar compra (€/mes)	Ahorro energía respecto a clase cambiada en 1 año y por frigorífico (kWh/año)	Ahorro energía respecto a clase cambiada en 1 día y por frigorífico (kWh/día)	Ahorro monetario en energía respecto a clase cambiada en 1 año (€/año)
C x A+	C1	7,5	-18,2 €	-1,52 €	295 kWh	0,808 kWh	73,2 €
B x A+	B1	15,8	20,3 €	1,69 €	140 kWh	0,384 kWh	34,7 €
A x A+	A1	31,6	37,6 €	3,13 €	70 kWh	0,192 kWh	17,4 €
C x A++	C2	8,8	-10,6 €	-0,88 €	365 kWh	1,000 kWh	90,6 €
B x A++	B2	15,3	27,9 €	2,33 €	210 kWh	0,575 kWh	52,1 €
A x A++	A2	22,9	45,2 €	3,77 €	140 kWh	0,384 kWh	34,8 €
C x A+++	C3	9,2	-7,9 €	-0,66 €	435 kWh	1,192 kWh	107,9 €
B x A+++	B3	14,4	30,6 €	2,55 €	280 kWh	0,767 kWh	69,4 €
A x A+++	A3	19,1	47,9 €	3,99 €	210 kWh	0,575 kWh	52,1 €



Para 1500 clientes con frigoríficos de clase A:

- **Si los sustituyen por los de la clase A+**

El ahorro conseguido será: $1500 \text{ clientes} \times 0,192 \text{ kWh/día} = 288 \text{ kWh/día}$
 $= 12 \text{ kW}$ al estar en funcionamiento las 24 horas del día.

Para una vida útil de 10 años, el incentivo mínimo para amortizar la compra sería $550/10 \text{ años} = 55 \text{ €/año}$, por lo que restándolo al ahorro anual de $17,4 \text{ €}$, deberíamos percibir como mínimo $37,6 \text{ €/año}$ para que sea rentable el cambio, esto son 376 € totales en 10 años ($3,13 \text{ €/mes}$ durante 10 años).

Al ser la cantidad mínima mensual a percibir en 5 años para amortizar la compra del frigorífico de $6,26 \text{ €/mes}$, el incentivo mínimo mensualmente a percibir por la potencia agregada por 1500 clientes, será:

$$(1500 \text{ frigoríficos} \times 6,26 \text{ €/mes}) / 12 \text{ kW} = 782,5 \text{ €/kW mes}$$

- **Si los sustituyen por los de la clase A++**

El ahorro conseguido será: $1500 \text{ clientes} \times 0,384 \text{ kWh} = 576 \text{ kWh/día} = 24 \text{ kW}$, al estar en funcionamiento las 24 horas del día.

Para una vida útil de 10 años, el precio mínimo de la energía para amortizar la compra sería $800/10 \text{ años} = 80 \text{ €/año}$, por lo que restándolo al ahorro anual de $34,8 \text{ €}$, deberíamos percibir como mínimo $45,2 \text{ €/año}$ para que sea rentable el cambio, esto son 452 € totales en 10 años ($3,76 \text{ €/mes}$ durante 10 años).

Al ser la cantidad mínima mensual a percibir en 5 años para amortizar la compra del frigorífico de $7,53 \text{ €/mes}$, el incentivo mínimo mensualmente a percibir por la potencia agregada por 1500 clientes, será:

$$(1500 \text{ frigoríficos} \times 7,53 \text{ €/mes}) / 24 \text{ kW} = 470,6 \text{ €/kW mes}$$

- **Si los sustituyen por los de la clase A+++**

El ahorro conseguido será: $1500 \text{ clientes} \times 0,575 \text{ kWh} = 862,5 \text{ kWh/día} = 35,9 \text{ kW}$, al estar en funcionamiento las 24 horas del día.

Para una vida útil de 10 años, el precio mínimo de la energía para amortizar la compra sería $1000/10 \text{ años} = 100 \text{ €/año}$, por lo que restándolo



al ahorro anual de 52,1 €, deberíamos percibir como mínimo 47,9 €/año para que sea rentable el cambio, esto son 479 € totales en 10 años (3,99 €/mes durante 10 años).

Al ser la cantidad mínima mensual a percibir en 5 años para amortizar la compra del frigorífico de 7,98 €/mes, el incentivo mínimo mensualmente a percibir por la potencia agregada por 1500 clientes, será:

$$(1500 \text{ frigoríficos} \times 7,98 \text{ €/mes}) / 35,9 \text{ kW} = 333,4 \text{ €/kW mes}$$

Para 1500 clientes con frigoríficos de clase B:

- **Si los sustituyen por los de la clase A+**

El ahorro conseguido será: 1500 clientes x 0,384 kWh = 576 kWh/día = 24 kW, al estar en funcionamiento las 24 horas del día.

Para una vida útil de 10 años, el precio mínimo de la energía para amortizar la compra sería 550/10 años = 55 €/año, por lo que restándolo al ahorro anual de 34,7 €, deberíamos percibir como mínimo 20,3 €/año para que sea rentable el cambio, esto son 203 € totales en 10 años (1,69 €/mes durante 10 años).

Al ser la cantidad mínima mensual a percibir en 5 años para amortizar la compra del frigorífico de 3,38 €/mes, el incentivo mínimo mensualmente a percibir por la potencia agregada por 1500 clientes, será:

$$(1500 \text{ frigoríficos} \times 3,38 \text{ €/mes}) / 24 \text{ kW} = 211,3 \text{ €/kW mes}$$

- **Si los sustituyen por los de la clase A++**

El ahorro conseguido será: 1500 clientes x 0,575 kWh = 862,5 kWh/día = 35,9 kW, al estar en funcionamiento las 24 horas del día.

Para una vida útil de 10 años, el precio mínimo de la energía para amortizar la compra sería 800/10 años = 80 €/año, por lo que restándolo al ahorro anual de 52,1 €, deberíamos percibir como mínimo 27,9 €/año para que sea rentable el cambio, esto son 279 € totales en 10 años (2,33 €/mes durante 10 años).

Al ser la cantidad mínima mensual a percibir en 5 años para amortizar la compra del frigorífico de 4,65 €/mes, el incentivo mínimo mensualmente a percibir por la potencia agregada por 1500 clientes, será:



$$(1500 \text{ frigoríficos} \times 4,65 \text{ €/mes}) / 35,9 \text{ kW} = 194,3 \text{ €/kW mes}$$

- **Si los sustituyen por los de la clase A+++**

El ahorro conseguido será: 1500 clientes x 0,767 kWh = 1150,5 kWh/día = 47,9 kW, al estar en funcionamiento las 24 horas del día.

Para una vida útil de 10 años, el precio mínimo de la energía para amortizar la compra sería 1000/10 años = 100 €/año, por lo que restándolo al ahorro anual de 69,4 €, deberíamos percibir como mínimo 30,6 €/año para que sea rentable el cambio, esto son 306 € totales en 10 años (2,55 €/mes durante 10 años).

Al ser la cantidad mínima mensual a percibir en 5 años para amortizar la compra del frigorífico de 5,10 €/mes, el incentivo mínimo mensualmente a percibir por la potencia agregada por 1500 clientes, será:

$$(1500 \text{ frigoríficos} \times 5,10 \text{ €/mes}) / 47,9 \text{ kW} = 159,7 \text{ €/kW mes}$$

Para 1500 clientes con frigoríficos de clase C:

- **Si los sustituyen por los de la clase A+**

El ahorro conseguido será: 1500 clientes x 0,808 kWh = 1212 kWh/día = 50,5 kW, al estar en funcionamiento las 24 horas del día.

Para una vida útil de 10 años, el precio mínimo de la energía para amortizar la compra sería 550/10 años = 55 €/año, por lo que restándolo al ahorro anual de 73,2 €, ahorraremos 18,2 €/año, esto son 182 € totales en 10 años (1,52 €/mes durante 10 años) por lo que es muy rentable el cambio, quedando amortizado el frigorífico en 7,5 años.

En el caso de tener que amortizar el frigorífico en 5 años para participar en el mercado de capacidad, aunque necesitaríamos 7,5 años para amortizar la compra del mismo, el incentivo a recibir sería nulo, ya que al suponer 10 años de vida del mismo, quedaría amortizado con el ahorro de energía a lo largo de su vida. Así el incentivo mensualmente a percibir por la potencia agregada por 1500 clientes será muy pequeño, estando en torno de 3 a 5 €, siendo el 50% de los beneficios para financiar los gastos de gestión por parte del comercializador.



- **Si los sustituyen por los de la clase A++**

El ahorro conseguido será: $1500 \text{ clientes} \times 1,000 \text{ kWh} = 1500 \text{ kWh/día} = 62,5 \text{ kW}$, al estar en funcionamiento las 24 horas del día.

Para una vida útil de 10 años, el precio mínimo de la energía para amortizar la compra sería $800/10 \text{ años} = 80 \text{ €/año}$, por lo que restándolo al ahorro anual de $90,6 \text{ €}$, ahorraremos $10,6 \text{ €/año}$, esto son 106 € totales en 10 años ($0,88 \text{ €/mes}$ durante 10 años) por lo que es muy rentable el cambio, quedando amortizado el frigorífico en 8,8 años.

En el caso de tener que amortizar el frigorífico en 5 años para participar en el mercado de capacidad, aunque necesitaríamos 8,8 años para amortizar la compra del mismo, el incentivo a recibir sería nulo, ya que al suponer 10 años de vida del mismo, quedaría amortizado con el ahorro de energía a lo largo de su vida. Así el incentivo mensualmente a percibir por la potencia agregada por 1500 clientes será muy pequeño, estando en torno de 3 a 5 €, siendo el 50% de los beneficios para financiar los gastos de gestión por parte del comercializador.

- **Si los sustituyen por los de la clase A+++**

El ahorro conseguido será: $1500 \text{ clientes} \times 1,192 \text{ kWh} = 1788 \text{ kWh/día} = 74,5 \text{ kW}$, al estar en funcionamiento las 24 horas del día.

Para una vida útil de 10 años, el precio mínimo de la energía para amortizar la compra sería $1000/10 \text{ años} = 100 \text{ €/año}$, por lo que restándolo al ahorro anual de $107,9 \text{ €}$, ahorraremos $7,9 \text{ €/año}$, esto son 79 € totales en 10 años ($0,66 \text{ €/mes}$ durante 10 años) por lo que es rentable el cambio, quedando amortizado el frigorífico en 9,2 años.

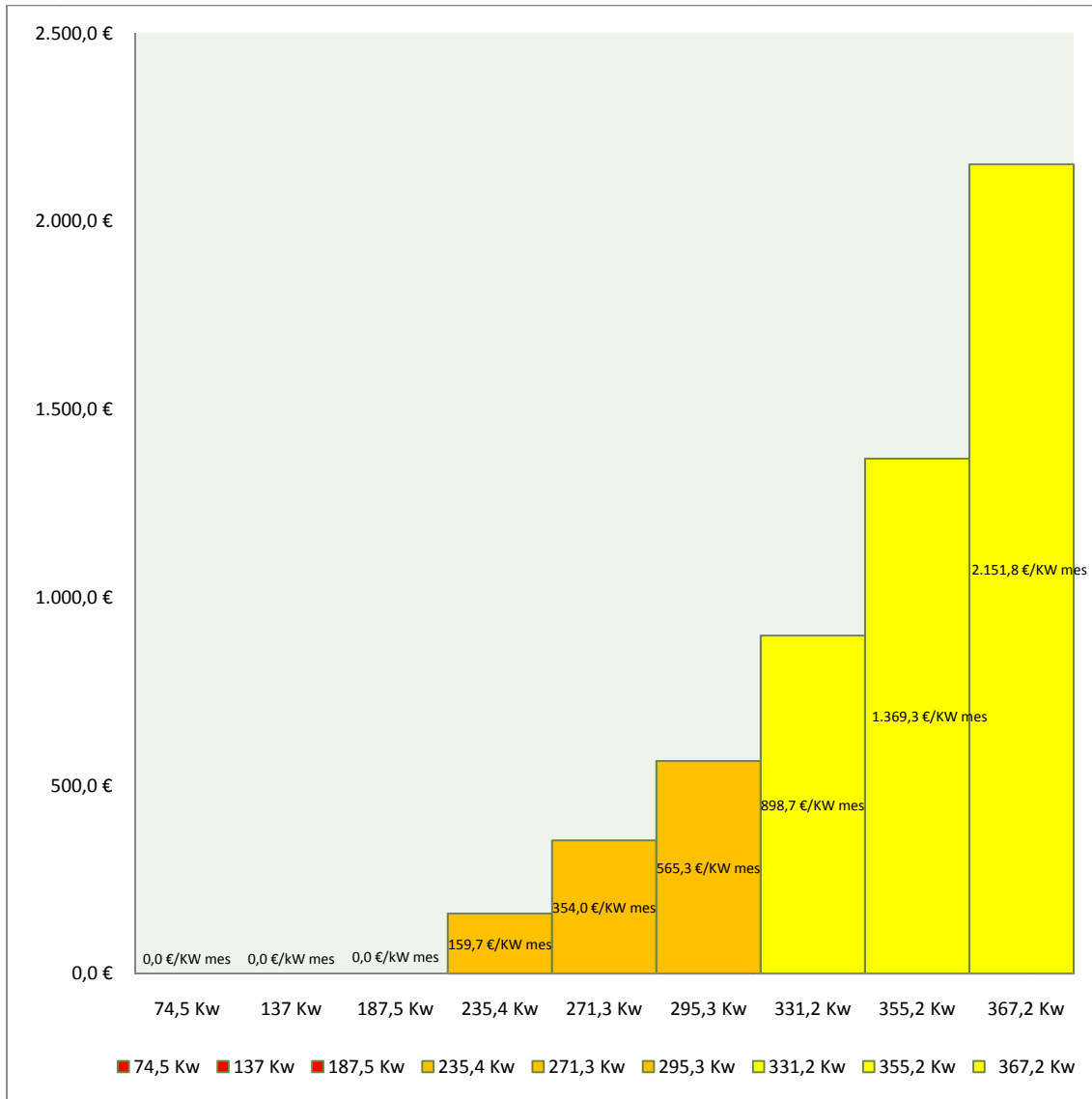
En el caso de tener que amortizar el frigorífico en 5 años para participar en el mercado de capacidad, aunque necesitaríamos 9,2 años para amortizar la compra del mismo, el incentivo a recibir sería nulo, ya que al suponer 10 años de vida del mismo, quedaría amortizado con el ahorro de energía a lo largo de su vida. Así el incentivo mensualmente a percibir por la potencia agregada por 1500 clientes será muy pequeño, estando en torno de 3 a 5 €, siendo el 50% de los beneficios para financiar los gastos de gestión por parte del comercializador.



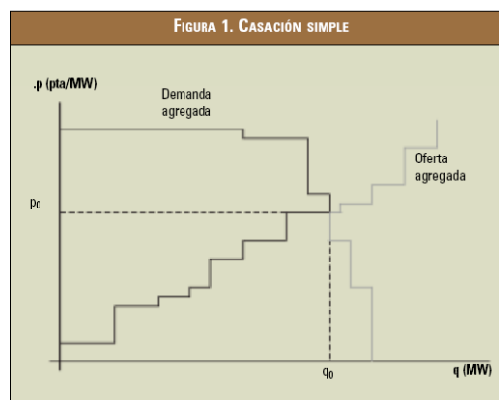
Con los datos anteriores obtenemos el siguiente cuadro:

Cambio de Clase	Medida de ahorro tomada	Cantidad mínima mensual a percibir en 5 años para amortizar compra (€/mes)	Ahorro potencia respecto a clase cambiada y por frigorífico (kW)	Ahorro potencia respecto a clase cambiada en 1500 frigoríficos (kW)	Incentivo mínimo a la potencia agregada (€/kW mes)
C x A+	C1	0,00 €	0,0336 kW	50,5 kW	0,0 €
B x A+	B1	3,38 €	0,0160 kW	24 kW	211,3 €
A x A+	A1	6,26 €	0,0080 kW	12 kW	782,5 €
C x A++	C2	0,00 €	0,0420 kW	62,5 kW	0,0 €
B x A++	B2	4,65 €	0,0240 kW	35,9 kW	194,3 €
A x A++	A2	7,53 €	0,0160 kW	24 kW	470,6 €
C x A+++	C3	0,00 €	0,0500 kW	74,5 kW	0,0 €
B x A+++	B3	5,10 €	0,0320 kW	47,9 kW	159,7 €
A x A+++	A3	7,98 €	0,0240 kW	35,9 kW	333,4 €

A partir de éste obtendremos nuestra curva de oferta, donde se representa la potencia que podemos ofertar (ahorro de potencia respecto a la clase cambiada en 1500 frigoríficos) frente al incentivo mínimo que se debería recibir:



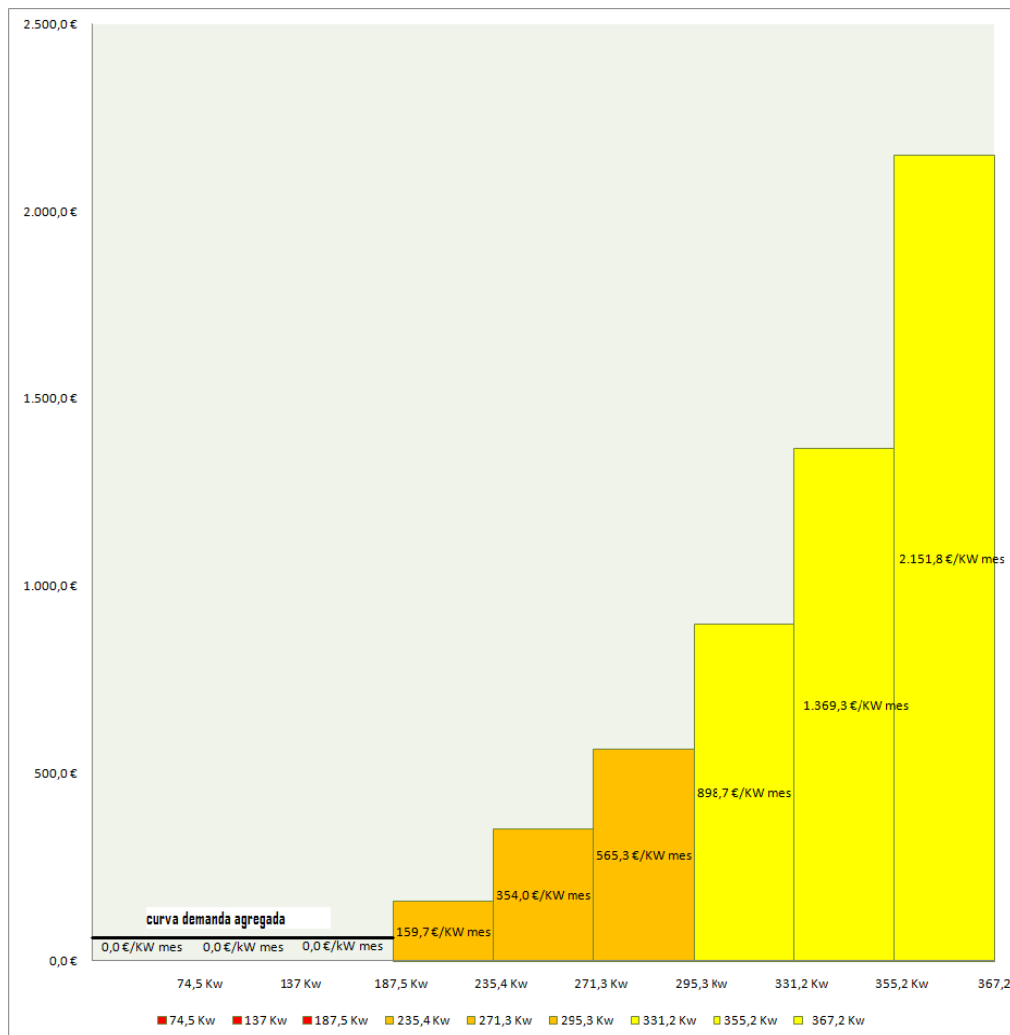
La curva de la demanda agregada suelen tener la siguiente forma:



Donde el punto de corte P_0 representa el precio de venta del megavatio (Q_0).



En nuestro caso, el punto de corte estaría en el primer escalón:



12. Bibliografía.

“The Instability of Competitive energy-only Electricity Markets”, Laurens J. De Vries, Delft University of Technology, Research Symposium European Electricity Markets, The Hague- September 2003.

“Securing the Public Interest in Electricity Generation Markets – The Myth of Invisible Hand and the Copper Plate”, Laurens J. De Vries, Delft University of Technology, 2004

“Power System Economics – Designing Markets for Electricity”, Steven Stoft, IEEE – Ed. 2003



“Capacity Payments and Supply Adequacy in Competitive Electricity Markets”, Shmuel S. Oren, VII Simposio de Especialistas em Planejamento da Operacao e Expansao Eléctrica. – 2000, Brasil.

“A market to long-term security of Supply”, Carlos Vázquez – Michel Rivier – Ignacio Pérez-Arriaga, IIT Working Paper IIT-00-0078-A. First version, September 2001.

“Guía de consumo inteligente”, REE, Noviembre 2010.

“Second Performance Assessment of PJM’s Reliability Pricing Model. J. Pfeifenberger, S. Newell et al., Market Results 2007/08 through 2014/15”, 26 de agosto de 2011.

“A comparison of PJM’s RPM with alternative energy and capacity market designs”. Informe de The Brattle Group (2009),

“Boletines de Energía y Sociedad”

13.Fuentes de internet.

<http://www.observaelmercadoelectrico.net>

<http://ecoimpulsorenovable.blogspot.com.es/2012/02/la-realidad-del-mercado-electrico.html>

<http://www.omie.es>

<https://demanda.ree.es>

<http://www.esios.ree.es>

<http://www.omel.es>

<http://www.idae.es>

ec.europa.eu

<http://energy.gov>

<http://www.synapse-energy.com>

<http://www.ieee.org>

<http://www.lbl.gov>

<http://www.ceer.eu>