



UNIVERSIDAD DE SEVILLA

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROYECTO FIN DE CARRERA

**OPTIMIZACIÓN DE LA FACTURACIÓN
ELÉCTRICA DE UN CONSUMIDOR INDUSTRIAL
CON TARIFA DE ACCESO DE SEIS PERIODOS**

AUTORA: Sara Biscarri Carbonero

TUTORES: José María Maza Ortega
Catalina Gómez Quiles

Sevilla, Junio 2011

Índice

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN	4
1.1. La liberalización del sector eléctrico español.....	4
1.2. Escenario de precios de la energía eléctrica en España.....	6
1.2.1. Mercado mayorista de la electricidad	6
1.2.2. Tarifas de acceso.....	10
1.3. Distribución del consumo de energía en el sector eléctrico español	12
1.3.1. Niveles de tensión	12
1.3.2. Sectores	13
1.3.3. Tipo de contrato	17
1.4. Contratación de suministros de energía eléctrica	17
1.5. Motivación y objetivos del proyecto.....	20
Capítulo 2. OPTIMIZACIÓN DE LA POTENCIA CONTRATADA	21
2.1. Descripción de las tarifas de acceso	21
2.1.1. Definición de las tarifas de acceso 3.0A, 3.1A y 6A	21
2.1.2. Períodos horarios de las tarifas de acceso 3.0A, 3.1A y 6A.....	24
2.1.3. Precios de las tarifas de acceso 3.0A, 3.1A y 6A.....	29
2.1.4. Potencia facturada en las tarifas de acceso 3.0A, 3.1A y 6A.....	32
2.2. Optimización de la potencia contratada en las tarifas de acceso 3.0A y 3.1A	36
2.3. Optimización de la potencia contratada en las tarifas de acceso 6A	38
Capítulo 3. ANÁLISIS DE LA IDONEIDAD DE CAMBIO A MERCADO MAYORISTA.....	39
3.1. Componentes del precio de la energía ofertada por comercializadores.....	39

3.2. Estimación de ahorro acudiendo a mercado	40
3.3. Estimación de consumo basado en históricos por el método de los vecinos.....	41
Capítulo 4. CASO PRÁCTICO DE APLICACIÓN	43
4.1. Datos del contrato	43
4.2. Análisis energético de los años 2008 y 2010	43
4.3. Análisis económico de los años 2008 y 2010.....	49
4.4. Optimización de la potencia contratada	53
4.5. Cálculo del máximo ahorro comprando en mercado.....	57
4.6. Cálculo del ahorro real comprando en mercado.....	61
Capítulo 5. CONCLUSIONES Y FUTUROS DESARROLLOS.....	69
ANEXOS.....	71
BIBLIOGRAFÍA	74

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

1.1. LA LIBERALIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL

En España, hasta la entrada en vigor de la Ley 54/1997, de 24 de Noviembre, las tarifas eléctricas eran establecidas en su totalidad por el Gobierno. Varias fueron las causas que impulsaron, marcadas por las Directivas Europeas, a la liberalización del sector eléctrico:

- Estructuras rígidas que se transmitían al mercado y a las empresas del sector.
- Ineficiencias en generación y consumo.
- Tarifas universales y subsidiarias.
- Inexistencia de incentivos para optimizar la generación, el ahorro energético y la calidad de servicio.

El nuevo modelo de liberalización del mercado, tenía como objetivo principal impulsar la competencia, de manera que potenciara una serie de aspectos, como son:

- La separación de las distintas actividades
- La introducción de la competencia en generación

- La regulación en transporte y distribución
- El libre mercado al por mayor
- Los precios a coste marginal horario

La Ley del Sector Eléctrico optó por un marco regulatorio de libre mercado, donde la electricidad se compra y vende al precio que resulta de la libre negociación de los agentes, con el apoyo de mercados organizados. No tenía sentido que todos los consumidores tuviesen la opción de comprar la energía a una tarifa integral regulada que se ha calculado ignorando, precisamente, ese precio de mercado.

El calendario de desaparición de tarifas reguladas culminó el 1 de julio de 2009 con la desaparición de las tarifas reguladas de baja tensión. A partir de entonces solo existen dos posibilidades de contratación:

- Contratar el suministro eléctrico en el mercado liberalizado de alguna de las siguientes maneras:
 - A través de una comercializadora
 - Acudiendo directamente al “pool”
 - Suscribiendo un contrato directamente con un productor
- Acogerse a la tarifa de último recurso (TUR), cuando sea posible

El uso de las redes de distribución eléctricas, propiedad de las empresas distribuidoras, viene regulado por las tarifas de acceso a la red y por el correspondiente contrato de ATR (Acceso de Terceros a la Red). Una descripción exhaustiva de las tarifas de acceso se dará en un capítulo posterior.

1.2. ESCENARIO DE PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA

1.2.1. Mercado mayorista de la electricidad

En Mercado Eléctrico Mayorista (pool) los generadores acuden a vender energía mientras que las comercializadoras y los consumidores cualificados acuden a comprar la energía necesaria para satisfacer la demanda. Los precios se determinan mediante un mecanismo marginal, es decir, que la demanda se cubre primero con las fuentes de generación más baratas y posteriormente se incorporan las más caras hasta que quedan igualadas la oferta y la demanda. Por tanto, el precio resultante para toda la energía eléctrica es el equivalente al del kWh más caro que se haya vendido en cada momento. Dicho proceso de compra es realizado bajo la supervisión de la compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad (OMEL).

Como ya hemos comentado en el apartado anterior, el precio del mercado para la hora h del día D se determina por la intersección de las curvas de oferta y de demanda de electricidad del mercado para dicha hora. Este precio determina la casación de las ofertas de compra (en verde) y venta (en rojo), es decir, el precio final al que se comprará la energía en el mercado, tal y como se observa en la Figura 1:

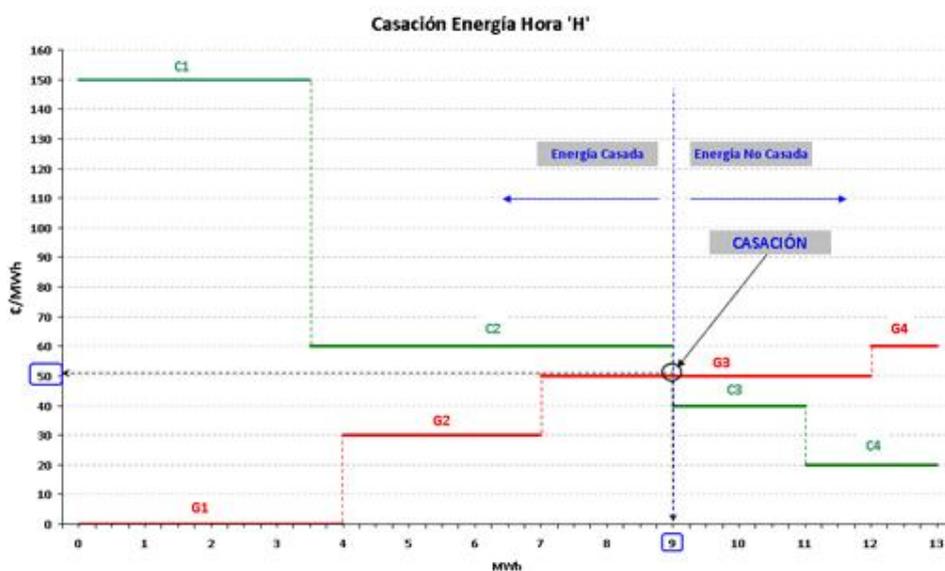


Figura 1: Curva agregada de oferta de venta y compra

Los consumidores cualificados pueden comprar la electricidad acudiendo directamente al pool o a través de una comercializadora. Los consumidores cualificados se pueden agrupar en dos categorías: consumidores cualificados en alta tensión (CCA) y consumidores cualificados en media y baja tensión (CCM). Mientras los primeros de éstos están conectados directamente a la red de transporte, los segundos se encuentran conectados a las redes de media y baja tensión de distribución.

Las primeras instalaciones en entrar son las nucleares, porque no se pueden parar. En segundo lugar, entrarían las renovables e hidráulicas. En caso de que no se haya cubierto aún la demanda, entrarían las centrales térmicas, por orden, ya que son las más caras y, por tanto, las que fijarían el precio final del pool. Como las energías renovables priman, éstas entran a coste nulo en el mercado, y se puede dar el caso inusual de que estas tres fuentes de energía cubrieran toda la demanda, sin que entraran en juego las centrales térmicas que son las que fijan el precio final del mercado, por lo que éste sería también cero. Esta cobertura de demanda se observa en la Figura 2:

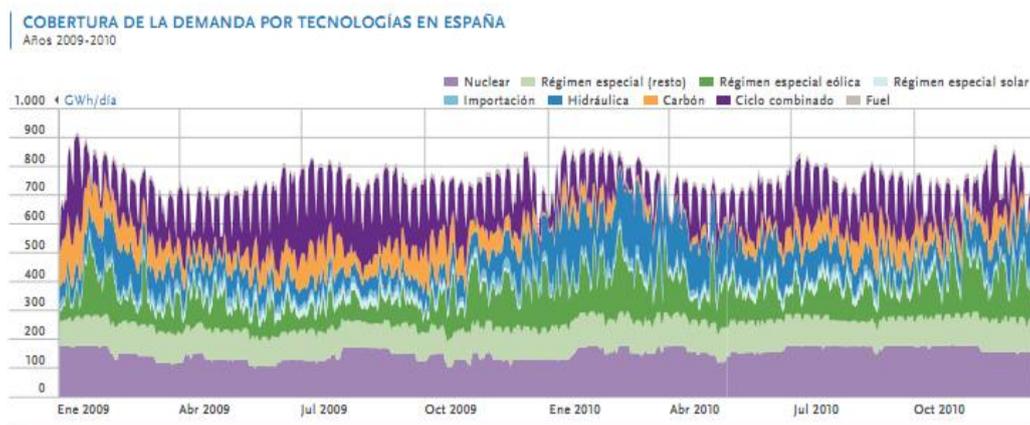


Figura 2: Cobertura de la demanda por tecnologías en España

El Precio Final Medio de la Electricidad está compuesto por:

- El mercado diario: El mercado diario se celebra el día anterior al de entrega de la energía y en él compradores y vendedores intercambian energía para cada una de las horas del día siguiente. Así, hay realmente 24 productos diferentes (energía en cada una de las 24 horas del día siguiente). Esquemáticamente:
 - Los vendedores presentan ofertas de venta y los compradores ofertas de compra al OMEL para cada hora del día siguiente.
 - Con estas ofertas, el OMEL construye las curvas de oferta y demanda de cada hora del día siguiente.
 - Del cruce de las curvas de oferta y demanda resulta el precio del mercado para cada hora del día siguiente y se identifican las ofertas “casadas” (las ofertas de venta y de compra que se convierten en compromisos firmes de venta / compra de energía).
- El mercado intradiario: Según el Operador del Mercado Eléctrico (OMEL) [1], el mercado intradiario está regulado en el artículo 15 del Real Decreto 2019/1997 [2] como parte integrante del mercado de producción de energía eléctrica, tiene por objeto atender, mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica por parte de los agentes del mercado, los ajustes sobre el Programa Diario Viable Definitivo. Estos mercados están organizados en seis sesiones y pueden participar en ellas todos los agentes que estén autorizados para operar en el Mercado Diario. Una vez definidas las casaciones de ofertas y demandas del Mercado Intradiario, éstas se agregaran al Programa Diario Viable y así se determina el Programa Horario Final.

- Las restricciones técnicas: Están constituidas por los procesos que permiten resolver los desequilibrios que puedan surgir entre generación y demanda. Agrupa un conjunto de mecanismos de carácter competitivo que complementan el Mercado de Producción, además, existen otros servicios complementarios que los agentes del mercado ponen a disposición de la operación del sistema como condición para poder participar en él.
- Todos los procesos que forman parte de este mercado permiten el control y la operación en tiempo real del sistema eléctrico, de manera que en cualquier momento la seguridad y la calidad en el suministro eléctrico estén garantizadas.
- Los pagos por capacidad: pagos regulados que reciben los generadores como contribución a la recuperación del coste fijo de la central de punta.
- Los pagos por otros servicios de ajuste (banda de regulación, restricciones en tiempo real, desvíos y excedentes de desvíos).

Aunque es el mercado diario el que tiene más peso al suponer casi el 90% del Precio Medio Final.



Figura 3: Componentes del Precio Final medio de la electricidad

El mercado mayorista, permite a aquéllos con un consumo de energía eléctrica elevado adquirir ésta directamente, sin necesidad de pactar precios previamente con una comercializadora. Para ello, debe hacer una previsión de su consumo futuro para presentar una oferta de demanda eléctrica.

1.2.2. Tarifas de acceso

Según el RD 1164/2001, de 26 de octubre, el cual establece las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica [3], dichas tarifas de acceso a las redes incluirán los siguientes costes establecidos en la normativa vigente:

- Los costes de transporte de energía eléctrica.
- Los costes de distribución de energía eléctrica.
- Los costes de gestión comercial reconocidos a los distribuidores por atender a suministros de consumidores cualificados conectados a sus redes que adquieren energía ejerciendo su condición de cualificados.
- Los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, tales como: moratoria nuclear; stock básico del uranio; segunda parte del ciclo del combustible nuclear; compensación a los distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley del Sector Eléctrico en concepto de interrumpibilidad, régimen especial y por tener clientes cualificados conectados a sus redes; sobrecostes del régimen especial
- Los costes permanentes siguientes: compensación de extrapeninsulares, operador del sistema, operador del mercado, Comisión Nacional de Energía, costes de transición a la competencia.
- En su caso, las tarifas de acceso incluirán además como costes otros ingresos o pagos resultantes de los transportes intracomunitarios o de las conexiones internacionales,

incluidos los derivados del mecanismo de gestión de restricciones que estén establecidos en la normativa vigente.

La facturación de las tarifas de acceso consta de tres componentes, un término básico de facturación de potencia, otro de facturación de energía activa y un tercero de energía reactiva, que se aplicará en caso de corresponder, acorde con la normativa vigente y con la tarifa que se esté aplicando.

1.3. DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA EN EL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL

1.3.1. Niveles de tensión

Según el último informe publicado de la CNE [4] relativo a 2007, los consumos eléctricos según los niveles de tensión, se dividen en los dos grupos siguientes:

- Consumo eléctrico con tarifas de baja tensión o tensiones por debajo de 1kV: Este suministro es realizado para 22,6 millones de consumidores, el 99,67% del total peninsular, con una potencia contratada de alrededor de 112.000 MW que representa el 85% de la total, demandan 98.627 GWh, un 57% del total, soportando el 72% de la facturación total en este mercado. En el suministro eléctrico a consumidores domésticos debería incluirse una buena parte del que proporcionan los distribuidores que toman de las redes de alta y media tensión la energía necesaria para abastecer sus mercados locales, a tarifas específicas D. de distribución, en este caso se elevaría en alguna medida la incidencia del consumo doméstico en el mercado peninsular.
- Consumo eléctrico con tarifas de alta tensión o tensiones por encima de 1kV: Existen alrededor de 75.000 puntos de suministro en alta tensión, un 0,33% del número total, con una potencia a efectos de facturación en torno a 19.271 MW, el 15% de la total, una demanda de energía de 75.240 GWh, el 43% de la energía total suministrada a tarifa, un 66% del precio medio del sistema aproximadamente, soportando estos consumos el 28% de la facturación total a tarifa. En términos globales, la facturación neta del suministro supone considerar la incidencia del término de potencia: el 21% de la facturación bruta, y del término de energía: el 79% restante.

1.3.2. Sectores

A continuación, se describen los datos más significativos de los grupos de consumidores que aparecen según orden creciente de los precios soportados, para los suministros acogidos a la tarifa eléctrica. Se debe resaltar que los datos públicos utilizados, aún tratándose de los más recientes, corresponden al año 2007 y la estructura del sector ha cambiado desde entonces. Los grupos de consumidores con suministros acogidos a la tarifa eléctrica integral son los siguientes:

- Gran consumidor industrial a muy alta tensión (acogido a la tarifa G-4): grupo integrado por cinco suministros a grandes empresas industriales fabricantes de aluminio y zinc electrolíticos y acerías integrales. Estos consumidores obtienen el menor precio del sistema. La curva de carga de este grupo reducido es prácticamente plana y su tensión de suministro supera los 72kV.
- Gran consumidor industrial con suministro interrumpible: grupo integrado por 111 suministros a empresas industriales, grandes productores de papel, cemento, siderurgia, química, petroquímica, carburos, etc. El perfil de consumo de dicho grupo obedece a una curva de carga de gran modulación, concentrando el consumo en periodos de valle, fines de semana, beneficiándose de esta manera de descuentos substanciales por discriminación horaria, estacional e interrumpibilidad, lo que implica mayores inversiones en sus plantas para adaptar los periodos de actividad a los diferentes precios horarios de la energía. El suministro, en este caso, es realizado en alta tensión con los siguientes pesos relativos en función de las energías consumidas: un 31% a tensiones superiores a 72kV, el 28% para tensiones comprendidas entre 72.5 y 145 kV, y el 42% restante para tensiones superiores a 145kV. En cuanto a la cantidad de suministros que se realizan en media tensión, es decir, tensiones inferiores a los 36kV, dentro del grupo de consumidores interrumpibles, podemos afirmar que

suponen un 27% del total de dicho grupo. El resto de suministros corresponden a alta tensión, o lo que es lo mismo, tensiones superiores a 36kV.

- Gran consumidor industrial y de servicios acogidos a la tarifa horaria de potencia (T.H.P): grupo integrado por 83 consumidores, instalaciones industriales, cuyos procesos productivos son relativamente adaptables a una modulación o planificación de los consumos de energía eléctrica, concentrando los mismos en aquellos periodos de la curva de carga diaria o estacional en los que el coste del suministro eléctrico para el sistema registra los valores más reducidos, así como instalaciones aeroportuarios, centros de cálculo de instituciones financieras, e instalaciones de defensa. Esta modalidad de facturación, contempla siete períodos de consumo de los que seis son fijos para las instalaciones consumidoras y uno variable a determinar por Red Eléctrica de España (Operador del Sistema). El número de estos consumidores se puede desglosar en un 37% para la media tensión y 63% en los niveles de alta tensión restantes.
- Distribuidores de energía eléctrica no acogidos al R.D. 1538/1987: grupo que integra 532 suministros a empresas eléctricas, asociaciones o cooperativas de consumidores que son suministrados en alta tensión por las empresas distribuidoras a la tarifa específica de distribuidor para cada nivel de tensión. El factor de utilización de la potencia contratada es del 55% y la tensión de suministro más representativa, el 53% del consumo, es a tensiones inferiores a 36kV.
- Consumo para riego agrícola, con suministro en alta tensión: grupo integrado por 15.560 puntos de suministro de electricidad para riegos agrícolas y forestales, a los cuales se aplican tarifas específicas en alta tensión. Para dichos consumidores con suministro en alta o baja tensión, los precios medios soportados tienen un margen de variabilidad, así como la tarifa, ya que la mayor o menor utilización de la potencia

contratada dependerá de la pluviometría del año, así como de las disponibilidades para el riego. La tensión de suministro más representativa, el 92% del consumo, es a tensiones por debajo de los 36kV.

- Consumidores con tarifa general de alta tensión: grupo comprendido por 58.655 puntos de consumo de empresas de tamaño grande o mediano que se caracterizan por disponer de procesos productivos, relativamente poco adaptables a una modulación del suministro beneficiario de descuentos tarifarios relevantes, discriminación horaria o interrumpibilidad. En este grupo también se incluyen empresas asignables al sector servicios entre las que se encuentran grandes almacenes, instalaciones frigoríficas, puertos, aeropuertos, garajes, hoteles, restaurantes y edificios de oficinas, etc. Así mismo estas tarifas son utilizadas por los ferrocarriles y metros que utilizaban las tarifas específicas de tracción desaparecidas el 1 de enero de 2007. Su ubicación está en el grupo de consumidores en alta tensión, sin tarifa específica, en su mayoría con tensiones inferiores a los 36kV, con una baja y media utilización de potencia. Para estos consumidores, si se discrimina el suministro entre media tensión, o lo que es lo mismo tensiones inferiores a 36kV, y el resto de la alta tensión.
- Consumos para riego agrícola, con suministro en baja tensión: este grupo lo integran explotaciones agrícolas con 43.595 puntos de suministro para el accionamiento de las instalaciones de riego agrícola y forestal a los cuales se aplica la tarifa específica de riego en baja tensión. Estos consumos se caracterizan por su estacionalidad, con un factor de utilización de la potencia contratada del 8%. El suministro, que alimenta bombas hidráulicas, es realizado en baja tensión, trifásica a 380V. En cuanto a las características del suministro de este grupo de consumo es aplicable lo indicado para el suministro homólogo en alta tensión.

-
- Suministro a consumidores domésticos: este grupo está formado en su mayoría por consumidores domésticos, acogidos a las tarifas de baja tensión, y una parte del sector servicios, constituida por la pequeña oficina, despachos profesionales, gestorías, etc. En términos globales, el suministro a este grupo de consumidores representó el 97% de los abonados, el 70% de la potencia facturada, el 41,5% de la energía demandada a tarifa y el 52% de la facturación.
 - Consumo para empresas de servicios y pequeña industria, en baja tensión: grupo de consumo integrado por un número de suministros comprendido por alrededor de 523.000 puntos asignables a pequeños establecimientos de hostelería, comercios, oficinas medianas, comunidades de propietarios, bares y pequeños restaurantes y en menor proporción a pequeños establecimientos industriales, manufacturero y de un cierto componente artesanal (textil, calzado, muebles, etc.), así mismo encontraremos en esta categoría los suministros para alumbrado público cuyas tarifas específicas desaparecieron en 2007. El factor de utilización de la potencia contratada fue de casi el 16%. Este colectivo está acogido a las tarifas de baja tensión. En términos globales, este consumo representa el 2,3% del total de suministros, el 14,39% de la potencia contratada, el 14,92% de la demanda y ha soportado el 19,21% de la facturación a tarifa.

En la figura 4 se puede observar, de manera más clara, cómo se distribuye la demanda en función del tipo de consumidor:

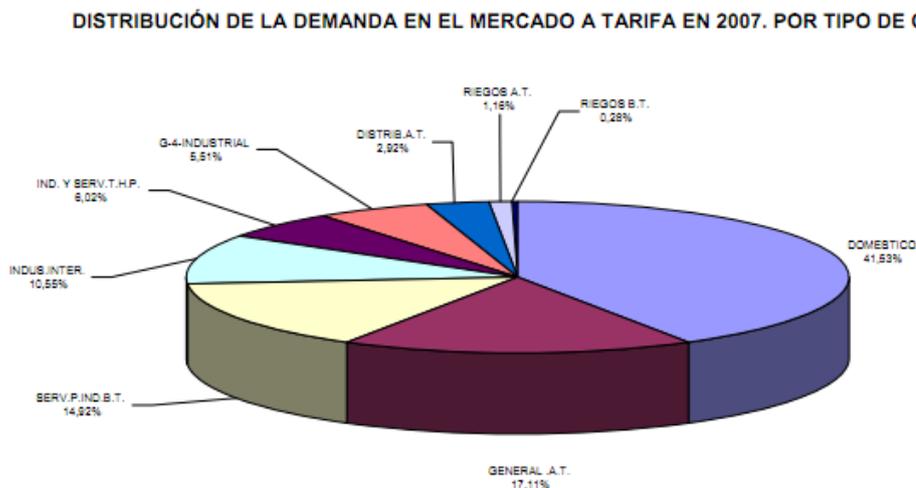


Figura 4: Distribución de la demanda en el mercado a tarifa en 2007. Por tipo de consumidor

1.3.3. Tipo de contrato

El 1 de enero de 2003, se liberalizó totalmente el mercado eléctrico y en consecuencia todos los consumidores de electricidad tienen, a partir de esa fecha, el derecho a adquirirla en el mercado negociando libremente las condiciones comerciales de su suministro. Esta medida afectó a unos veintidós millones de consumidores. A finales del año 2003 más de 128.000 consumidores ya ejercían este derecho y a finales del año 2004 este número se situaba en 1.300.000 consumidores.

En la actualidad, gracias a la liberalización del mercado eléctrico, es posible comprar la energía a través de un contrato con una comercializadora o acudiendo directamente al mercado mayorista.

1.4. CONTRATACIÓN DE SUMINISTROS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Los clientes de energía eléctrica se dividen en dos grupos claramente diferenciados: domésticos e industriales, éstos últimos se dividen a su vez en pequeños y grandes. Los consumidores domésticos, así como las pequeñas industrias, tienen una sola forma de contratar la electricidad, desde un punto de vista práctico, y ésta es a través de una

comercializadora. En cambio, las industrias de gran consumo de potencia tienen dos opciones a la hora de realizar el contrato de energía eléctrica: a través de la comercializadora o acudiendo al mercado mayorista.

En la actualidad, la forma más común de compra de electricidad dentro de los grandes industriales es recurrir a una comercializadora, ya que parece la opción más segura. Este riesgo del que hablamos que tiene el mercado mayorista se debe a que para la compra de la electricidad es necesario hacer una previsión de consumo veinticuatro horas antes. Como es obvio, el consumo final de energía diferirá del previsto y eso lleva unos costes adicionales asociados.

En mayo de 2010 se han registrado un total de treinta y ocho industrias las cuales han acudido al mercado mayorista. En la tabla 1 se muestran un listado de consumidores [5]:

Nombre del titular de la unidad de producción	CalleNúmeroTitular	MunicipioTitular	C.P. del titular	ProvinciaTitular	Estado
ALUMINA ESPAÑOLA, S.A.	Pº DE LA CASTELLANA, Nº 95, 8ª PTA.	MADRID	28046	MADRID	DEFINITIVA
ATOMIZADORA, S.A.	PTDA EL COLAOR, 5, 1	ONDA	12200	CASTELLON	DEFINITIVA
AYUNTAMIENTO DE TORREJÓN DE ARDOZ	PLAZA MAYOR 1	TORREJÓN DE ARDOZ	28850	MADRID	PREVIA
AYUNTAMIENTO DE TORREJÓN DE ARDOZ (INSTALACIÓN 2)	PLAZA MAYOR 1	TORREJÓN DE ARDOZ	28850	MADRID	PREVIA
CARTONAJES BERNABEU, S.A.	C/L'ORDIM 1, APDO 34	ONTINYENT	46870	VALENCIA	DEFINITIVA
CARTONAJES VEGABAJA, S.A.	ELCHE 11	DOLORES	03150	ALICANTE	PREVIA
CASIMIRO HERNÁNDEZ E HIJOS, LA MARUXINA, S.A.	AVENIDA DE CASTILLA LA MANCHA 6	ALAMEDA DE LA SAGRA	45240	TOLEDO	PREVIA
CELULOSAS DE ASTURIAS, S.A. (CEASA)	C/. ARMENTAL, S/N	NAVIA	33710	ASTURIAS	DEFINITIVA
CEMENTOS LA UNIÓN, S.A.	C/ SECTOR 13, POLG.RIBARROJA DEL TURIA, Nº 36	RIBARROJA DEL TURIA	46190	VALENCIA	PREVIA
CERÁMICA NULENSE, S.A.	CTRA. VILLAVIEJA, Nº 34, 1, ESC 1	NULES	12520	CASTELLON	DEFINITIVA
CIPASI, S.A.	AVDA SERRA 100 1º ESC 1ª	MASSAMAGRELL	46130	VALENCIA	PREVIA
CIRO SÁNCHEZ QUERO	C/ JAMILENA 32 - FÁBRICA DE HIELO	TORREDEL CAMPO	23640	JAEN	DEFINITIVA
COGENERACIÓN BURGALESA, S.L.	POLIG.IND.EL GAMONAL - C/. LA BUREBA, Nº11, B.J.2	BURGOS	09007	BURGOS	PREVIA
COMPañIA ESPAÑOLA DE LAMINACIÓN, S.L.	POLIGONO INDUSTRIAL SAN VICENTE	CASTELLBISBAL	08755	BARCELONA	DEFINITIVA
COMUNIDAD DE REGANTES EMBALSE DE "TORRE ABRAHAM" Nº 1	CAMINO DE BADEN ANCHO, S/N	EL TORNO	13194	CIUDAD REAL	DEFINITIVA
COMUNIDAD DE REGANTES EMBALSE DE "TORRE ABRAHAM" Nº 2	CAMINO DE BADEN ANCHO, S/N	EL TORNO	13194	CIUDAD REAL	DEFINITIVA
COMUNIDAD DE REGANTES EMBALSE DE "TORRE ABRAHAM" Nº 3	CAMINO DE BADEN ANCHO, S/N	EL TORNO	13194	CIUDAD REAL	DEFINITIVA
EL YATE SOCIEDAD COOPERATIVA ANDALUZA	CARRETERA NACIONAL IV, KM 393,200 A	ALCOLEA	14015	CORDOBA	DEFINITIVA
GRUPO EMPRESARIAL ENCE, S.A.	AVENIDA DE BURGOS 8-B	MADRID	28036	MADRID	DEFINITIVA
GRUPO EMPRESARIAL ENCE, S.A. (INSTALACION 2)	AVENIDA DE BURGOS 8-B	MADRID	28036	MADRID	PREVIA
HOTEL SELU, S.L.	C/ EDUARDO DATO 7	CÓRDOBA	14003	CÓRDOBA	PREVIA
INCOGEN, S.A.	APARTADO DE CORREOS, Nº 1	AOIZ	31430	NAVARRA	PREVIA
INDUSTRIAS Y PROMOCIONES ALIMENTICIAS, S.A.	CTRA. NACIONAL V, KM.293,5	MIAJADAS	10100	CACERES	DEFINITIVA
INYECTADAS ROS ROSHER, S.A.	Pº DE LA ESTACIÓN, Nº 1 FAB.	VALDEMORO	28340	MADRID	PREVIA
JAMONES PESÓN, S.L.	C/ DOCTOR VELÁZQUEZ, 2 ; SEGORBE; CASTELLÓN	ALBENTOSA ; POL INDUSTRIAL VENTA DEL AIRE PARCELA 8	12400	TERUEL	DEFINITIVA
JUAN JOSE MARTINEZ LOPEZ, S.A.	C/ LOPEZ DE HOCES, 7 -4º	HORNACHUELOS	14003	CORDOBA	DEFINITIVA
MANUEL FLORES RUIZ	C/. VENTURA RODRIGUEZ, Nº 6 - PORTAL 2, 2º A	BOADILLA DEL MONTE	28660	MADRID	PREVIA
MINERA DEL SANTO ANGEL, S.L.	PROLONGACIÓN DEL SANTO ÁNGEL, S.L.	GILENA	41565	SEVILLA	PREVIA
ONDU-EMBALAJE, S.A.	CTRA ALOVERA PROX 11 BAJO	ALOVERA	19208	GUADALAJARA	PREVIA
PAGE IBÉRICA, S.A.	AVDA DE LA INDUSTRIA, 24	TRES CANTOS	28760	MADRID	PREVIA
PAPELERA ALQUERIA S.L.	C/ LLORENS 2-1	L'ALQUERIA DE AZNAR	03829	ALICANTE	DEFINITIVA
PRAXAIR PRODUCCIÓN ESPAÑA, S.L.	C/. ORENSE, Nº 11, 5ª	MADRID	28020	MADRID	DEFINITIVA
PRAXAIR PRODUCCIÓN ESPAÑA, S.L.	C/. ORENSE, Nº 11, 5ª	MADRID	28020	MADRID	DEFINITIVA
PRAXAIR PRODUCCIÓN ESPAÑA, S.L.(C/ORENSE 11-5ª,28020)	C/. ORENSE, Nº 11, 5ª	MADRID	28020	MADRID	DEFINITIVA
RAFAEL HINOJOSA, S.A.	CARRETERA DE SIMAT 2 1 BA	XATIVA	46800	VALENCIA	PREVIA
SOCIEDAD AGRARIA DE TRANSFORMACIÓN DURAN Nº 9623	CARRETERA MAZARRÓN-PUERTO KM 10	MAZARRON	30870	MURCIA	DEFINITIVA
TORTOSA ENERGIA, S.A.	POLIG. IND. BAIX EBRE, PARCELA 3	TORTOSA	43500	TARRAGONA	DEFINITIVA
YESOS SAN MARTIN, S.A.	CTRA. DE PINTO, S/N	SAN MARTIN DE LA VEGA	28330	MADRID	DEFINITIVA

Tabla 1: Lista de consumidores de mayo de 2010

1.5. MOTIVACIÓN Y OBJETIVOS DEL PROYECTO

Con la liberalización del sector eléctrico, se abrió un abanico de posibilidades a la hora de comprar la energía eléctrica. En primer lugar, ya no hay un único camino para comprar la electricidad, es decir, se pasa de existir un único distribuidor a poder elegir un comercializador de entre un grupo ofertante. Además, existe para las grandes industrias, como hemos visto ya en el apartado anterior, la opción de prescindir de dicha comercializadora para acudir al mercado mayorista.

El objetivo principal de este proyecto es el estudio de los diferentes caminos a la hora de comprar la energía eléctrica, así como las diferentes potencias a contratar, para obtener el precio más asequible.

Así, podremos conseguir que nuestra industria ahorre una cantidad anual de dinero sin modificar sus consumos eléctricos, solamente variando la potencia contratada o cambiando la compra en comercializadora por una directa en el mercado libre.

Como hemos visto, hoy en día, las industrias se muestran reticentes ante la opción de acudir al mercado libre, es por ello, muy interesante el estudio que hemos realizado, porque permite observar en cifras qué ahorro obtendríamos, teniendo en cuenta los errores cometidos en nuestra previsión.

Capítulo 2

OPTIMIZACIÓN DE LA POTENCIA CONTRATADA EN LAS TARIFAS DE ACCESO

2.1. DESCRIPCIÓN DE LAS TARIFAS DE ACCESO 3.0A, 3.1A Y 6A

2.1.1. Definición de las tarifas de acceso 3.0A, 3.1A y 6A

Las tarifas de acceso se clasifican por niveles de tensión en tarifas de baja tensión y tarifas de alta tensión y se componen, a su vez, de un término de facturación de potencia y un término de facturación de energía y, en ciertos casos, un término por la facturación de la energía reactiva.

En el RD 1164/2001 [3] se definen dichas tarifas de acceso de aplicación general, sin más condiciones que las derivadas de la tensión a que se haga la acometida y las que se establecen para cada una de ellas, y son las siguientes:

a) Tarifas de baja tensión: se aplican a los suministros efectuados a tensiones no superiores a 1 kV y son las siguientes:

- Tarifa 2.0A: tarifa simple para baja tensión.
- Tarifa 3.0A: tarifa general para baja tensión.

b) Tarifas de alta tensión: se aplican a los suministros efectuados a tensiones superiores a 1 kV y son las siguientes:

- Tarifa 3.1A: tarifa específica de tres períodos para tensiones de 1 a 36 kV.
- Tarifa 6A: tarifas generales para alta tensión.

A continuación se van a exponer las condiciones de aplicación de cada una de las tarifas anteriormente mencionadas.

- La tarifa 2.0A es una tarifa simple para baja tensión y es aplicable a cualquier suministro en baja tensión, con potencia contratada no superior a 15 kW. Con esta tarifa la facturación de energía reactiva sólo se realiza si se midiera un consumo de energía reactiva durante el período de facturación superior al 50 por 100 de la energía activa consumida durante el mismo, en las condiciones fijadas en el artículo 9.3.

Asimismo, los suministros acogidos a esta tarifa podrán optar por la modalidad de tarifa de acceso nocturna (2.0NA). En esta modalidad se aplican precios diferenciados para la energía consumida en las horas diurnas (punta-llano) de la consumida en las horas nocturnas (valle). La potencia contratada será la correspondiente a las horas diurnas. El límite de la potencia en las horas nocturnas será el admisible técnicamente en la instalación y, además, quienes se acojan a esta tarifa deberán comunicar a la empresa distribuidora las potencias máximas de demanda en horas nocturnas y diurnas.

- La tarifa 3.0A es la tarifa general para baja tensión y se podrá aplicar a cualquier suministro de baja tensión. A esta tarifa le es de aplicación la facturación por energía reactiva en las condiciones fijadas en el artículo 9.3.

- La tarifa 3.1A es una tarifa de tres períodos para tensiones de 1 a 36 kV y será de aplicación a los suministros en tensiones comprendidas entre 1 y 36 kV con potencia contratada en todos los períodos tarifarios igual o inferior a 450 kW. A esta tarifa se le aplica la facturación por energía reactiva en las condiciones fijadas en el artículo 9.3. Además, se ha de tener en cuenta que las potencias contratadas en los diferentes períodos serán tales que la potencia contratada en un período tarifario (P_{n+1}) sea siempre mayor o igual que la potencia contratada en el período tarifario anterior (P_n).
- Las tarifas 6 son tarifas generales para alta tensión y serán aplicables a cualquier suministro en tensiones comprendidas entre 1 y 36 kV con potencia contratada en alguno de los períodos tarifarios superior a 450 kW y a cualquier suministro en tensiones superiores a 36 kV, en el escalón de tensión que corresponda en cada caso, excepto la tarifa de conexiones internacionales que se aplicará a las exportaciones de energía, incluidas las de agentes externos, a los tránsitos de energía no contemplados en el artículo 1.3 del presente Real Decreto y en los casos previstos en el artículo 10 del presente Real Decreto.

Estas tarifas vienen diferenciadas por niveles de tensión y se basan en seis períodos tarifarios en que se dividen la totalidad de las horas anuales. A estas tarifas les son de aplicación la facturación por energía reactiva, en las condiciones fijadas en el artículo 9.3. A la hora de establecer las potencias contratadas debemos saber que en los diferentes períodos éstas deben cumplir que la potencia contratada en un período tarifario (P_{n+1}) sea siempre mayor o igual que la potencia contratada en el período tarifario anterior (P_n).

Sus modalidades, en función de la tensión de servicio, son:

Nivel de tensión	Tarifa
≥ 1 kV y < 36 kV	6.1
≥ 36 kV y < 72,5 kV	6.2
≥ 72,5 kV y < 145 kV	6.3
≥ 145 kV	6.4
Conexiones internacionales	6.5

Tabla 2: Modalidades de la tarifa 6

2.1.2. Periodos horarios de las tarifas de acceso 3.0A, 3.1A y 6A

Cada tipo de tarifa de acceso tiene unos períodos tarifarios distintos. Dichas tarifas pueden agruparse en función del número de periodos que tengan en las modalidades siguientes:

- Modalidad de dos períodos: Será de aplicación a la tarifa de acceso nocturna en baja tensión 2.0NA para baja tensión cuando se haya contratado esta modalidad de consumo. La duración de cada período se muestra de forma detallada a continuación:

Período horario	Duración (Horas/día)
Punta y llano	16
Valle	8

Tabla 3: Duración de los periodos horarios en modalidad de dos periodos

Tanto en las zonas horarias de invierno como de verano se considerarán como horas punta y llano y horas valle las siguientes:

Período horario			Duración Horas/día
Punta	Llano	Valle	
7-23	23-24 0-7	8-24	0-8

Tabla 4: Periodo horario punta, llano y valle

Hay que tener en cuenta que los cambios de horario de invierno a verano o viceversa coincidirán con la fecha del cambio oficial de hora del año correspondiente.

- Modalidad de tres períodos. Será de aplicación a la tarifa 3.0A para baja tensión y a la tarifa 3.1A de alta tensión. La duración de cada período se detalla a continuación:

Período horario	Duración (Horas/día)
Punta	4
Llano	12
Valle	8

Tabla 5: Periodo horario para modalidad de tres periodos

En cada una de las zonas, se consideran horas punta, llano y valle las siguientes:

Zona	Invierno			Verano		
	Punta	Llano	Valle	Punta	Llano	Valle
1	18-22	8-18 22-24	0-8	9-13	8-9 13-24	0-8
2	18-22	8-18 22-24	0-8	19-23	0-1 9-19 23-24	1-9
3	18-22	8-18 22-24	0-8	19-23	9-19 23-24	1-9
4	19-23	8-19 23-24	0-8	20-24	0-1 9-20	1-9

Tabla 6: Periodos horarios en función de la zona

Las zonas reflejadas en la tabla anterior son en las que se divide el mercado eléctrico nacional e incluyen las Comunidades Autónomas que se indican a continuación:

-
- Zona 1: Galicia, Asturias, Cantabria, País Vasco, Castilla y León, La Rioja, Navarra, Aragón, Cataluña, Madrid, Castilla-La Mancha, Extremadura, Valencia, Murcia y Andalucía.
 - Zona 2: Baleares.
 - Zona 3: Canarias.
 - Zona 4: Ceuta y Melilla.

Al igual que en el caso anterior, los cambios de horario de invierno a verano o viceversa coincidirán con la fecha del cambio oficial de hora.

- Modalidad de seis períodos. Será de aplicación a las tarifas generales de alta tensión. Para esta modalidad los tipos de días, períodos tarifarios y horarios concretos a aplicar se explican a continuación.

En primer lugar se van a definir los distintos tipos de días. Para la aplicación de estas tarifas, se divide el año eléctrico en los siguientes tipos de días:

- Tipo A: de lunes a viernes no festivos de temporada alta.
- Tipo B: de lunes a viernes no festivos de temporada media.
- Tipo C: de lunes a viernes no festivos de temporada baja, excepto agosto en el Sistema Peninsular y el mes correspondiente de mínima demanda en cada uno de los sistemas aislados extrapeninsulares e insulares. Dicho mes se fijará por la Dirección General de Política Energética y Minas.
- Tipo D: sábados, domingos y festivos y agosto en el Sistema Peninsular y el mes de menor demanda para los sistemas aislados insulares y extrapeninsulares (que se fijará por la Dirección General de Política Energética y Minas).

Por otro lado, la temporada alta, media y baja se define de distinta manera para zonas peninsulares e insulares, y a su vez se diferencia también las islas Canarias y el sistema Balear como queda reflejado en la clasificación que sigue:

a) Para península:

1.ª Temporada alta: noviembre, diciembre, enero y febrero.

2.ª Temporada media: marzo, abril, julio y octubre.

3.ª Temporada baja: mayo, junio, agosto y septiembre.

b) Para Baleares, Ceuta y Melilla:

1.ª Temporada alta: junio, julio, agosto y septiembre.

2.ª Temporada media: enero, febrero, octubre y diciembre.

3.ª Temporada baja: marzo, abril, mayo y noviembre.

c) Para las islas Canarias:

1.ª Temporada alta: diciembre, enero, febrero y marzo.

2.ª Temporada media: abril, septiembre, octubre y noviembre.

3.ª Temporada baja: mayo, junio, julio y agosto.

A estos efectos, se considerarán como días festivos los de ámbito nacional definidos como tales en el calendario oficial del año correspondiente, con inclusión de aquellos que puedan ser sustituidos a iniciativa de cada Comunidad Autónoma.

En cuanto a lo que concierne a los seis periodos tarifarios podemos decir que su composición es la siguiente:

- Período 1: comprende seis horas diarias de los días tipo A.
- Período 2: comprende diez horas diarias de los días tipo A.

- Período 3: comprende seis horas diarias de los días tipo B.
- Período 4: comprende diez horas diarias de los días tipo B.
- Período 5: comprende dieciséis horas diarias de los días tipo C.
- Período 6: resto de horas no incluidas en los anteriores y que comprende las siguientes:

1.ª Ocho horas de los días tipo A.

2.ª Ocho horas de los días tipo B.

3.ª Ocho horas de los días tipo C.

4.ª Veinticuatro horas de los días tipo D.

Las horas de este período, a efectos de acometida, serán las correspondientes a horas valle.

Por último, hablar de los horarios a aplicar en cada período tarifario. Éstos son función del periodo tarifario en el que estemos tratando, tal y como se indica a continuación en la tabla:

Período tarifario	Tipo de día			
	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D
1	De 16 a 22	-	-	-
2	De 8 a 16 De 22 a 24	-	-	-
3	-	De 9 a 15	-	-
4	-	De 8 a 9 De 15 a 24	-	-
5	-	-	De 8 a 24	-
6	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 24

Tabla 7: Franja horario por periodo y tipo de día

2.1.3. Componente de coste de la tarifa de acceso

Según lo recogido en el artículo 17 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre [6], los peajes de acceso a las redes serán únicos en todo el territorio nacional y no incluirán ningún tipo de impuestos. Además, tendrán en cuenta las especialidades por niveles de tensión y las características de los consumos por horario y potencia.

La estructura de peajes de acceso a las redes actualmente en vigor se encuentra recogida en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica [3], teniendo en cuenta lo establecido en la disposición adicional quinta de la Orden ITC/1723/2009, de 26 de junio, en relación con la tarifa de acceso 2.0A. Las condiciones de aplicación se encuentran recogidas en dicho Real Decreto, completándose con lo establecido tanto en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, como en el Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión.

La tarifa de acceso tiene una estructura tal que está compuesta por un término de potencia, un término de energía activa y, en ciertas ocasiones, término de energía reactiva. A continuación explicamos cómo se obtienen dichos términos:

- **Término de Potencia:** Para cada uno de los períodos tarifarios aplicables a las tarifas, se contratará una potencia, aplicable durante todo el año. El término de facturación de potencia será el sumatorio resultante de multiplicar la potencia a facturar en cada período tarifario por el término de potencia correspondiente. La determinación de la potencia a facturar se realizará en función de las potencias contratadas en cada período tarifario y, en su caso, dependiendo de cada tarifa, las potencias realmente demandadas en el mismo durante el período de facturación considerado.

En el caso de los peajes de acceso 2.0 DHA y 2.1DHA correspondientes a dos periodos, existe un único término de potencia.

La ecuación que nos permite calcular esta facturación de potencia es la siguiente:

$$F_p = \sum_{i=1}^n (P_{fi} t_{pi})$$

Donde:

P_{fi} = potencia a facturar en el período tarifario i, expresada en kW.

t_{pi} = precio anual del término de potencia del período tarifario i.

- Término de energía activa: El término de facturación de energía activa será el sumatorio resultante de multiplicar la energía consumida y medida por contador en cada período tarifario por el precio término de energía correspondiente. El término de facturación de energía activa se facturará mensualmente, incluyendo la energía consumida en el mes correspondiente a cada período tarifario. De forma más esquemática la facturación de energía activa se calcula de la siguiente manera:

$$F_E = \sum_{j=1}^n \frac{1}{4} P_{dj} t_{Ei}$$

Donde:

P_{dj} = potencia demandada en periodo cuartohorario j, expresada en kW.

t_{Ei} = precio anual del término de energía del período tarifario i.

- Término de energía reactiva: El término de facturación por energía reactiva será de aplicación a cualquier tarifa, para lo cual se deberá disponer del contador de energía reactiva permanentemente instalado, excepto en el caso de la tarifa simple de baja

tensión (2.0A). Este término se aplicará sobre todos los períodos tarifarios, excepto en el período 3, para las tarifas 3.0A y 3.1A, y en el período 6, para las tarifas 6, siempre que el consumo de energía reactiva exceda el 33 por 100 del consumo de activa durante el período de facturación considerado ($\cos \phi < 0,95$) y únicamente afectará a dichos excesos. Esto se muestra en la siguiente tabla:

Cos Φ	Euro/kVArh
Cos $\Phi < 0,95$ y hasta $\cos \Phi = 0,90$	Tr_1
Cos $\Phi < 0,90$ y hasta $\cos \Phi = 0,85$	Tr_2
Cos $\Phi < 0,85$ y hasta $\cos \Phi = 0,80$	Tr_3
Cos $\Phi < 0,80$	Tr_4

Tabla 8: Límites de los factores de potencia

Donde:

Cos Φ = factor de potencia

T_{ri} = término de energía reactiva para el caso i considerado

En forma matemática, la facturación de energía reactiva se puede expresar de la siguiente manera:

$$F_R = \sum_{j=1}^n (T_{ri} Q_{dj} \frac{1}{4})$$

Donde:

T_{ri} = precio anual del término de energía del período tarifario i.

Q_{dj} = potencia reactiva demandada en periodo cuartohorario j, expresada en kVA.

Los suministros acogidos a la tarifa simple (2.0A de un solo periodo) deberán disponer de los equipos de corrección del consumo de energía reactiva adecuados para

conseguir como máximo un valor medio del mismo del 50 por 100 del consumo de energía activa; en caso contrario, la empresa distribuidora podrá exigir al consumidor la instalación, a su costa, del contador correspondiente o bien instalarlo con cargo a dicho consumidor cobrando el alquiler legalmente establecido y efectuar en el futuro la facturación a este consumidor del término por energía reactiva correspondiente en los períodos de lectura en los que el consumo de reactiva exceda los límites fijados a la distribución en la regulación correspondiente.

2.1.4. Potencia facturada en las tarifas de acceso 3.0A, 3.1A y 6A

Según el RD 1164/2001, de 26 de octubre [3], el término de facturación de potencia, el cálculo de la potencia a facturar que interviene en el mismo, así como la forma de proceder en el caso de modificación de las potencias contratadas a lo largo del año, se determinarán tal y como sigue.

En primer lugar, el término básico de facturación de potencia. Para cada uno de los períodos tarifarios aplicables a las tarifas, definidos en el artículo anterior, se contratará una potencia, aplicable durante todo el año. Este término básico de facturación de potencia coincide con el valor que adquiere el sumatorio resultante de multiplicar la potencia a facturar en cada período tarifario, que a continuación se expone, por el término de potencia correspondiente, según la fórmula siguiente:

$$F_p = \sum_{i=1}^n (P_{fi} t_{pi})$$

Donde:

P_{fi} = potencia a facturar en el período tarifario i , expresada en kW.

t_{pi} = precio anual del término de potencia del período tarifario i .

Se facturará mensualmente la dozava parte del resultado de aplicar la fórmula anterior.

La determinación de la potencia a facturar se realizará en función de las potencias contratadas en cada período tarifario y, en su caso, dependiendo de cada tarifa, las potencias realmente demandadas en el mismo durante el período de facturación considerado, de acuerdo con los siguientes aspectos:

a) Control y medición de la potencia demandada: El control de la potencia demandada se realizará mediante la instalación de los adecuados aparatos de control y medida según la modalidad de tarifa contratada, de acuerdo con lo siguiente:

- En la tarifa 2.0A el control de la potencia demandada se realizará mediante la instalación del Interruptor de Control de Potencia (ICP) tarado al amperaje correspondiente a la potencia contratada. En la modalidad de 2 períodos, tarifa nocturna, el control mediante ICP se realizará para la potencia contratada en el período diurno (punta-llano).
- En las tarifas 3.0A y 3.1A el control de la potencia demandada se realizará mediante la instalación de los correspondientes aparatos de medida que registrarán la potencia cuarto horaria máxima demandada en cada período tarifario, punta, llano o valle del período de facturación.
- En la tarifas 6 el control de la potencia demandada se realizará por medio de las mediciones cuarto horarias de los equipos de medida.

b) Determinación de la potencia a facturar en cada período tarifario (Pfi): La determinación de la potencia a facturar en cada período tarifario (Pfi) para cada tarifa se realizará de la forma siguiente:

-
- En la tarifa 2.0A, la potencia a facturar en cada período tarifario será la potencia contratada. Para los suministros acogidos a esta tarifa que opten por la modalidad de tarifa de acceso nocturna (2.0NA) la potencia a facturar será la potencia contratada correspondiente a las horas diurnas.
 - En las tarifas 3.0A y 3.1A, la potencia a facturar a considerar en la fórmula establecida para estas tarifas en el apartado 1.1 del presente artículo en cada período de facturación y cada período tarifario se calculará de la forma que se establece a continuación:
 - Si la potencia máxima demandada, registrada en el período de facturación, estuviere dentro del 85 al 105 por 100 respecto a la contratada, dicha potencia registrada será la potencia a facturar (P_{fi}).
 - Si la potencia máxima demandada, registrada en el período de facturación, fuere superior al 105 por 100 de la potencia contratada, la potencia a facturar en el período considerado (P_{fi}) será igual al valor registrado más el doble de la diferencia entre el valor registrado y el valor correspondiente al 105 por 100 de la potencia contratada.
 - Si la potencia máxima demandada en el período a facturar fuere inferior al 85 por 100 de la potencia contratada, la potencia a facturar (P_{fi}) será igual al 85 por 100 de la citada potencia contratada.

Podemos ver los apartados anteriores mediante la siguiente expresión matemática:

$$P_f = \begin{cases} P_{max} & \text{si } 0,85 P_c \leq P_{max} \leq 1,05 P_c \\ 0,85 P_c & \text{si } P_{max} \leq 0,85 P_c \\ P_{max} + 2 (P_{max} - 1,05 P_c) & \text{si } P_{max} \geq 1,05 P_c \end{cases}$$

- En la tarifas 6, la potencia a facturar en cada período tarifario será la potencia contratada. En el caso de que la potencia demandada sobrepase en cualquier período horario la potencia contratada en el mismo, se procederá, además, a la facturación de todos y cada uno de los excesos registrados en cada período, como se muestra en la figura 5 más adelante. Calculándose la facturación por exceso de potencias de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$F_{EP} = \sum_{i=1}^6 (k_i 1,406368 A_{ei})$$

Donde:

K_i = coeficiente que tomará los siguientes valores dependiendo del período tarifario i:

Periodo	1	2	3	4	5	6
K_i	1	0,5	0,37	0,37	0,37	0,17

Tabla 9: Coeficiente k_i

A_{ei} = se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\sqrt{\sum_{j=1}^n (P_{dj} - P_{ci})^2}$$

Donde:

P_{dj} = potencia demandada en cada uno de los cuartos de hora del período i en que se haya sobrepasado P_{ci} .

P_{ci} = potencia contratada en el período i en el período considerado.

Estas potencias se expresarán en kW. Los excesos de potencia se facturarán mensualmente.

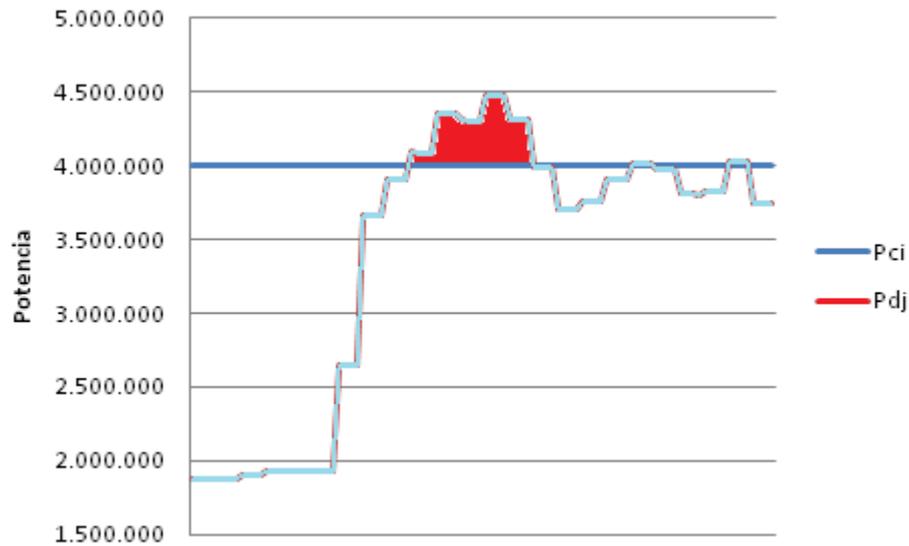


Figura 5: Potencia contratada y demandada

En caso de modificaciones de las potencias contratadas, para los consumidores o sus mandatarios, de acuerdo con el ámbito de aplicación de las tarifas de acceso establecido en el artículo 1, apartado 1, del presente Real Decreto, que efectúen dichas modificaciones de las potencias contratadas en las condiciones establecidas en el presente Real Decreto antes de que finalice el período anual del contrato, el término básico de facturación de la potencia será el resultante de aplicar la fórmula establecida con carácter general en el punto 1.1 del apartado 1 del artículo 9 del presente Real Decreto, ponderada en función del número de meses en que es de aplicación a lo largo del año. En cualquier caso, una modificación de potencias no implicará la compensación de los posibles excesos de potencia que se hubieran facturado antes de la contratación de las nuevas potencias.

2.2. OPTIMIZACIÓN DE LA POTENCIA CONTRATADA EN LAS TARIFAS DE ACCESO 3.0A Y 3.1A

Estas tarifas de accesos constan de tres periodos tarifarios. Según el punto anterior, donde hemos visto la potencia facturada, consideramos la siguiente mejora:

- Optimización de la potencia contratada

Por una parte, es interesante optimizar la potencia contratada a fin de evitar trabajar en el tramo superior al 105% de la potencia contratada puesto que es aquí donde se da la mayor penalización (zona más cara) así como tener mayor capacidad de maniobra, es decir, nos interesará trabajar en la zona señalada en la figura 6.

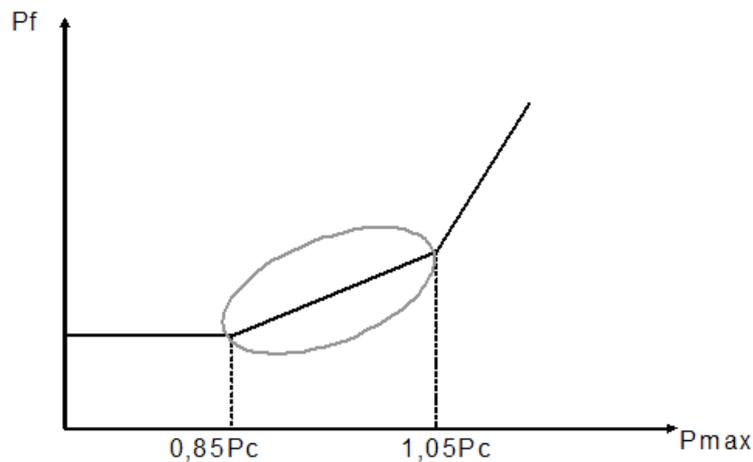


Figura 6: Potencias facturadas en función de la potencia del máximo

Se puede ver, que el tramo intermedio es la zona ideal de actuación ya que en ella el precio a pagar es proporcional al consumo. Será interesante tener el mayor número de cifras de consumo en este tramo, ya que al igual que no interesa el tramo superior por tener una penalización más cara, en la primera zona se paga una cantidad fija, independientemente de lo que se consuma dentro de ese tramo, siendo el precio de este último proporcional a la potencia contratada, por lo que tampoco será conveniente desde el punto de vista económico.

Esta mejora se consigue resolviendo el problema de optimización siguiente:

$$\min_{P_{ci}} \sum_{j=1}^3 \sum_{i=1}^{12} P_{fji}(P_{maxji}, P_{ci})$$

s.a.

$$P_{ci} \leq P_{ci+1} \quad i = 1,2$$

$$P_f = \begin{cases} P_{max} & \text{si } 0,85 P_c \leq P_{max} \leq 1,05 P_c \\ 0,85 P_c & \text{si } P_{max} \leq 0,85 P_c \\ P_{max} + 2 (P_{max} - 1,05 P_c) & \text{si } P_{max} \geq 1,05 P_c \end{cases}$$

2.3. OPTIMIZACIÓN DE LA POTENCIA CONTRATADA EN LAS TARIFAS DE ACCESO 6A

La tarifa de acceso 6A consta de seis periodos tarifarios. Se puede optimizar la potencia contratada manteniendo el contrato con la comercializadora, revisando la potencia contratada y viendo si es conveniente cambiar ésta para conseguir minimizar la facturación de potencia.

Esto se obtiene resolviendo el siguiente problema de optimización:

$$\min_{P_{ci}} \sum_{j=1}^3 \sum_{j=1}^{12} (P_{ci} t_{pi} + EP_{ij})$$

s.a.

$$P_{ci} \leq P_{ci+1} \quad i = 1, \dots, 5$$

$$EP_{ij} = 1,406368 k_i \sqrt{\sum_{j=1}^n (P_{dj} - P_{ci})^2}$$

De esta forma se obtiene la potencia contratada óptima. Esto se desarrollara ampliamente en el caso práctico que se trata en puntos posteriores.

Capítulo 3

Análisis de la idoneidad de cambio a mercado mayorista

3.1. COMPONENTES DEL PRECIO DE LA ENERGÍA OFERTADA POR COMERCIALIZADORES

En primer lugar, vamos a ver qué estructura tiene una factura real, y más adelante desglosaremos su contenido y explicaremos los términos de los que consta.

TERMINO DE ENERGIA VARIABLE		163.131,48
P1: 392.127 kWh x 0,133907 Eur/kWh = 52.508,55 Eur		
P2: 628.028 kWh x 0,112824 Eur/kWh = 70.856,63 Eur		
P6: 690.807 kWh x 0,057565 Eur/kWh = 39.766,3 Eur		
FACTURACION POTENCIA PERIODOE		15.001,00
P1: 4.000 kW x 16,26869 Eur/kW = 65.074,76 Eur		
P2: 4.000 kW x 8,141386 Eur/kW = 32.565,54 Eur		
P3: 4.000 kW x 5,958142 Eur/kW = 23.832,57 Eur		
P4: 4.000 kW x 5,958142 Eur/kW = 23.832,57 Eur		
P5: 4.000 kW x 5,958142 Eur/kW = 23.832,57 Eur		
P6: 4.000 kW x 2,718489 Eur/kW = 10.873,96 Eur		
180.011,97 Eur x 1 MESES / 12 MESES		
RECARGO POR EXCESOS DE POTENCIA	AC1: 268,06, AC2: 671,047, AC6: 112	875,41
ENERGIA REACTIVA		0,00
COMPONENTE REGULADO TRMINO VARIABLE	0,004709 Eur/Kwh x 1.710.962 Kwh = 8.056,92 Eur	8.056,92
IMPUESTO SOBRE LA ELECTRICIDAD	4,864 ¢ sobre 187.064,81 Eur x 1,05113	9.564,06
GESTION DE LA MEDIDA	99 Eur x 1 MESES	99,00
IVA NORMAL	16 % sobre 196.727,87 EUR	31.476,46

	TOTAL FACTURA	228.204,33 EUR

Figura 7: Factura Real

A la hora de contratar energía eléctrica a través de una comercializadora, nuestro precio a pagar tendrá un componente es el término de potencia. Este es un coste fijo anual que se repartirá equitativamente al mes como consecuencia de la potencia contratada en cada

periodo. De esta forma, cada mes se reflejará en la factura de nuestro contrato eléctrico el pago de una doceava parte del coste total de facturación de potencia por periodos.

Por otro lado, dentro de la facturación de electricidad, cabe la posibilidad de que aparezca un término de reactiva. La aparición o no aparición de dicho término está asociada al consumo de energía reactiva que tenga nuestro consumidor, ya que pasados ciertos márgenes permitidos, se procedería a facturar la reactiva consumida, tal y como se especifica en el RD 1164/2001, de 26 de octubre [3]. Según éste, este término se aplicará sobre todos los períodos tarifarios, excepto en el período 3, para las tarifas 3.0A y 3.1A, y en el período 6, para las tarifas 6, siempre que el consumo de energía reactiva exceda el 33 por 100 del consumo de activa durante el período de facturación considerado ($\cos \varphi < 0,95$) y únicamente afectará a dichos excesos.

Otro término que aparece en nuestra factura es el término de energía variable, el cual viene fijado por la comercializadora. Este término tiene un valor diferente para cada periodo tarifario, pero su valor se mantiene constante a lo largo de todo el año. Este término viene fijado por la comercializadora y es ésta quien debe realizar un estudio del coste real que le supondrá la compra de la energía eléctrica, teniendo en cuenta los desvíos y el precio del pool, para obtener beneficios y no pérdidas económicas, como se han dado en algunas ocasiones. Además, este coste incluye el coste de la tarifa de acceso de energía que se viene establecido en el mercado eléctrico para todos los consumidores.

3.2. ESTIMACIÓN DE AHORRO ACUDIENDO A MERCADO

Otra forma de comprar la energía eléctrica, que ya hemos mencionado anteriormente, es acudiendo al mercado mayorista. Con esta forma de compra, la factura tendrá ciertas diferencias a la hora de compararla con la de la comercializadora.

Por un lado, acudiendo al mercado mayorista el cliente se ahorra en su factura el margen que el comercializador cobra a éste para conseguir beneficios.

Por otro lado, si se compra la energía eléctrica en el mercado liberalizado hay que hacer una previsión de la energía que se va a necesitar 24 horas antes de su uso y se facturarán los desvíos sobre medida, es decir, el error cometido entre la electricidad que se predijo utilizar y la realmente utilizada.

De esta forma, se puede apreciar que es muy importante disponer de una buena herramienta de predicción ya que ésta va a marcar el ahorro que consigamos a la hora de acudir al mercado mayorista. Esto se verá con más claridad en el apartado siguiente.

3.3. ESTIMACIÓN DE CONSUMO BASADO EN HISTÓRICOS POR EL MÉTODO DE LOS VECINOS

Si se elige comprar la energía eléctrica en el mercado mayorista, prescindiendo de la comercializadora, debemos realizar una previsión diaria de la electricidad aproximada que estimamos consumir el día siguiente.

En esta sección se describe una técnica aplicada a la predicción de series temporales, basada en un algoritmo de búsqueda de los k vecinos más cercanos cuyo aprendizaje consiste en el almacenamiento de todas las distancias disponibles de las cuales se conocen sus valores futuros.

Esta predicción consiste en construir una aproximación f a partir de un conjunto de distancias o ejemplos de la base de datos histórica, llamado conjunto de entrenamiento, los cuales se conservan para compararlos con cada nuevo ejemplo del que se quieren predecir sus valores siguientes.

Con este método en lugar de construir una aproximación f válida para todo el conjunto de ejemplos, de los que se quieren predecir sus valores siguientes, se obtienen aproximaciones

locales alrededor de subconjuntos del conjunto de entrenamiento. Estos subconjuntos están formados por los k vecinos del ejemplo para el que se quiere predecir su comportamiento en el futuro.

La aproximación consiste en una media de los valores futuros de los k vecinos más cercanos. Esta media está ponderada con unos pesos que representan la importancia de cada vecino según su cercanía. A los valores futuros del vecino más cercano le corresponde un peso mayor que a los valores futuros del vecino más lejano.

Para acometer de forma realista este estudio resulta por tanto imprescindible disponer de históricos de medidas y de las características de los contratos de suministro eléctrico. A partir de dichos datos se puede analizar el consumo energético diario de la industria a lo largo de los últimos años, a fin de poder predecir las curvas de consumo de días venideros mediante la aplicación de métodos predictivos.

Capítulo 4

CASO PRÁCTICO DE APLICACIÓN

4.1. DATOS DEL CONTRATO

Para poder analizar la industria que estamos estudiando, que es una industria química, se necesita partir de unos datos de partida, que son los siguientes:

- Tarifa de acceso: en el caso de nuestra empresa la tarifa de acceso a la que se acoge ésta es la 6.1A, tarifa que posee seis periodos y cuyas características han sido descritas en puntos anteriores.
- Potencia contratada: la potencia contratada en la industria que estamos estudiando en cada uno de los seis periodos tarifarios es de 4000kW.

4.2. ANÁLISIS ENERGÉTICO DE LOS AÑOS 2008 Y 2010

Para la realización de dicho análisis energético, se parte de las lecturas de consumo cuartohorarias de potencia activa y reactiva tanto del año 2008 como del 2010. Observando las demandas de potencia activa, ya sea por meses o por periodos, dado que la potencia contratada es la misma para los seis periodos, se ve que dichas lecturas quedan, por lo general, por debajo de las potencias contratadas. Por lo tanto, se puede disminuir la potencia contratada y seguiremos satisfaciendo nuestra demanda de forma óptima.

A continuación, en la figura 8 se muestra de qué forma se distribuyen los consumos de potencia cuartohoraria a lo largo de los seis periodos tarifarios en el año 2008 :

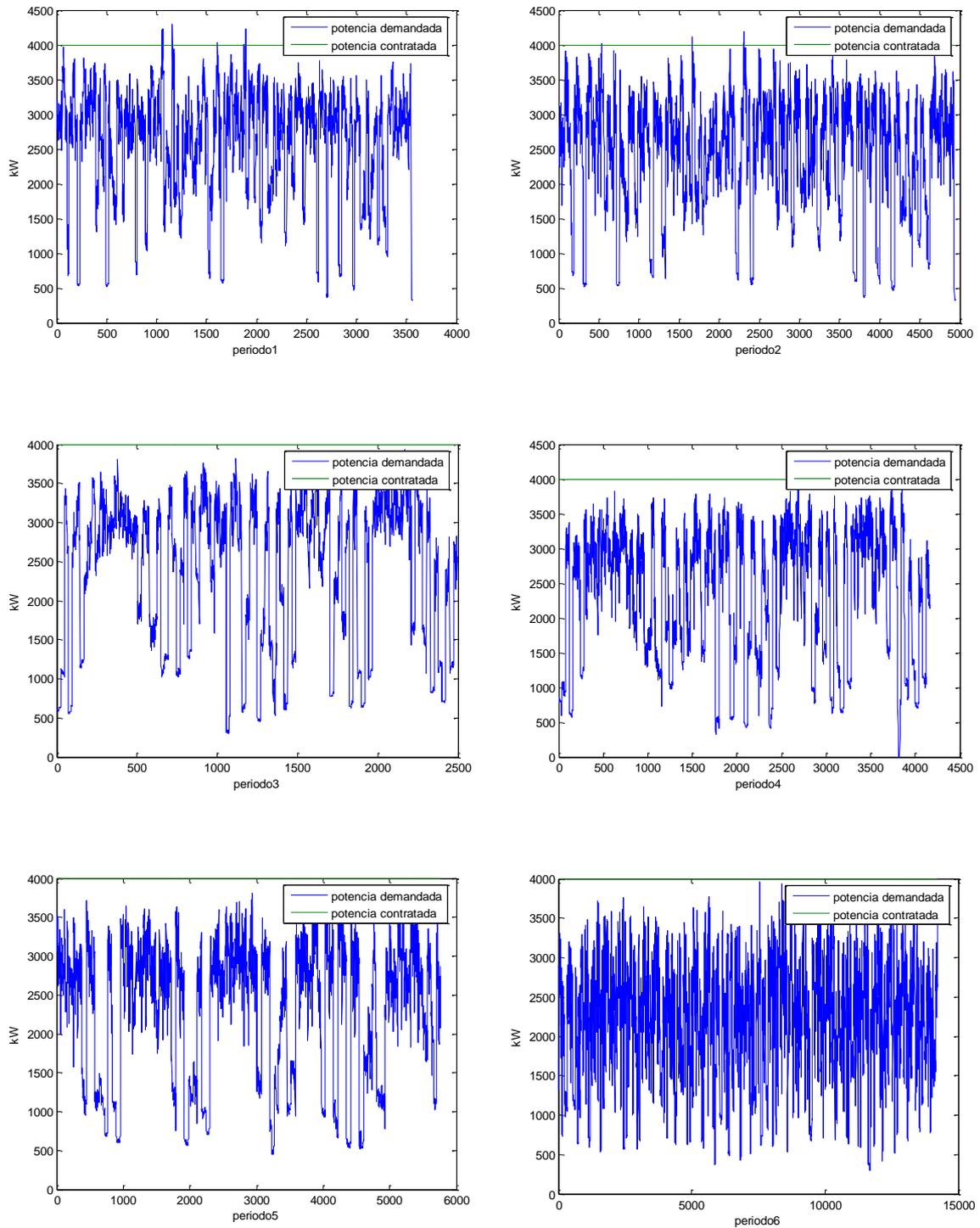


Figura 8: Potencias contratadas y demandadas por periodos del año 2008

En los gráficos anteriores, se puede apreciar que en la mayor parte del tiempo la potencia consumida queda por debajo de la potencia contratada. Por tanto, se podría cambiar la potencia contratada ya que se está contratando más potencia eléctrica de la estrictamente necesaria.

En cambio en el año 2010, la potencia contratada y la potencia consumida no difieren tanto y, por ello, no resulta de interés cambiar la potencia contratada como veremos más adelante.

Por otro lado, se puede realizar un análisis similar para cada mes viendo cómo se reparten los consumos de potencia activa en los diferentes periodos de cada mes. Esto se puede observar de forma más clara en los gráficos siguientes:

- Año 2008:

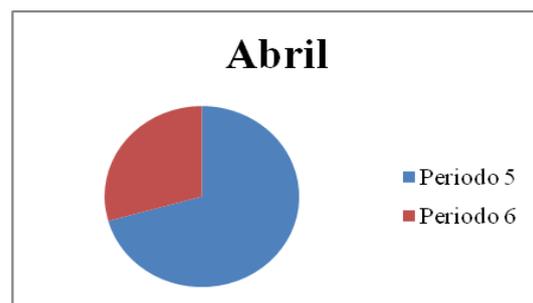
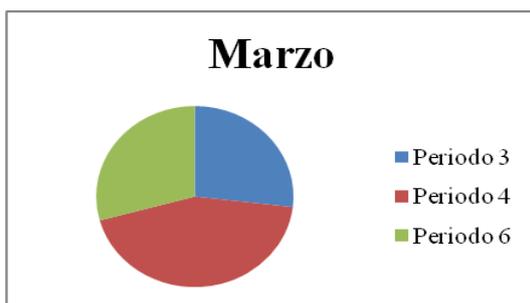
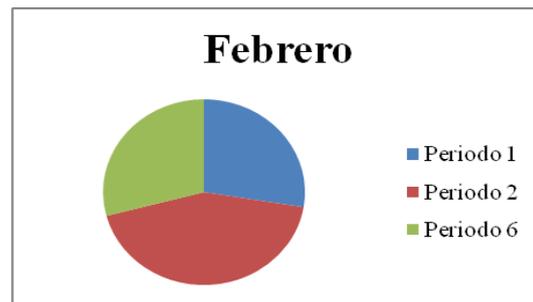
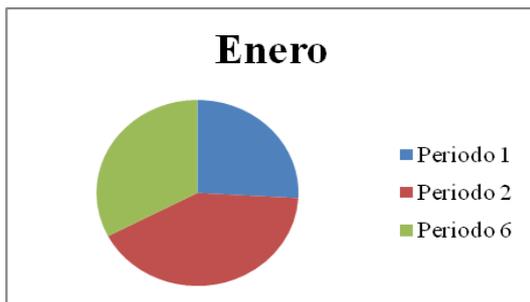
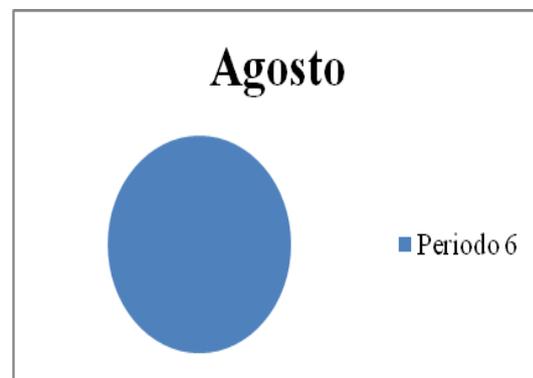
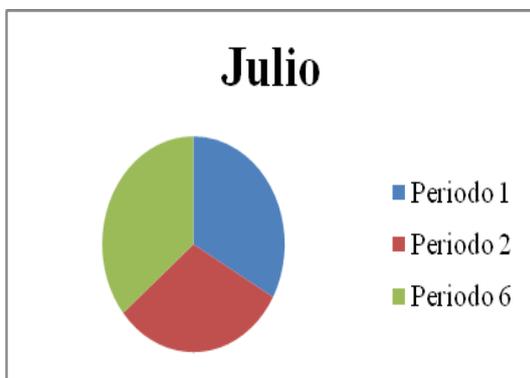
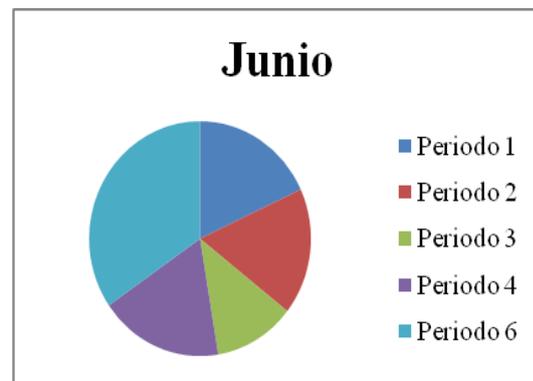
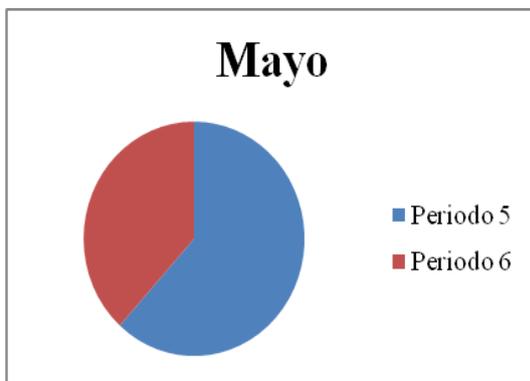
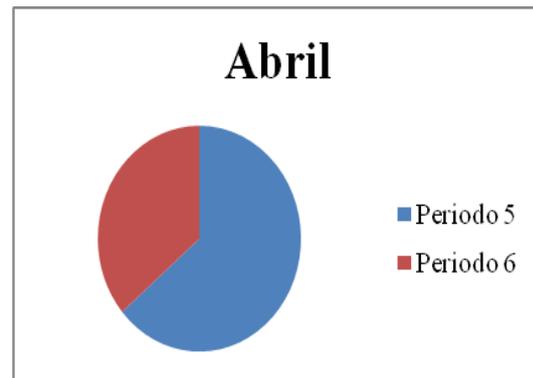
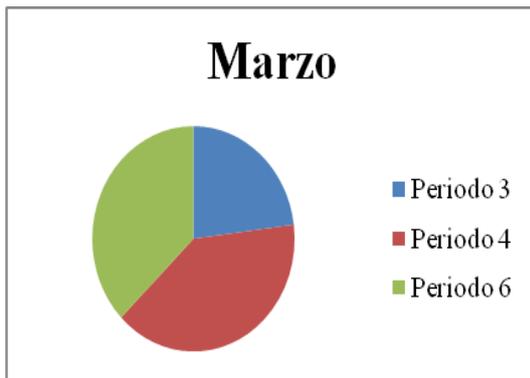
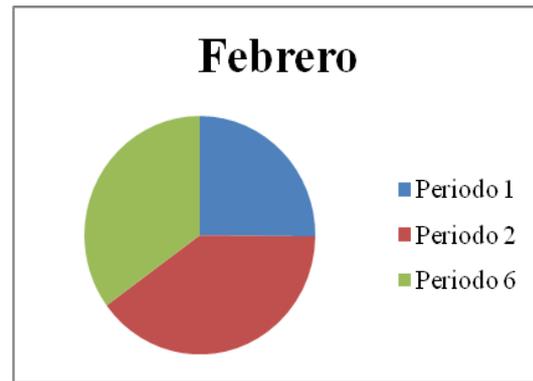
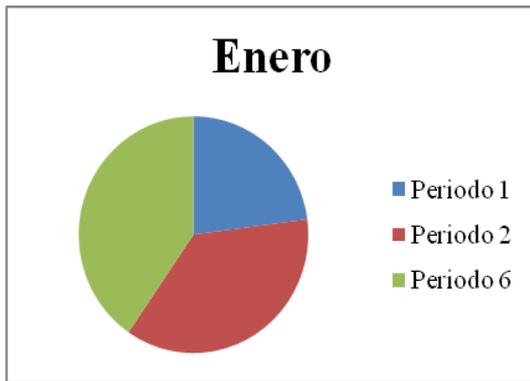




Figura 9: Energías demandadas mensuales por periodos del año 2008

- Año 2010:



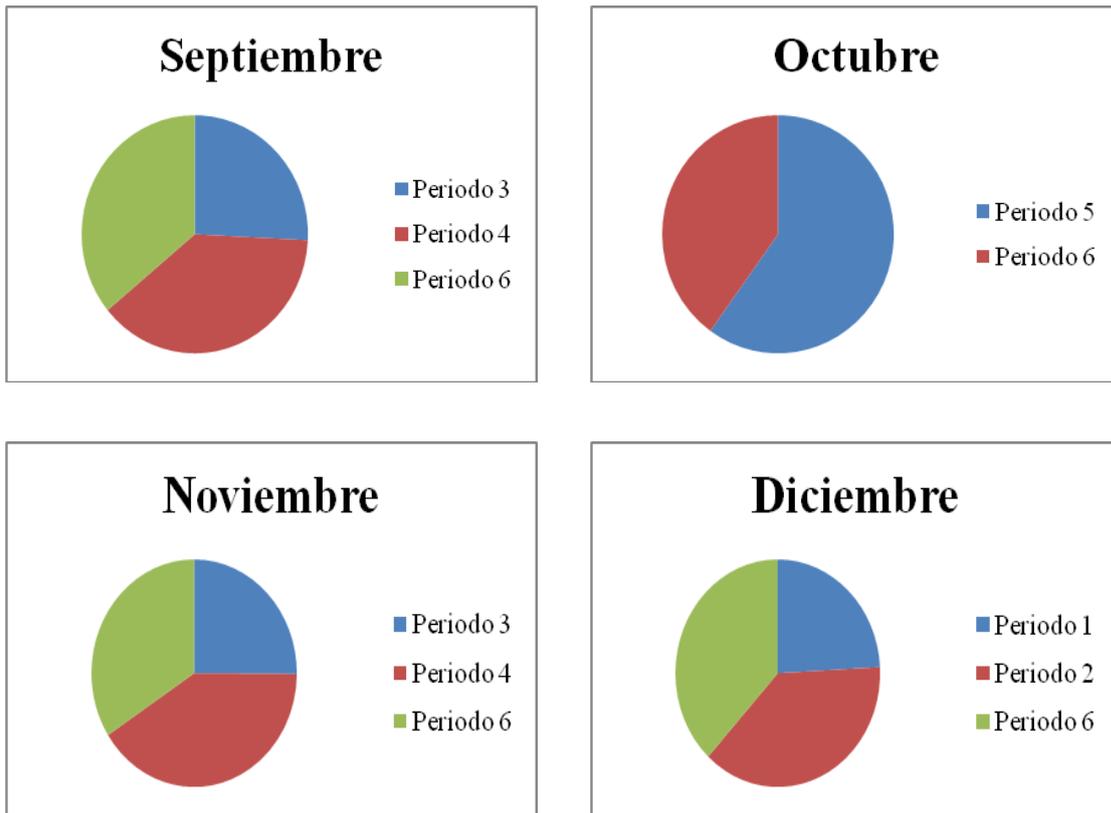


Figura 10: Energías demandadas mensuales por periodos del año 2010

En los gráficos anteriores se puede ver como la potencia consumida en el periodo 6 es inferior a la del resto de periodos. Esto se debe a que el periodo 6 coincide con las horas nocturnas del día, así como los festivos y éstos son los momentos de menor consumo eléctrico.

En los siguientes gráficos se puede observar cómo se reparte el consumo de energía eléctrica a lo largo del año en los distintos seis periodos:

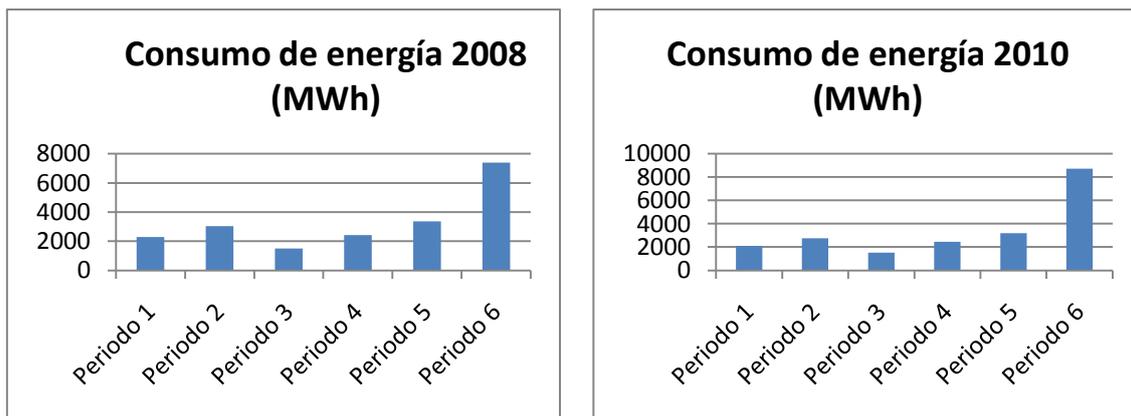


Figura 11: Consumo de energía por periodos en años 2008 y 2010

En la figura 11 anterior, se ve como el menor consumo anual se produce en el periodo 3 cuyo término de energía se encuentra en la media de los valores de los términos de potencia, así como, el mayor consumo anual se da en el periodo 6 cuyo precio por kWh es el mínimo término de energía.

Otro factor a tener en cuenta dentro de este análisis energético que se está realizando es el factor de potencia. Éste es un claro indicador de la potencia reactiva que estamos consumiendo, la cual será facturada a partir de que se supere un cierto consumo de ésta. En nuestro caso, el factor de potencia mantiene, por lo general, valores dentro de lo permitido y, por ello, no conllevará una facturación de reactiva.

4.3. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS AÑOS 2008 Y 2010

A continuación, se estudian los distintos costes que conforman nuestra facturación de energía eléctrica para así, más adelante, poder estudiar las distintas mejoras que podemos realizar para ahorrar el máximo dinero posible.

En puntos anteriores, se ha explicado detenidamente los costes que conllevan la tarifa a la que estamos acogidos, contratando la electricidad mediante una comercializadora, que es la situación actual real de nuestra industria. Por ello, solo se reflejarán los costes de cada uno de los años 2008 y 2010.

Se han utilizado los términos de potencia, de energía y de reactiva, así como el término k_i que vienen en el Real Decreto 1164/2001 de 26 de octubre [3]; y en la ITC 3860/2007 [7] para los datos de 2008 y en la ITC 1659/2009 [8] para los datos del 2010. En las siguientes tablas se muestran los valores utilizados en nuestros cálculos, incluyendo el precio actual de la energía impuesto por la comercializadora:

- 2008:

Periodo	1	2	3	4	5	6
Término de potencia (euros/kW)	10,092239	5,050488	3,696118	3,696118	3,696118	1,686408
Término de energía (euros/kWh)	0,101260	0,089354	0,090242	0,082646	0,078794	0,059497
Precio energía comercializadora (euros/kWh)	0,101260	0,089354	0,090242	0,082646	0,078794	0,059497

Tabla 10: Datos económicos 2008

- 2010:

Periodo	1	2	3	4	5	6
Término de potencia (euros/kW)	16,268690	8,141386	5,958142	5,958142	5,958142	2,718489
Término de energía (euros/kWh)	0,069642	0,052010	0,027715	0,013793	0,008908	0,005577
Precio energía comercializadora (euros/kWh)	0,133907	0,112824	0,099067	0,084577	0,076072	0,057565

Tabla 11: Datos económicos 2010

- Valores comunes a 2008 y 2010:

Periodo	1	2	3	4	5	6
K_i	1	0,5	0,37	0,37	0,37	0,17

Tabla 12: Valor del coeficiente K_i

Cos Φ	Euro/kVArh
Cos Φ < 0,95 y hasta cos Φ = 0,90	$T_{r_1}=0,000013$
Cos Φ < 0,90 y hasta cos Φ = 0,85	$T_{r_2}=0,017018$
Cos Φ < 0,85 y hasta cos Φ = 0,80	$T_{r_3}=0,034037$
Cos Φ < 0,80	$T_{r_4}=0,051056$

Tabla 13: Término de energía reactiva

A continuación, se realiza el cálculo de la facturación en el año 2008 a partir de las lecturas de potencia, de los términos de potencia y de energía. En la siguiente tabla se muestra la facturación detallada:

MES	FACTURACIÓN COMERCIALIZADORA					
	Potencia	Reactiva	Energía	Impuesto electricidad	IVA	TOTAL
Enero	9306	0	136780	7469	24569	178123
Febrero	9306	0	121430	6684	21987	159407
Marzo	9306	0	113590	6283	20669	149848
Abril	9306	0	118140	6516	21434	155396
Mayo	9306	0	108780	6037	19860	143983
Junio	9306	0	122710	6750	22202	160968
Julio	9306	0	159390	8625	28371	205692
Agosto	9306	0	107870	5991	19707	142873
Septiembre	9306	0	139510	7608	25028	181452
Octubre	9306	0	126190	6927	22788	165211
Noviembre	9306	0	137110	7486	24624	178526
Diciembre	9306	0	154020	8350	27468	199144
						2020623

Tabla 14: Factura detallada de la comercializadora del año 2008

El siguiente gráfico de barras muestra nos permite ver de forma significativa el peso de cada término que compone la factura final:

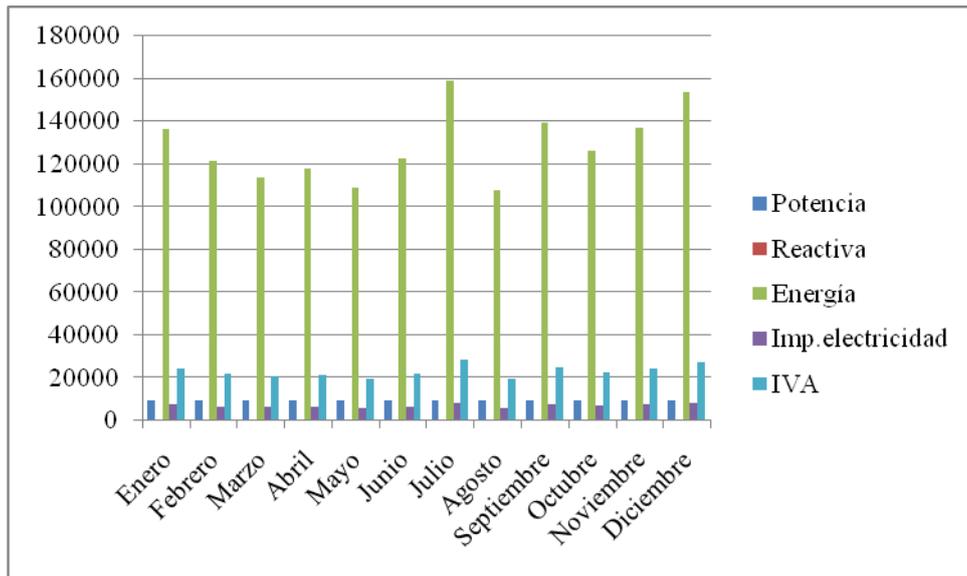


Figura 12: Facturación anual del año 2008

Análogamente, se realizan los cálculos de facturación para el año 2010 y se obtienen los valores que aparecen en la tabla siguiente:

MES	FACTURACIÓN COMERCIALIZADORA					
	Potencia	Reactiva	Energía	Impuesto electricidad	IVA	TOTAL
Enero	15873,58	0	163130	9152	30105	218260
Febrero	16062,73	0	160030	9003	29615	214711
Marzo	15435,99	0	144020	8153	26817	194426
Abril	15330,42	0	111800	6500	21381	155011
Mayo	15240,56	0	123320	7084	23303	168948
Junio	15343,08	0	145860	8242	27111	196556
Julio	15591,25	0	174650	9726	31995	231963
Agosto	15071,65	0	96657	5712	18791	136232
Septiembre	15232,52	0	136400	7753	25502	184887
Octubre	15531,46	0	121590	7011	23061	167193
Noviembre	17380,53	0	148060	8458	27824	201723
Diciembre	16815,63	0	167520	9425	31002	224762
						2294671

Tabla 15: Factura detallada de la comercializadora del año 2010

Su correspondiente gráfico de barras es el siguiente:

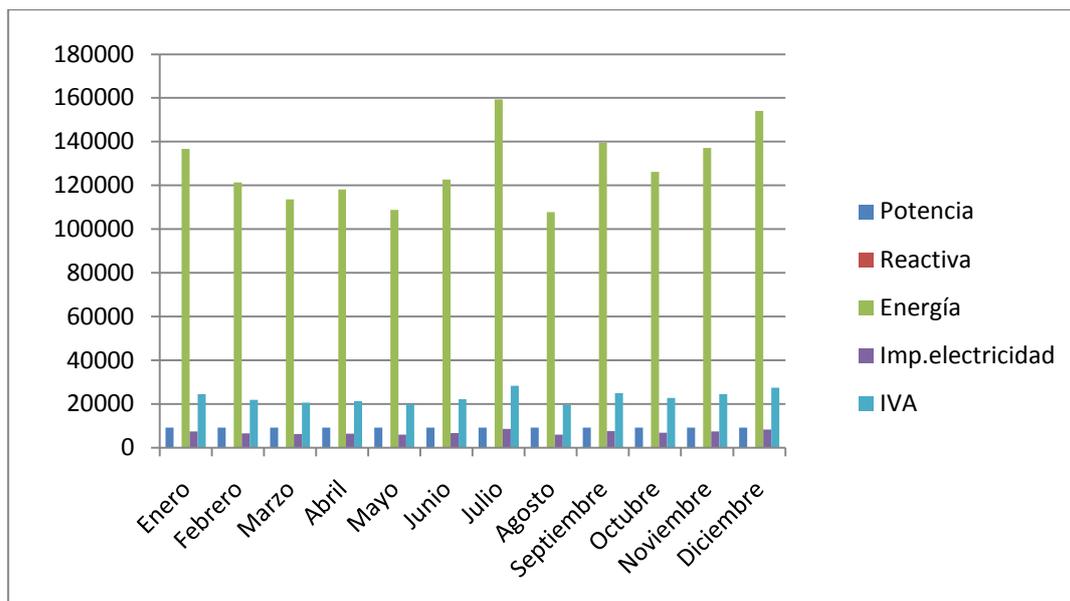


Figura 13: Facturación anual del año 2010

Se aprecia como en el caso anterior, el término de mayor peso es el correspondiente a la energía, término que viene impuesto por la comercializadora.

4.4. OPTIMIZACIÓN DE LA POTENCIA CONTRATADA

Como ya hemos mencionado anteriormente, si se decide contratar la energía eléctrica con una comercializadora podemos conseguir un ahorro respecto a la facturación que tenemos actualmente cambiando la potencia contratada.

Para encontrar dicha potencia óptima a contratar, se ha minimizado la potencia facturada sabiendo que es una función de la potencia contratada y teniendo en cuenta que la potencia a contratar en un periodo i siempre será menor o igual a la contratada en el periodo $i+1$. Esto equivale a resolver el siguiente problema de optimización que se ha explicado en apartados anteriores.

Dicho problema de optimización se ha resuelto con la ayuda del programa Matlab y se han obtenido los siguientes resultados para los años 2008 y 2010.

- Año 2008:

La potencia a contratar en los diferentes periodos, resultante de resolver el sistema de ecuaciones, y que nos permite una facturación mínima de potencia, es la siguiente:

$$P_{ci} = 3698,2 \text{ kW para } i \in [1,6]$$

Empleando las potencias contratadas actuales y las optimizadas se calcula la facturación de potencia, en ambos casos, para ver el ahorro conseguido como se observa en la siguiente tabla:

MES	Actual			Optimizada		
	EP	Pc	total	EP	Pc	Total
Enero	0	9305,8	9305,8	64,066	8433,2	8497,266
Febrero	0	9305,8	9305,8	161,67	8433,2	8594,87
Marzo	0	9305,8	9305,8	198,38	8433,2	8631,58
Abril	0	9305,8	9305,8	0	8433,2	8433,2
Mayo	0	9305,8	9305,8	0	8433,2	8433,2
Junio	0	9305,8	9305,8	214,7	8433,2	8647,9
Julio	0	9305,8	9305,8	241,23	8433,2	8674,43
Agosto	0	9305,8	9305,8	52,676	8433,2	8485,876
Septiembre	0	9305,8	9305,8	192,37	8433,2	8625,57
Octubre	0	9305,8	9305,8	333,63	8433,2	8766,83
Noviembre	0	9305,8	9305,8	1201,4	8433,2	9634,6
Diciembre	0	9305,8	9305,8	5117,2	8433,2	13550,4
			111669,6			108975,722

Tabla 16: Facturación de potencia actual y optimizada del año 2008

Donde:

EP = Facturación por excesos de potencia

Pc = Facturación por potencia contratada

El ahorro obtenido con un simple cambio de potencia contratada es el siguiente:

Ahorro	2693,878 €	2,41% de F_p	0,14% del total
---------------	-------------------	----------------------------------	------------------------

Tabla 17: Ahorro mediante cambio de la potencia contratada

El primero de los valores muestra el precio anual en euros que se ahorraría y el segundo valor corresponde al porcentaje de ahorro respecto a la facturación actual de potencia que se conseguiría. El tercer término sería el ahorro frente a la facturación total.

En este caso, el ahorro resulta significativo, ya que con solo modificar la potencia contratada conseguiremos un ahorro del 2,41% anual de la cantidad pagada. Por ello, se modifica la potencia contratada con la comercializadora.

- Año 2010:

En este año, las potencias óptimas a contratar para conseguir la facturación menor de potencia son las siguientes:

Periodo	1	2	3	4	5	6
Pc	4015,9	4043,3	4064,4	4064,4	4064,4	4064,4

Tabla 18: Potencias contratadas óptimas

Donde se puede apreciar que se cumple el hecho de que la potencia contratada en un periodo i siempre es menor o igual a la contratada en el periodo $i+1$.

En la tabla siguiente se muestran las facturaciones de potencia actual y optimiza. En ella, se refleja qué precio corresponde al exceso de potencia y cuál corresponde a la potencia contratada.

MES	Facturación de potencia					
	Actual			Óptima		
	EP	Pc	Total	EP	Pc	Total
Enero	872,75	15000,83	15873,58	731,31	15162,50	15893,81
Febrero	1061,90	15000,83	16062,73	922,02	15162,50	16084,52
Marzo	435,16	15000,83	15435,99	285,60	15162,50	15448,10
Abril	329,59	15000,83	15330,42	210,54	15162,50	15373,04
Mayo	239,73	15000,83	15240,56	146,38	15162,50	15308,88
Junio	342,25	15000,83	15343,08	193,53	15162,50	15356,03
Julio	590,42	15000,83	15591,25	472,44	15162,50	15634,94
Agosto	70,82	15000,83	15071,65	35,47	15162,50	15197,97
Septiembre	231,69	15000,83	15232,52	106,14	15162,50	15268,64
Octubre	530,63	15000,83	15531,46	357,37	15162,50	15519,87
Noviembre	2379,70	15000,83	17380,53	1757,70	15162,50	16920,20
Diciembre	1814,80	15000,83	16815,63	1607,00	15162,50	16769,50
			188909,44			188775,50

Tabla 19: Facturación de potencia actual y optimizada del año 2010

El ahorro conseguido es el siguiente:

Ahorro	133,94	0,07% de F_p	0,0055% del total
---------------	---------------	-------------------------------	--------------------------

Tabla 20: Ahorro mediante cambio de la potencia contratada

Se puede ver, en este caso, que el ahorro no resulta significativo ya que no llega a ser ni un 1% del precio por facturación potencia que se está pagando actualmente. Por ello, no merece la pena cambiar la potencia contratada y habrá que buscar otras formas para ahorrar en la compra de energía eléctrica.

4.5. CÁLCULO DEL MÁXIMO AHORRO COMPRANDO EN MERCADO

Cuando se compra la electricidad en el mercado mayorista, se debe hacer previamente una previsión de consumos. Por ello, ante la posibilidad de cambiar al mercado mayorista. Hay que estudiar, en primer lugar, diferentes métodos para predecir nuestro consumo.

Se conocen numerosos métodos para realizar previsiones a partir de datos de años anteriores. En nuestro caso, se ha elegido el método de los vecinos y que ha sido explicado en apartados anteriores.

Para la aplicación de este método, donde se ha utilizado la ayuda del programa Matlab, una vez más, se han utilizado, como valores históricos de entrada, los seis primeros meses del año 2010. A partir de estos datos históricos, se han evaluado los 6 meses siguientes y, como tenemos los datos de consumo reales, se ha calculado el error cometido. Este error resulta importante ya que hay una facturación por desvío entre el consumo real y el estimado.

Mencionar que a la hora de comparar el día anterior al que queremos predecir y los datos históricos se poseen, se han aplicado unas ciertas condiciones adicionales para escoger dicho día histórico que tiene menor distancia con nuestro día previo. Las condiciones son las siguientes:

- Para predecir un sábado sólo se utilizan sábados del histórico, es decir, sólo se compararan el día previo a nuestro día a predecir con el viernes del histórico.
- En caso de querer predecir un domingo sólo se emplearan domingos de nuestro histórico.
- Para predecir lunes sólo se emplearan lunes de nuestros datos históricos.
- A la hora de predecir martes, miércoles, jueves o viernes no se podrán predecir dichos días con valores de histórico que sean lunes, sábado o domingo.

A continuación, se muestra un gráfico donde aparece tanto la potencia real consumida como la que hemos estimado con el método de los vecinos:

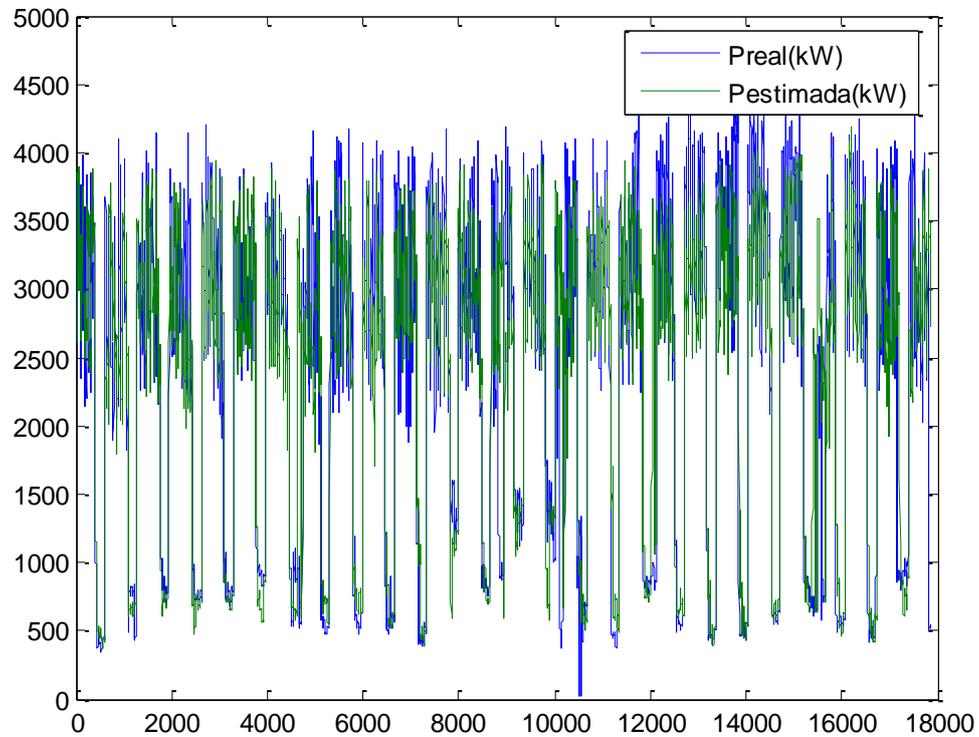


Figura 14: Potencia real frente a la estimada

Para ver más claramente el error cometido en dicha predicción, ya que en la figura 13 anterior no se muestra con mucha claridad, a continuación, en las figuras 15 y 16 aparecen los errores absolutos y relativos cometidos en nuestra predicción.

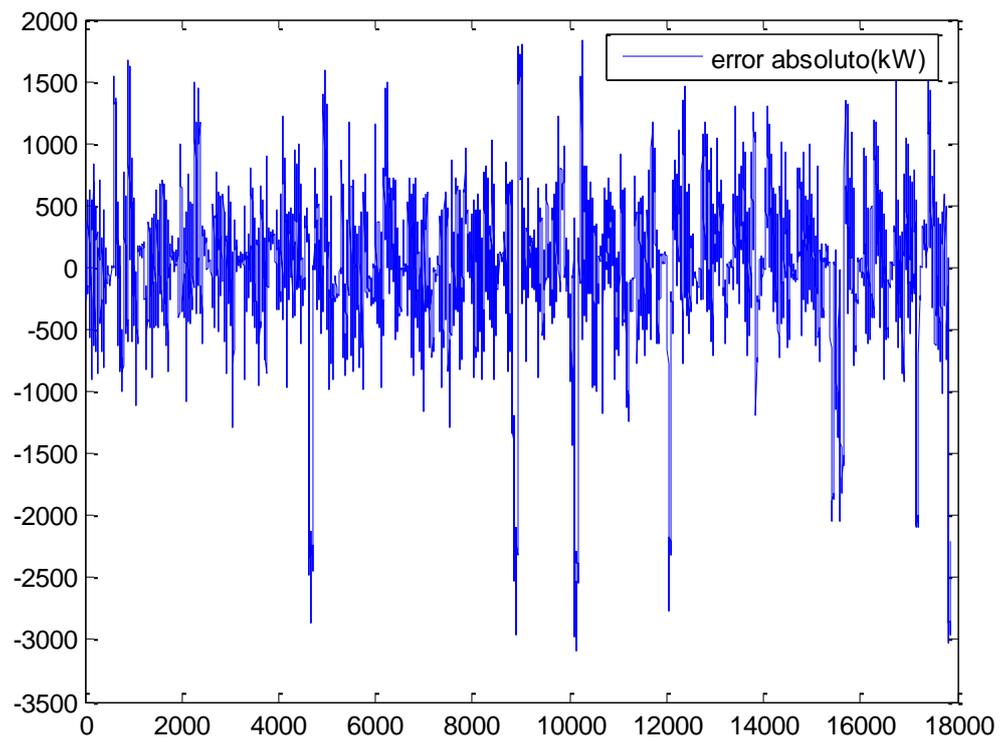


Figura 15: Error absoluto

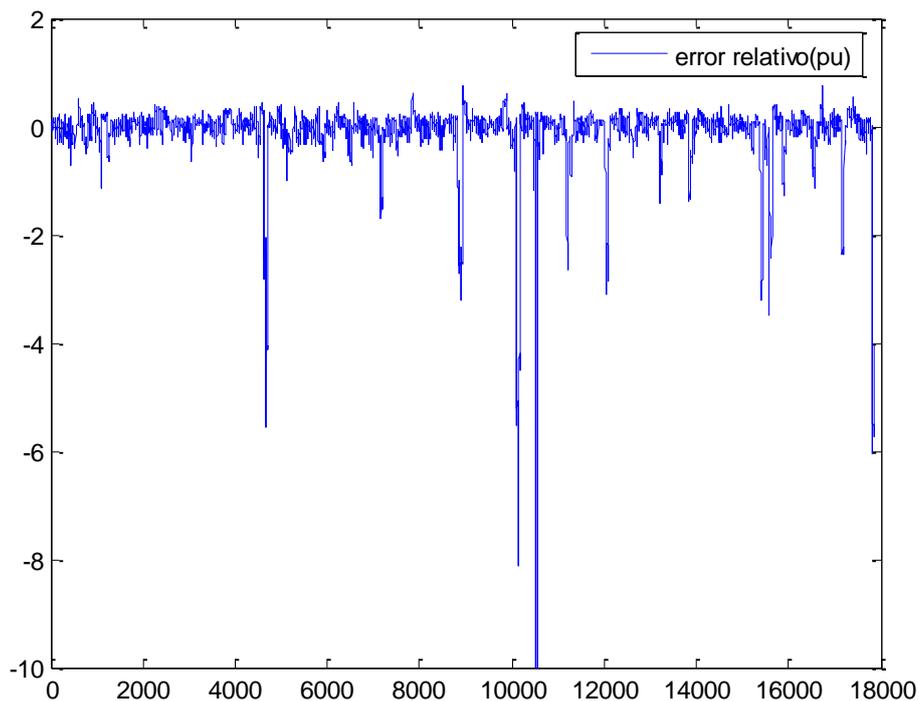


Figura 16: Gráfico error relativo

Se ve que el error relativo es muy cercano al cero en todo momento, salvo en un punto que sale muy elevado. Este punto es debido a un error en el filtrado, es decir, hay un día que ha sido tratado como laboral siendo festivo, por eso no se ajusta bien a nuestra predicción.

Para ver más claramente aún el error cometido y ver que es relativamente pequeño se ha realizado un histograma:

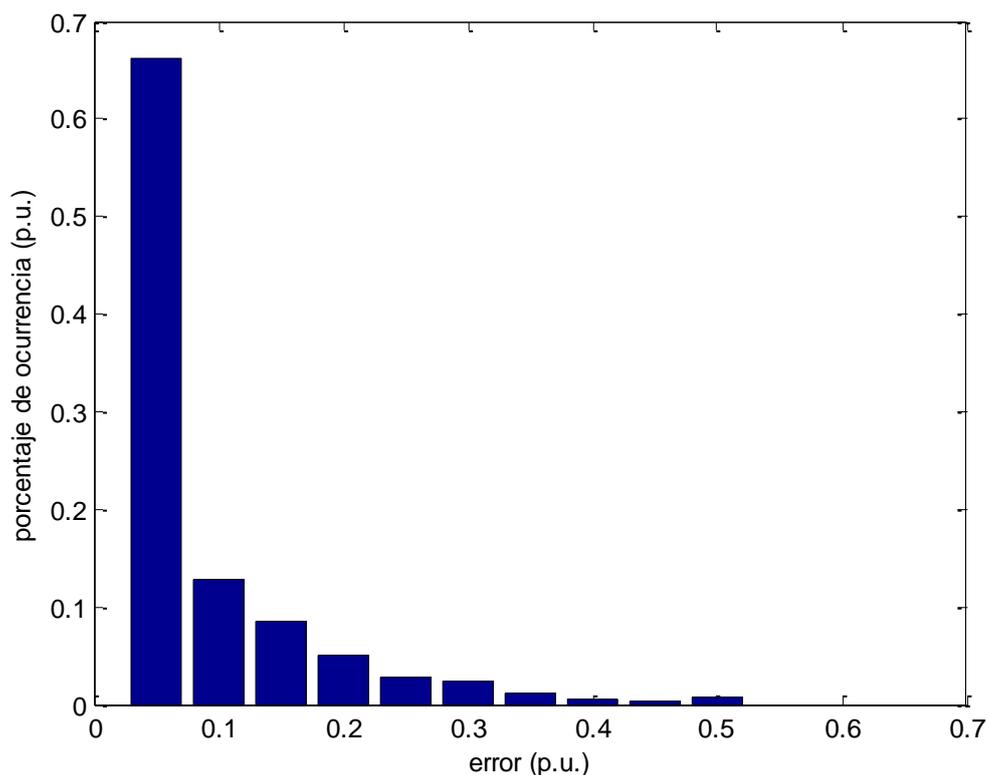
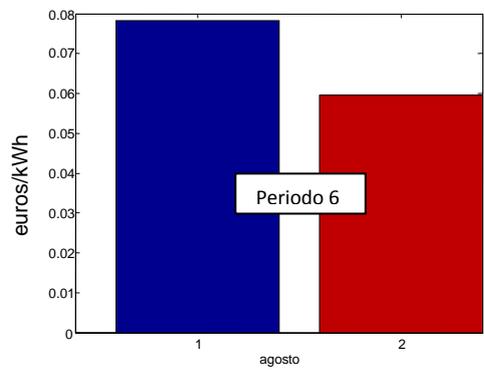
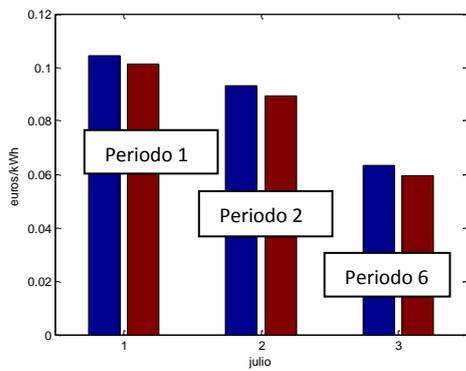
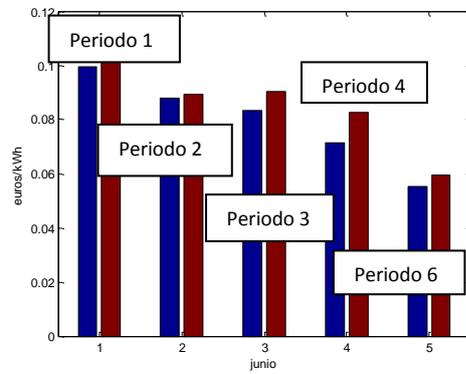
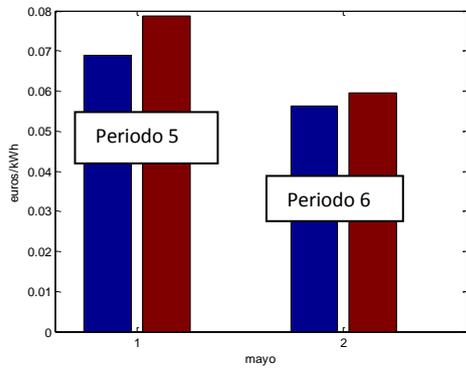
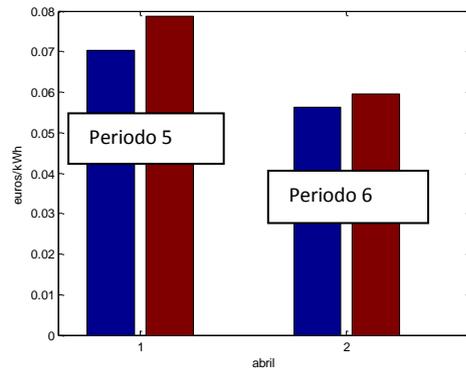
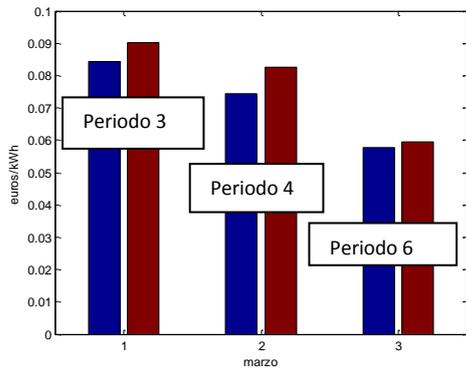
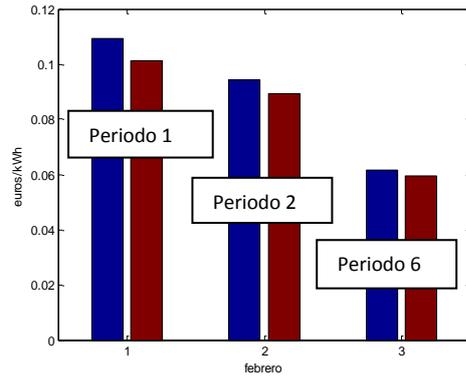
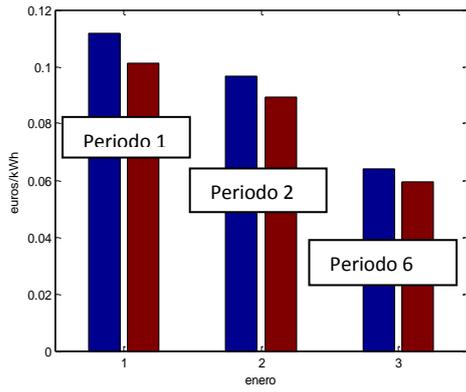


Figura 17: Histograma del error cometido

En la gráfica anterior se aprecia como en más del 60% de los casos el error relativo es menor al 0,1%, lo que supone un margen de fiabilidad bastante elevado.

4.6. CÁLCULO DEL AHORRO REAL COMPRANDO EN MERCADO

El posible cambio a mercado mayorista se estudia, en primer lugar, para el año 2008, pero este año no fue bueno para la comercializadora, dado que ésta perdió dinero incluso, no tiene sentido estudiar el cambio al mercado liberalizado porque siempre resultará este último la peor opción. Se puede observar este hecho más claramente en la figura 17 que enfrenta el precio de la comercializadora (rojo) frente a la media del precio final medio del mercado mayorista (azul) por periodos para cada uno de los meses del año:



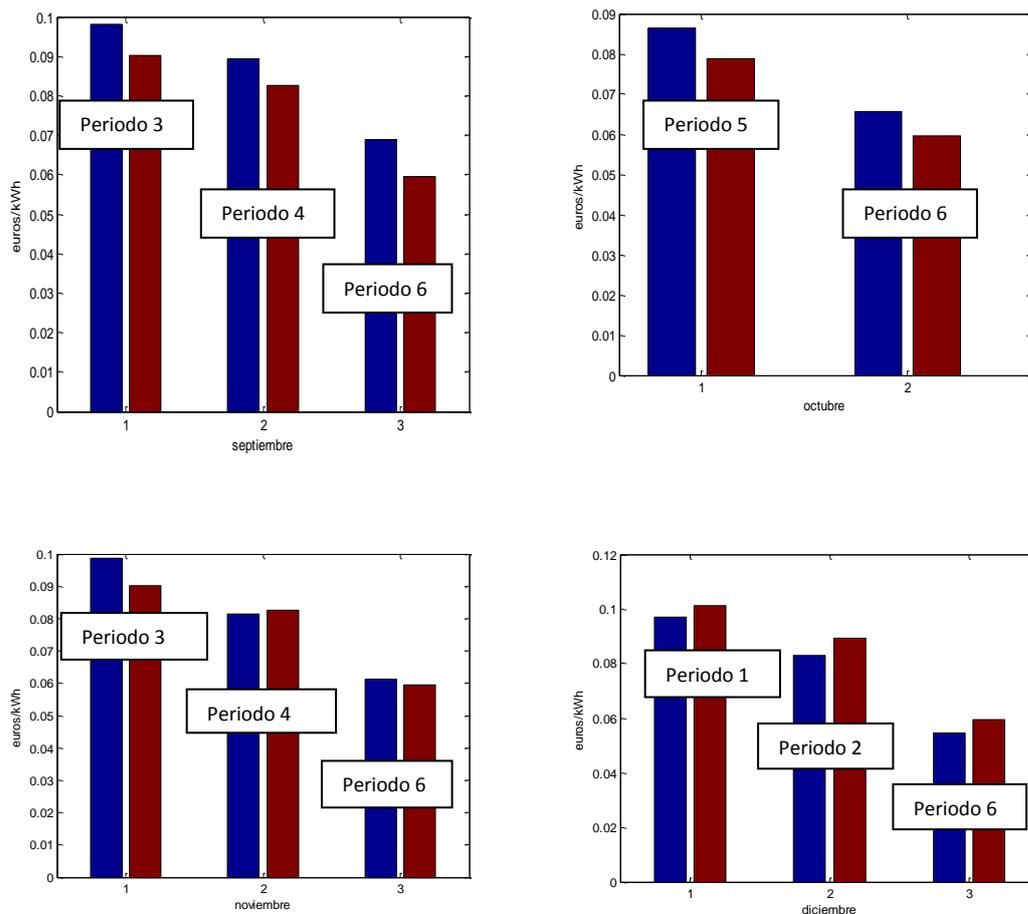
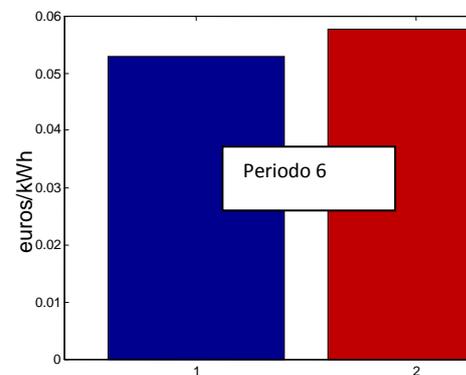
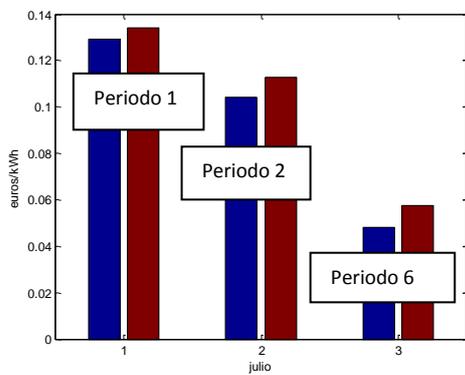
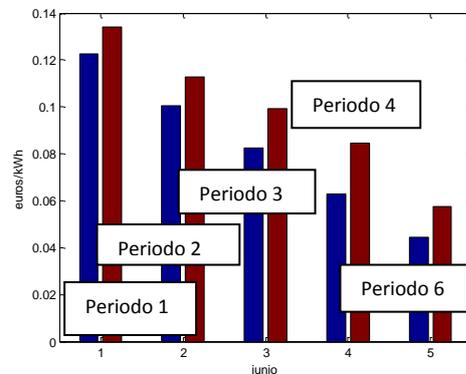
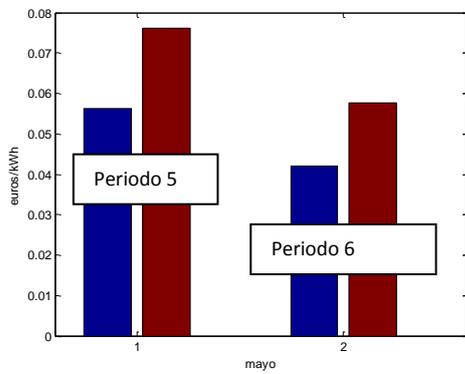
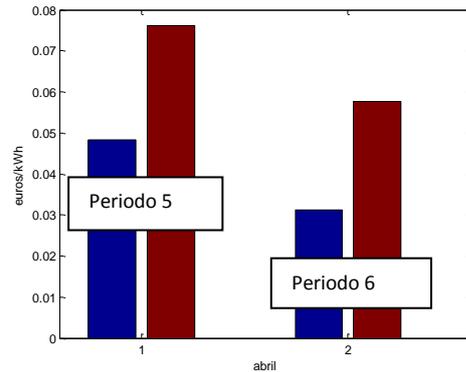
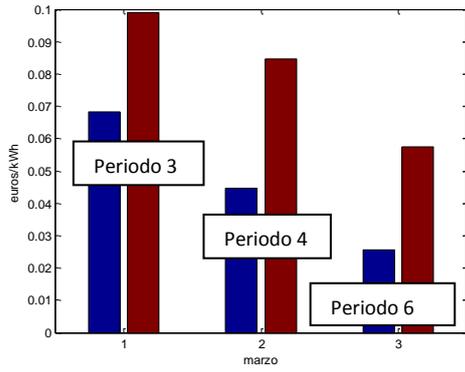
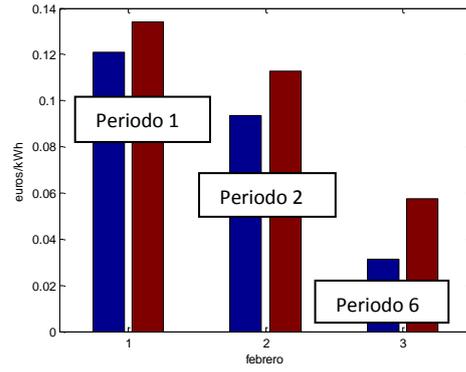
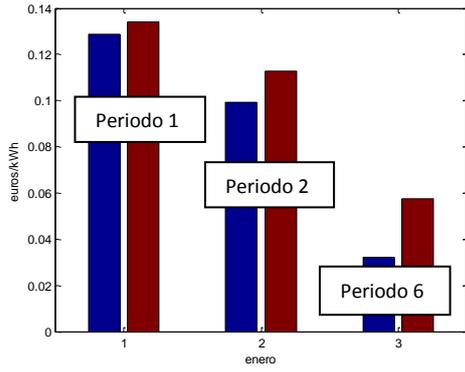


Figura 18: Precio de energía en comercializadora y mercado en año 2008

En los gráficos anteriores, se pueden ver los valores de precios por energía (euros/kWh): en rojo los equivalentes a la comercializadora y en azul los correspondientes al mercado libre. Se puede observar que la diferencia de precios entre comercializadora y mercado mayorista no es relevante. Por ello, no compensará cambiar a la hora de comprar energía eléctrica al mercado mayorista.

Si se analizan ahora los mismos gráficos, pero esta vez correspondientes al año 2010, veremos una gran diferencia entre los precios de energía de la comercializadora y el mercado libre:



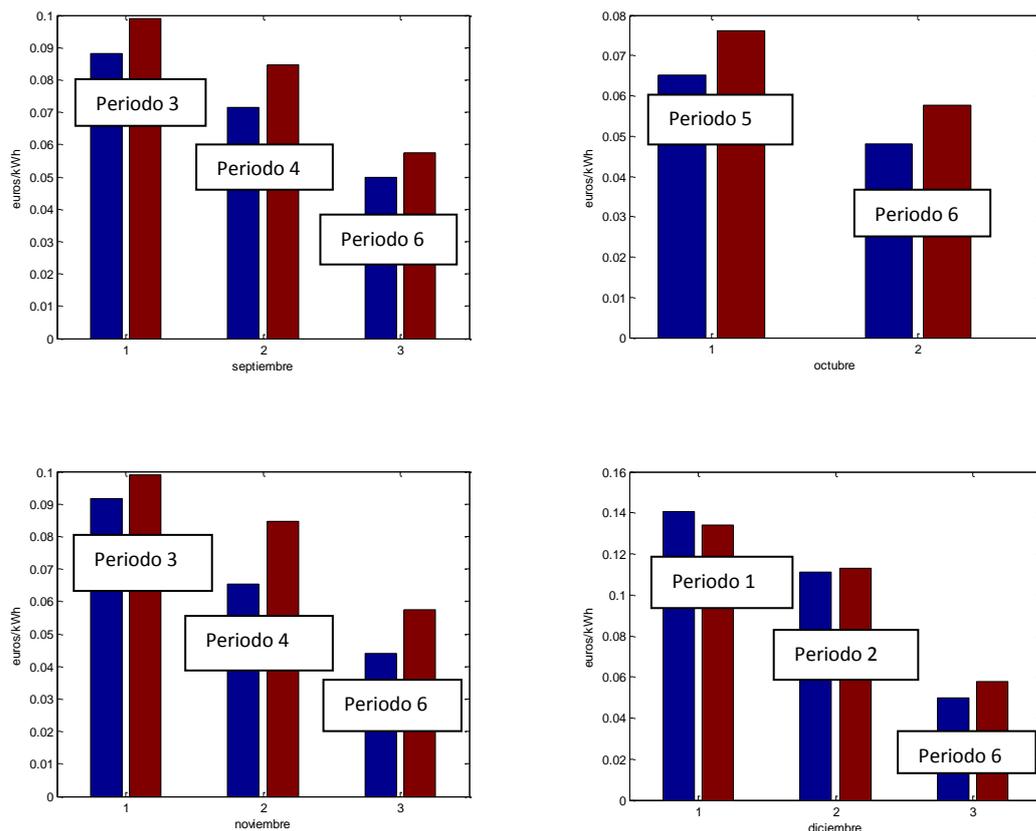


Figura 19: Precio de energía en comercializadora y mercado en año 2010

En los gráficos anteriores, a diferencia de los correspondientes al año 2008, se aprecia cómo a lo largo de los doce meses y de los seis periodos, los precios de la electricidad de la comercializadora (rojo) son siempre superiores a los del mercado mayorista (azul). De esta forma, será de gran utilidad realizar un estudio del cambio al mercado mayorista ya que se podrá conseguir un gran ahorro.

A la hora de comprar la energía eléctrica en el mercado liberalizado, como ya se ha dicho anteriormente, se debe realizar una previsión de consumo. Esta estimación, se ha realizado como se ha explicado en el apartado anterior.

Con los valores obtenidos se ha hallado el coste de la energía consumida, el cual se recoge en la siguiente tabla donde se muestra, de manera detallada, la factura:

MES	FACTURACIÓN MERCADO MAYORISTA							
	Potencia	Energía	Reactiva	Pool	Pérdidas transporte	Imp.electricidad	IVA	TOTAL
Julio	15001	71927	0	88662	10396	9509	31279	226774
Agosto	15001	9364,3	0	81992	4933	5690	18717	135697
Septiembre	15001	25039	0	92326	7200	7136	23472	170174
Octubre	15001	13410	0	89895	6200	6366	20939	151811
Noviembre	15001	27147	0	93484	7438	7315	24062	174447
Diciembre	15001	66720	0	95136	10431	9575	31498	228362
								1087264

Tabla 21: Facturación detallada mercado mayorista

Un término que se ha tenido en cuenta al realizar la factura es el correspondiente a las pérdidas en el transporte. Éstas suponen un coste entorno al 6% por encima de la potencia contratada. Para nuestro año 2010 los porcentajes de cada periodo eran los siguientes:

Periodo	1	2	3	4	5	6
Pérdidas (%)	6,8	6,6	6,5	6,3	6,3	5,4

Tabla 22: Porcentajes de pérdidas por periodo

Se ve que este precio es bastante inferior al que corresponde comprando la energía eléctrica a través de una comercializadora, factura que se muestra en la tabla 23.

MES	FACTURACIÓN COMERCIALIZADORA					
	Potencia	Reactiva	Energía	Imp.electricidad	IVA	TOTAL
Julio	15591,25	0	174650	9726	31995	231963
Agosto	15071,65	0	96657	5712	18791	136232
Septiembre	15232,52	0	136400	7753	25502	184887
Octubre	15531,46	0	121590	7011	23061	167193
Noviembre	17380,53	0	148060	8458	27824	201723
Diciembre	16815,63	0	167520	9425	31002	224762
						1146759

Tabla 23: Factura comercializadora para los 6 meses analizados

El ahorro, sin tener en cuenta los desvíos sobre medida, en estos seis meses es de 59.495 euros, que es el máximo ahorro posible.

El ahorro real será menor debido al término antes mencionado que no se ha aplicado. Para aplicar el desvío sobre medida, se usa la expresión siguiente:

$$F_{desvío} = \sum_{j=1}^n \frac{1}{4} |P_{cj} - P_{dj}| t_{E_{desvío}}$$

Donde:

$$t_{E_{desvío}} = t_E k$$

El coeficiente k es una constante que representa el porcentaje de penalización por desvío sobre el precio de la energía que se aplica. Este suele ser alrededor de un 10%, por ello, hemos tomado como valor de $k=0,1$. Teniendo en cuenta este desvío, el ahorro es de 51.474 euros. Este ahorro sigue siendo significativo ya que supone un 4,48% respecto a la facturación total de estos seis meses.

Por último cabe decir que este ahorro mencionado ha sido calculado teniendo en las condiciones más desfavorables, lo que quiere decir que será el mínimo ahorro posible sin riesgos.

En el caso más favorable, es decir, si no considerásemos ningún error en nuestra predicción el ahorro sería 59.495 euros, es decir un 5,19% del precio total a pagar en los seis meses considerados.

En las tablas 23 y 24 se plasman los resultados de este estudio:

FACTURACIÓN (euros)		
Actual	Óptima mercado	Real mercado
1.146.759	1.087.264	1.079.243

Tabla 24: Distintos casos de facturaciones

Ahorro	Óptima mercado	Real mercado
Euros	59.495	51.474
%	5,19%	4,48%

Tabla 25: Ahorros correspondientes a las facturaciones

Capítulo 5

CONCLUSIONES Y FUTUROS DESARROLLOS

Todo este estudio ha sido de gran utilidad para mostrar que, aunque pocas industrias lo realicen de esta forma, la compra de electricidad en el mercado liberalizado nos permite en gran medida ahorrar dinero que será invertible en otras posibles mejoras dentro de nuestro negocio.

Por otro lado, incluso si la empresa no dispusiese del tiempo necesario que toma realizar las previsiones diarias, así como acudir al mercado eléctrico, se puede conseguir un ahorro, en ocasiones, con un simple cambio de la potencia contratada.

Una de las posibles conclusiones a sacar de este estudio es que compensa realizar un pequeño estudio de las condiciones en las que está contratada la energía eléctrica, porque podemos estar renunciando a ahorros importantes. Si minimizamos nuestros costes energéticos sin modificar nuestro consumo, dispondremos un mayor presupuesto para invertir en otras necesidades de nuestro negocio.

En el estudio realizado, como se observa en la figura 21, a partir de las lecturas de salida de nuestra industria se realiza la previsión de los futuros consumos eléctricos.

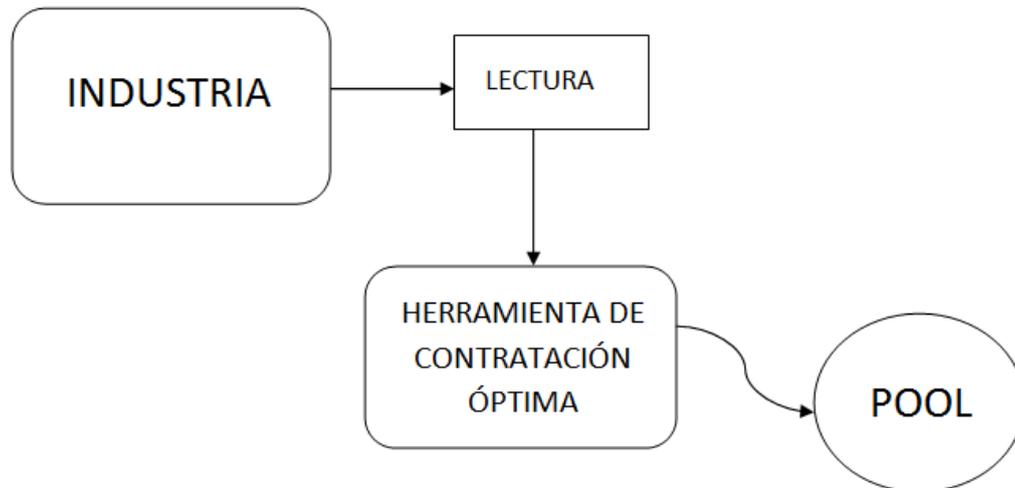


Figura 20: Esquema de compra en mercado mayorista actual

En cambio, con vistas a mejorar dicha predicción y, por consiguiente, el ahorro que se consigue, el cual figura en la tabla 24, se puede profundizar nuestro estudio realizando medidas de los consumos en cada una de las cadenas de producción que tiene nuestra industria. El esquema de compra se muestra en la figura siguiente:

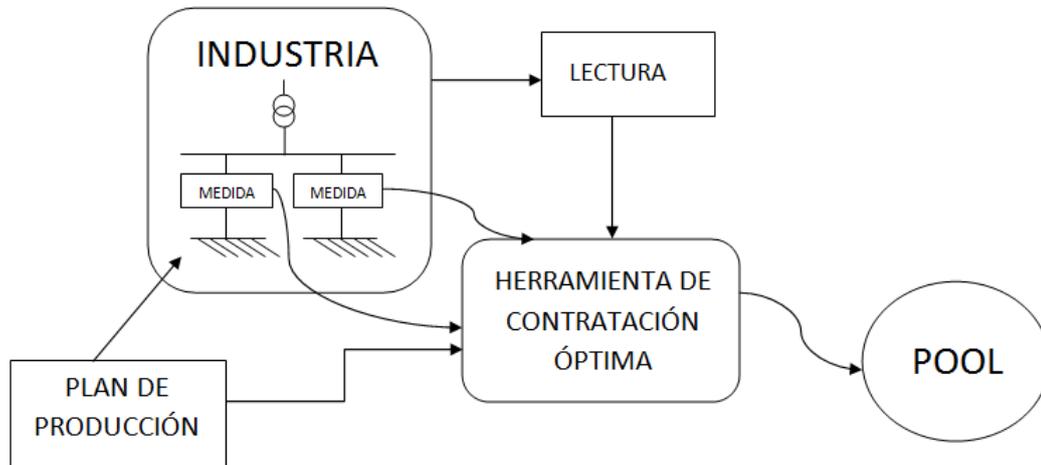


Figura 21: Esquema de compra en mercado mayorista mejorado

De esta manera, se consiguen mejores predicciones y, por tanto, mayor ahorro, al disponer de mayor información y mayor número de medidas.

Por tanto, como futuros desarrollos se puede profundizar en el estudio del consumo y mejorar las predicciones para así conseguir un mayor ahorro y un menor riesgo en la compra de energía.

Anexos

Para la realización de este proyecto nos hemos ayudado del programa Matlab para realizar gran número de cálculos. A continuación, explicaremos brevemente los programas que hemos computado para facilitar el análisis de datos de los consumos de nuestra industria.

En primer lugar, generamos un programa que realizaba la lectura de los datos facilitados por la industria y que los disponía en una matriz. Las columnas de dicha matriz eran las correspondientes a hora, minuto, día, mes, año, potencia activa y reactiva demandada, periodo al que corresponde y precio final medio asociado.

A partir de los datos anteriores, podemos hallar el precio de la energía correspondiente al pool, la facturación de reactiva, así como el correspondiente a la tarifa de acceso y el precio de la comercializadora en euros.

Recordamos que uno de nuestros objetivos era ver si la potencia contratada era óptima para conseguir el mínimo precio sin cambiar la potencia consumida. Para ello, creamos un programa que llamamos “minimizar” el cual nos da como datos de salida las potencias a contratar en cada uno de los seis periodos de manera que se consiga pagar el mínimo precio por ellas y satisfaciendo siempre la demanda de nuestra industria.

A la hora de hallar las previsiones de consumo de nuestra industria hemos utilizado, como ya mencionamos anteriormente, el método de los vecinos. Para la aplicación de este método también hemos utilizado un programa con los datos de entrada de históricos de consumo y cuya salida es la previsión de consumos futuros.

Los pasos seguidos para realizar la previsión de la demanda de nuestra industria se representan esquemáticamente en la siguiente figura:

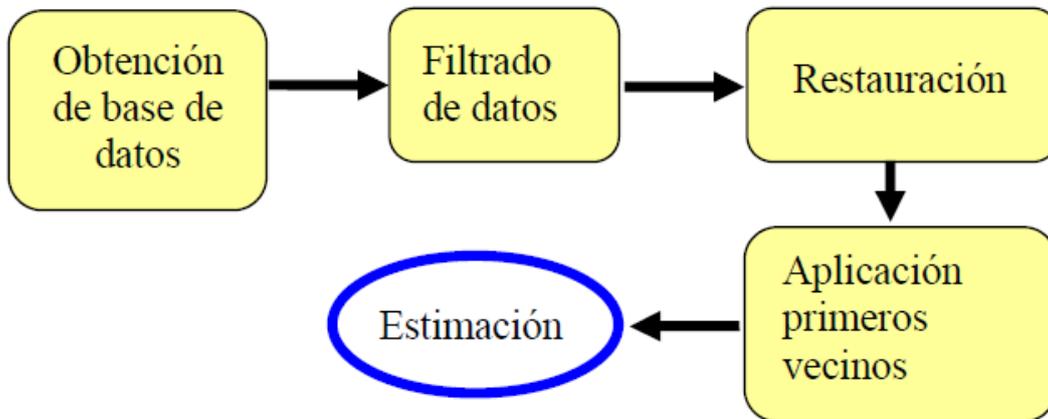


Figura 21: Esquema de aplicación del método de los vecinos

A continuación se explican brevemente cada uno de dichos pasos:

- Obtención de datos:

Se han obtenido los datos de consumo de la industria química del año 2010, que han sido cedidos amablemente por el personal de mantenimiento de la misma. Estos datos han sido registrados por analizadores de red y almacenados inicialmente, por fechas, en una base de datos, en forma de hojas de cálculo. Todos los archivos tenían como base el mismo intervalo de tiempo entre medidas consecutivas, aunque existen días incompletos en cuanto a la toma de medidas e incluso falta de registro de días enteros en determinadas fechas. Dichas irregularidades, posiblemente causadas por errores de medida o por problemas de comunicación en el sistema, nos obligan a realizar un filtrado previo al análisis de los datos en sí mismos, pues necesitamos disponer de los datos en un formato estándar que nos permita representarlos y poder compararlos entre sí para poder aplicar cualquier técnica de predicción.

- Filtrado de datos:

Esta etapa pretende proporcionar una base de datos sólida y ordenada, en la que recopilamos de forma cronológica las medidas de cada día con un mismo formato. Para ello ha sido necesario estandarizar los archivos de medida a un mismo intervalo de tiempo.

Previo a este proceso de estandarización de los vectores de potencias ha sido necesario tener en cuenta los 'huecos' sin medidas existentes en algunos días, debido a las irregularidades anteriormente citadas. Para ello se han detectado dichos 'huecos' y rellenado con aproximaciones, a fin de obtener vectores de datos completos para todos los días de que disponemos.

- Restauración:

Con esta etapa pretendemos clasificar los distintos días, según la cantidad de datos de que dispongamos de cada uno, como días completos e incompletos. Finalmente sólo nos quedaremos con los días completos. A fin de no desperdiciar días por faltas de medidas puntuales, procederemos a rellenar los huecos con medidas de días similares.

- Aplicación del método de predicción para la obtención de curvas futuras.

En nuestro estudio, se ha aplicado el método de los Primeros Vecinos a las curvas de datos de los 6 primeros meses de 2010 con fin de predecir las curvas correspondientes a los 6 meses siguientes de dicho año. Al tener los datos reales del 2010 en nuestras bases de datos, por comparación, podremos estimar el error de predicción cometido con este método.

Bibliografía

- [1] www.omel.es
- [2] Artículo 15 del RD 2019/1997
- [3] RD 1164/2001 de 26 Octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica
- [4] www.cne.es
- [5] www.mityc.es
- [6] Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector eléctrico
- [7] Orden ITC 3860/2007 de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008 (BOE núm. 312)
- [8] Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa de suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica.
- [9] Orden ITC 1857/2008 de 26 de junio, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2008 (BOE núm.156)
- [10] Orden ITC 2794/2007 de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007 (BOE núm.234)
- [11] Libro blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España