



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

Grado en Ingeniería de la Energía

ESTUDIO DE OPTIMIZACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE COSTES DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN UNA EMPRESA DE 10 HOTELES DE 550 kW DE POTENCIA MEDIA INSTALADA Y UN CONSUMO INICIAL DE 13 GWh/AÑO

TRABAJO FINAL DE GRADO

AUTOR:

MONTERO CALOMARDE, CARLOS

TUTOR:

QUIJANO LÓPEZ, ALFREDO

*“A mi familia,
a mis amigos y, en especial,
a Pablo Villarejo Más.”*

*“La innovación distingue
a los líderes
de los seguidores”*

Steven Paul Jobs

ÍNDICE DE CONTENIDO

1. OBJETO	7
2. RESUMEN	8
3. ESTRUCTURA DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y AGENTES PARTICIPANTES	9
4. MODALIDADES DE COMPRA DEL CONSUMIDOR FINAL	11
4.1. Mercado Regulado	11
4.2. Mercado Libre.....	12
5. TIPOS DE TARIFICACIÓN DENTRO DEL MERCADO ELÉCTRICO	15
5.1. Tarificación eléctrica con 1 periodo distinguido de consumo.....	15
5.2. Tarificación eléctrica con 2 periodos distinguidos de consumo.....	18
5.3. Tarificación eléctrica con 3 periodos distinguidos de consumo.....	21
5.4. Tarificación eléctrica con 6 periodos distinguidos de consumo.....	26
6. OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS EN FACTURA	31
6.1. Optimización por potencias contratadas	31
6.2. Optimización por tarifa de acceso óptima	41
6.3. Optimización del término de energía	44
6.4. Optimización por mitigación del término de reactiva.....	46
7. DESCRIPCIÓN DE INSTALACIONES CUYAS FACTURAS SE PROPONEN OPTIMIZAR	48
7.1. Clasificación y descripción de los tipos de suministro	48
7.2. Aplicación de la metodología propuesta a los suministros de estudio	49
7.2.1. Suministros con tarifa 2P y consumo anual < 100 MWh/año.....	49
7.2.2. Suministros con tarifa 3P y consumo anual < 500 MWh/año.....	56
7.2.3. Suministros con tarifa 3P y consumo anual > 500 MWh/año.....	63
7.2.4. Suministros con tarifa 6P y consumo anual > 1.000 MWh/año	75
7.2.5. Resto de suministros	86
7.2.6. Reducción emisiones CO ₂	89
8. PRESUPUESTOS	90
9. CONCLUSIONES	93
10. REFERENCIAS Y ANEXOS	95

1. OBJETO

El objeto del presente proyecto consiste en la optimización de los parámetros referidos a los costes de energía eléctrica.

En primer lugar, se estudian las características y modalidades de compra de energía que presenta el sistema eléctrico español.

Una vez estudiado dicho funcionamiento se pretende analizar el impacto energético, económico y medioambiental que causa una correcta elección de los parámetros asociados a la facturación eléctrica y una administración eficiente del consumo energético.

2. RESUMEN

Descripción de la estructura actual del sistema eléctrico, agentes participantes y tarifas de acceso vigentes a fecha de realización del proyecto.

La aplicación del proyecto está destinada al estudio de mejora energética de un grupo de hoteles con 550 kW de potencia media instalada y un consumo inicial de 13 GWh/año.

En primer lugar, se establece una **clasificación de los suministros** en base al consumo anual y al tipo de tarificación que presentan. Seguidamente se estudia la posibilidad de aplicación de las **metodologías de optimización** propuestas atendiendo a: potencias contratadas, tarifa de acceso, distribución mensual y/o por usos del consumo, sistema de climatización y modo de compra de energía eléctrica.

En segundo lugar, aunque en el caso de aplicación el consumo de energía reactiva no tiene una elevada trascendencia, se propone la **posibilidad de mitigar la penalización** por consumo de ésta a través de la instalación de baterías de condensadores.

En tercer lugar, se propone una **optimización global** para todos los suministros estudiados analizando el **ahorro total proyectado**, la **inversión necesaria** y el **periodo de retorno simple** que se espera.

Por último, se analiza el **impacto medioambiental** que ocasiona la disminución del consumo energético en cuando a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

3. ESTRUCTURA DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y AGENTES PARTICIPANTES

Actualmente, el grupo empresarial *Red Eléctrica de España* actúa como operador del sistema eléctrico español. La misión de este grupo empresarial consiste en asegurar el correcto funcionamiento del sistema de suministro eléctrico y garantizar en todo momento la continuidad y seguridad del mismo.

Red Eléctrica de España fue fundada en 1985 en aplicación de la Ley 49/1984 [1], del 26 de diciembre. Fue la primera empresa en el mundo dedicada en exclusividad al transporte y operación del sistema eléctrico.

Por otro lado, la *Comisión Nacional de Mercados y la Competencia* es el organismo encargado de garantizar una competencia y una regulación efectiva en todos los sectores productivos en beneficio de los consumidores finales.

Destacar también el papel de OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español), el cual gestiona el mercado spot de MIBEL (Mercado Ibérico de la Electricidad), que comprenden un mercado diario y seis mercados intra-diarios.

Por tanto, OMI-POLO ESPAÑOL, S.A. (OMIE), como operador del mercado, es la entidad responsable de la gestión económica del sistema, mientras que Red Eléctrica de España, S.A., como operador del sistema, es la entidad responsable de la gestión técnica del mismo.

La Ley 54/1997 [2] del sector eléctrico confirmó el papel de *Red Eléctrica del Sistema* y la Ley 17/2007 [3], que modificó esta legislación para adaptarla a la Directiva Europea 2003/54/CE [13], y ratificó a *Red Eléctrica* como el transportista único y operador del sistema eléctrico español.

Con la entrada en vigor de la Ley 54/1997 [2] se definieron y diferenciaron las siguientes actividades:

- Actividades reguladas: estas actividades están referidas al transporte y la distribución de la energía eléctrica. Dichas actividades están sujetas a un régimen regulado específico.
- Actividades no reguladas: estas actividades están referidas a la producción y la comercialización de la energía eléctrica. Éstas bien pueden estar parcialmente reguladas por el Gobierno o pueden estar sujetas a un régimen de libre competencia.

Durante 2010, en cumplimiento de esta ley, se completó la adquisición de los activos de transporte a las empresas eléctricas, incluidos los sistemas de Baleares y Canarias, y representó la consolidación de la compañía como transportista único y operador del sistema eléctrico en España.

Posteriormente, la Ley 54/1997 [2] fue derogada y se puso en aplicación la Ley 24/2013 [4], estableciendo las actividades reguladas y no reguladas de la siguiente manera:

- Producción de la energía eléctrica: tal y como se han definido previamente los tipos de actividades según su regulación, la producción de energía eléctrica se caracteriza por estar sujeta a un régimen de libre competencia. Los participantes en esta actividad son los encargados del suministro eléctrico, así como de la manutención de los sistemas de producción.

- Transporte de la energía eléctrica: actualmente, esta actividad es ejecutada por la entidad *Red Eléctrica de España S.A.* El sistema de redes español distingue dos tipos de redes de transporte: red de transporte primaria, el cual engloba aquellos elementos de transporte con tensiones ≥ 380 kV; y red de transporte secundaria, que incluye: elementos de protección, servicios auxiliares y aquellos elementos de transporte con tensiones < 380 kV.
- Distribución de la energía eléctrica: es la parte del sistema de suministro eléctrico cuya función es el suministro de energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales. Los agentes participantes en esta actividad son los Operadores del Sistema de Distribución (sociedades mercantiles, cooperativas de consumidores, etc.).
- Comercialización de la energía eléctrica: Según se define en el artículo 6.1.f) de la Ley 24/2013 [4], de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, los comercializadores de energía eléctrica son aquellas sociedades mercantiles, o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional en los términos establecidos en la ley.

Respecto a los agentes que participan en las actividades anteriormente descritas destacan los siguientes:

- Empresas productoras de energía eléctrica: entidad que tiene la función de producir energía eléctrica y mantener las centrales de producción.
- Empresas comercializadoras de energía eléctrica: las empresas comercializadoras de electricidad son las encargadas de vender la electricidad a los clientes finales.
- Empresas distribuidoras de energía eléctrica: encargadas de hacer llegar la energía eléctrica a los puntos de consumo, así como de mantener y operar las instalaciones de distribución eléctrica.
- Consumidores: entidades físicas o jurídicas que adquieren la energía eléctrica para su consumo final.

4. MODALIDADES DE COMPRA DEL CONSUMIDOR FINAL

Se distinguen dos modalidades de compra a las empresas comercializadoras dentro del mercado eléctrico: contratos en Mercado Regulado y contratos en Mercado Libre.

Sin distinción para ninguna de las dos modalidades, el precio del término de potencia contratada está regulado por el Gobierno. A continuación, se analiza más en detalle el modo de facturación en ambos tipos de mercado.

4.1. Mercado Regulado

En este tipo de modalidad de compra, los precios del término de energía vienen fijados por el Gobierno.

En base al RD 216/2014 [5] (1 de abril de 2014), en el Mercado Regulado se aplica el tipo de tarificación conocido como *PVPC (Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor)*. Este tipo de tarificación es aplicable a aquellos suministros cuya potencia contratada sea inferior a 10 kW, siendo también aplicable a determinados suministros con potencia contratada máxima de 15 kW, asumiendo un recargo del 20% sobre los importes por los términos de energía y de potencia.

Este modo de compra eléctrica consiste en que el precio de la electricidad está indexada al precio horario del mercado mayorista (o al denominado comúnmente “POOL”).

Por tanto, el precio a cada hora para este tipo de modalidad de compra se obtiene aplicando la siguiente expresión:

$$TE_{t,h} = ATR_t + (1 + PERD_{t,h}) \cdot CP_{t,h} \quad (4.1.1)$$

Siendo:

- $TE_{t,h}$: término de energía para la tarifa “t” a la hora “h”.
- ATR_t : conocido como “Acceso de Terceros a la Red”. Este término es fijado por las autoridades competentes y viene regulado en la Orden IET 2444/2014 [6].
- $PERD_{t,h}$: coeficiente de pérdidas correspondientes a transporte y distribución, varía en función del tipo de tarifa “t” para cada hora “h”.
- $CP_{t,h}$: coste de producción de electricidad en función de la tarifa “t” para cada hora “h”.

Este coste de producción puede desglosarse en los siguientes términos:

$$CP_{t,h} = RRTT_{t,h} + COS_{t,h} + SSAA_h + CC_h \quad (4.1.2)$$

Siendo:

- $CP_{t,h}$: coste de producción de electricidad correspondiente a la tarifa “t” para cada hora del día “h”.
- $RRTT_{t,h}$: coste por restricciones técnicas correspondientes a la tarifa “t” para cada hora “h” del día.
- $COS_{t,h}$: coste y financiación del operador del sistema correspondientes a la tarifa “t” para cada hora “h” del día.
- $SSAA_h$: costes por servicios de ajuste del sistema, independientes del tipo de tarifa de acceso, varían para cada hora “h”.
- CC_h : precio de casación de energía para cada hora “h” del día.

Como ya se ha comentado, los precios correspondientes al *ATR* vienen regulados y fijados según la IET en vigor, mientras que el resto de términos descritos anteriormente son publicados diariamente por parte del Operador del Sistema. Estos precios deben estar disponibles antes de las 20:15 del día anterior.

Como alternativa a este tipo de facturación del término energético también existe la posibilidad de compra de energía eléctrica a un precio fijo durante un periodo establecido. Este precio viene ofertado por la comercializadora en base al consumo anual estimado.

Respecto al término de potencia, como se ha especificado previamente, éste viene regulado por el Gobierno y la expresión para calcularlo es la siguiente:

$$TP_k = \sum_l \left((TPATR_{k,l} + TPCOM_{k,l}) \cdot P_{k,l} \cdot n_k \right) \quad (4.1.3)$$

Siendo:

- TP_k : término de potencia a facturar para un periodo de tiempo “k” (€).
- $TPATR_{k,l}$: término de potencia correspondiente al *ATR* para el periodo de tiempo “k” y periodo tarifario “l” (€/kW/día).
- $TPCOM_{k,l}$: término de potencia destinado a la comercializadora para el periodo de tiempo “k” y periodo tarifario “l” (€/kW/día).
- $P_{k,l}$: potencia total facturada en el periodo de tiempo “k” y periodo tarifario “l”(kW).
- n_k : número de días comprendidos en el periodo de tiempo “k” (días).

4.2. Mercado Libre

Dentro de esta modalidad de compra de energía encontramos tres tipologías diferenciadas de facturación del término de energía: contrato en base a precios fijos, indexación pura e indexación compleja.

1. Contrato en base a precios fijos

Este tipo de contrato se basa en el establecimiento de un precio fijo correspondiente al término de energía durante un periodo de tiempo determinado en el contrato. Para este periodo de tiempo establecido, el valor de los precios pactados únicamente puede variar en caso de un cambio de normativa.

Los precios son ofertados por la empresa comercializadora en base a la predicción de la evolución de los precios en el mercado mayorista y el consumo estimado del consumidor final, estableciendo así un margen de beneficio.

Esto puede incentivar a la empresa comercializadora a reducir los costes de gestión, aumentando así su beneficio.

El término de energía en esta modalidad de contratación se calcula a partir de la siguiente ecuación (4.2.1):

$$TE_k = \sum_l (PE_l \cdot CEA_{k,l}) \quad (4.2.1)$$

Siendo:

- TE_k : término de energía a facturar en el periodo de tiempo “k” (€).
- PE_l : precio unitario del término energético correspondiente al periodo tarifario “l” (€/kWh).
- $CEA_{k,l}$: consumo de energía activa en el periodo tarifario “l” durante el periodo de tiempo “k” (kWh).

Por tanto, si hay un estudio previo por parte del consumidor con una correcta definición del alcance del mismo, el contrato en base a precios fijos es el tipo de contrato con menor riesgo para el consumidor final.

2. Contrato en base a indexación pura

Esta modalidad de compra de energía permite al consumidor final pagar por la energía eléctrica consumida un precio variable en función del precio de adquisición de la misma en el mercado mayorista. El término de energía en esta modalidad de compra también incluye variables horarias como pagos por capacidad para garantizar la cobertura del mercado y posibles desvíos sobre la programación que paga la comercializadora a la distribuidora.

La variación de los precios a cada hora del día viene determinada por la subasta de energía en el mercado mayorista. Los agentes participantes que influyen en las distintas variaciones del precio a lo largo del día son los productores, comercializadores y consumidores finales. La subasta de energía consiste en que el Operador del Sistema estima la demanda de consumo del día posterior y a partir de ahí los agentes productores proponen sus ofertas de compra a un precio determinado.

Esto sigue un mecanismo de pujas, a través del cual los agentes productores van adquiriendo paquetes de energía hasta completar la demanda prevista por el Operador del Sistema, de manera que el precio horario de la energía viene determinado por la última oferta en ser aceptada a cada hora del día anterior.

A este término que se denominará como “*Pool puro (POOL)*” se le deben añadir una serie de conceptos regulados, dando lugar al precio del término de energía horario:

$$PE_h = (POOL_h + RRTT_h + INTERR_{t,h} + SSAA_h) \cdot (1 + CPER_{h,t}) + ATR_{t,l} + COMyS_h \quad (4.2.2)$$

Siendo:

- PE_h : precio final horario del término de energía para cada hora “h”.
- $POOL_h$: precio del “*POOL puro*”, como ya se ha definido previamente, para cada hora “h”.

- $RRTT_h$: coste por restricciones técnicas del sistema que garantizan la distribución para cada hora “h”.
- $INTERR_{t,h}$: coste por el servicio de interrumpibilidad para el tipo de tarifa “t” para cada hora “h”. El servicio de interrumpibilidad permite flexibilizar la operación del sistema eléctrico desde el lado de la demanda en los momentos en los que no hay suficiente generación para abastecer toda la demanda.
- $SSAA_h$: coste por los servicios de ajuste al sistema para cada hora “h”.
- $CPER_{t,h}$: coeficientes de pérdidas para el tipo de tarifa “t” para cada hora “h”.
- $ATR_{t,l}$: peaje por *Acceso a Terceros a la Red* correspondiente al tipo de tarifa “t” en cada periodo tarifario “l” de la misma.
- $COMyS_h$: coste de operación del Mercado y Sistema a la hora “h”.

A todo esto último queda por añadir un término asociado al coste de gestión por parte de la comercializadora. A este término se le conoce como “FEE”, las unidades comúnmente indicadas en el contrato para este término son c€/kWh. Por tanto, finalmente:

$$TE_k = \sum_l (CREA_{k,l} \cdot (POOL_h + RRTT_h + INTERR_{t,h} + SSAA_h) \cdot (1 + CPER_{h,t}) + CEA_{k,l} \cdot (ATR_{t,l} + COMyS_h + FEE)) \quad (4.2.3)$$

Siendo, además de lo expuesto anteriormente:

- l: número de periodos correspondientes al tipo de tarifa.
- TE_k : Coste del término de energía en el periodo de tiempo “k”.
- FEE: coste de gestión por parte de la comercializadora que le garantiza un margen de beneficio.

Aplicando la expresión (4.2.3) con cada uno de los términos correspondientes, se obtiene el término correspondiente al importe de la energía a facturar a cada hora del día. Este cálculo se extrapola a todos los días del mes y se tiene entonces el término de energía mensual para un suministro que se encuentra en esta modalidad de compra de energía.

Observando lo anterior, por tanto, las variables que hacen que el precio de la energía cambie en función de la tarifa son: las restricciones técnicas, los servicios de ajuste del sistema, los coeficientes de pérdidas, el ATR y, por último, el FEE, que viene acordado en el previo contrato con la comercializadora.

Destacar que parte del importe asociado al denominado anteriormente ATR está desinado a saldar el denominado “Déficit tarifario”. Este déficit tiene su origen en el año 2000, cuando el Gobierno tomó la decisión de que el coste de la energía no aumentase más que el *Índice del Precio al Consumidor*. Esto provocó que el importe pagado por los consumidores no cubriera los costes correspondientes al sistema eléctrico. Es por ello que, parte del término destinado al peaje de acceso (ATR) va destinado a cubrir dicho déficit acumulado.

5. TIPOS DE TARIFICACIÓN DENTRO DEL MERCADO ELÉCTRICO

En primer lugar, distinguiremos las tarifas según el número de periodos de facturación que dispongan las mismas. Así pues:

5.1. Tarificación eléctrica con 1 periodo distinguido de consumo

En esta agrupación de tarifas se encuentran los tipos: 2.0A y 2.1A.

A continuación, se explican más en detalle estos dos tipos de tarifa.

1. Tarifa 2.0A

Como se ha mencionado anteriormente, este tipo de tarifa se corresponde con un único periodo de facturación. Es común en el ámbito doméstico ya que la potencia máxima permitida es de 10 kW, siendo ésta controlada generalmente por el ICP (*Interruptor de Control de Potencia*), esto es un sistema automático que corta el suministro en caso de que la potencia demandada supere a la potencia contratada.

Está incluida en el grupo de Baja Tensión, ya que la tensión que llega al suministro en este tipo de tarifa es ≤ 1 kV.

El precio de la energía puede ser fijo y constante para todo el periodo de contratación, es decir, dentro de la modalidad de *Mercado Libre*, o bien, se puede admitir en el proceso de contratación la modalidad de *Mercado Regulado* (anteriormente nombrado como *PVPC*).

En cualquier caso, la facturación del término de energía sigue la expresión (5.1.1):

$$TE_k = (PE \cdot CEA_k) \quad (5.1.1)$$

Siendo:

- TE_k : término de energía a facturar en el periodo de tiempo "k" (€).
- PE: precio unitario del término energético correspondiente (€/kWh).
- CEA_k : consumo de energía activa durante el periodo de tiempo "k" (kWh).

El consumo de energía activa viene registrado en el contador asociado al suministro. Existen dos formas de obtener las lecturas del mismo: a través de un contador inteligente que es capaz de proporcionar los valores de las lecturas a través de un sistema de tele-medida o, en caso de que no se disponga de contador inteligente, un operario representante de la entidad distribuidora debe tomar las lecturas periódicamente directamente desde el contador y facilitarlas a la entidad comercializadora para poder proceder a su facturación.

Respecto a la facturación del término de potencia, ésta se halla aplicando la siguiente expresión (5.1.2):

$$TP_k = (P_{Contratada,k} \cdot TF_{potencia} \cdot n_k) \quad (5.1.2)$$

Siendo:

- TP_k : término de potencia a facturar en el periodo de tiempo “k” (€).
- $P_{\text{Contratada},k}$: potencia contratada durante el periodo de tiempo “k” (kW).
- TF_{potencia} : término fijo de potencia estipulado por el Gobierno (€/kW/día).
- n_k : número de días dentro del periodo de tiempo “k”.

Como se ha mencionado anteriormente, el término fijo de la potencia contratada viene estipulado por el Gobierno, de manera que la entidad distribuidora eléctrica no puede realizar modificaciones en este precio.

El TP (término de potencia) no se ve afectado por el consumo en el periodo de tiempo dado, es constante e independiente del mismo. Por tanto, como veremos en los siguientes apartados, es de vital importancia contratar la potencia necesaria o ajustarla lo máximo posible para minimizar los costes de facturación.

En este tipo de tarifa en principio no se corresponde la facturación de los excesos de potencia, ya que en caso de que potencia demandada > potencia contratada actúa el ICP, como ya se ha mencionado previamente, y se produce un corte de suministro eléctrico garantizándose así que no se exceda nunca la potencia contratada. Sin embargo, hay una posibilidad de contratación que permite exceder la potencia contratada y proceder posteriormente con una facturación específica de estos excesos (como se especificará en los tipos de tarifa con más de un periodo tarifario), éste es el denominado “Modo 2”.

Por último, según lo establecido en la Orden ITC/3519/2009 [7] y el RD 1164/2001 [8] se facturará una penalización por consumo de energía reactiva en caso de que el consumo de ésta sea superior al 50% del consumo de energía activa en el mismo periodo de tiempo. De manera que los excesos se calcularán en base a la siguiente expresión (5.1.3):

$$TREA_k = (CREA_k - 0,5 \cdot CEA_k) \cdot PREA \quad (5.1.3)$$

Siendo:

- $TREA_k$: término a facturar por consumo de energía reactiva en el periodo de tiempo “k”.
- $CREA_k$: consumo de energía reactiva en el periodo de tiempo “k”.
- CEA_k : consumo de energía activa en el periodo de tiempo “k”.
- $PREA$: precio unitario de la penalización por consumo de energía reactiva.

Como se ha mencionado anteriormente, la expresión (5.1.3) sólo es aplicable en caso de que:

$$(CREA_k - 0.5 \cdot CEA_k) > 0 \quad (5.1.4)$$

Destacar que la expresión (5.1.3) sólo es aplicable en caso de que el contador correspondiente al suministro esté dotado de la toma de lecturas de consumo de energía reactiva. Dado la escasa presencia de cargas inductivas en suministros con este tipo de tarificación, en muchos casos el contador no toma lecturas de consumo de energía reactiva.

La condición indicada en la expresión (5.1.4) es equivalente a la caracterización del factor de potencia (“*fdp*”). Éste se aproxima a través de la expresión (5.1.5):

$$fdp_k = \cos [\arctg (\frac{CREA}{CEA})] \quad (5.1.5)$$

El término de factor de potencia es adimensional y toma valores entre 0 y 1. De manera que:

- Si $fdp \geq 0.9$ no conlleva penalización por consumo de energía reactiva.
- Si $0.8 \leq fdp < 0.9$ la penalización por consumo de energía reactiva vendrá dada por el precio unitario $PREA = 0.041554 \text{ €/kVArh}$.
- Por último, si $fdp < 0.8$ la penalización por consumo de energía reactiva viene dada por el precio unitario $PREA = 0.062332 \text{ €/kVArh}$.

2. Tarifa 2.1A

Este tipo de tarifa, de 1 solo periodo de tarificación también, es muy similar a la tarifa 2.0A anteriormente descrita, aunque el consumo medio anual en suministros con este tipo de tarificación es algo mayor que en el caso anterior.

Una de las principales características de esta tarifa que la diferencian de la anteriormente descrita es que en la tarifa 2.1A hay una potencia mínima y máxima a contratar ($10 \text{ kW} < \text{potencia contratada} \leq 15 \text{ kW}$). Del mismo modo que en la tarifa 2.0A, la potencia viene controlada por el ICP (*Interruptor Controlador de Potencia*), de manera que si en algún momento se supera la potencia contratada se produce un corte de suministro eléctrico. Destacar que en este tipo de tarificación también es posible la contratación del denominado “*Modo 2*” que conlleva la instalación de un contador inteligente con lecturas de máxímetros.

Respecto a la facturación del término de energía, éste se halla de manera análoga al indicado en la expresión (5.1.1). Este tipo de tarificación está abierta a la modalidad de *Mercado Regulado* o *Mercado Libre*, siendo necesario un abono del 20% correspondiente al término de energía y de potencia en caso de acogerse a contratos basados en el denominado *PVPC*.

En cuanto a la cuantificación del consumo de energía activa, éste vendrá aportado por el contador bajo un sistema de tele-medida automático, en caso de que el contador sea inteligente, o en caso contrario, un operario representante de la entidad distribuidora deberá tomar las lecturas directamente desde el contador y facilitárselas a la empresa comercializadora.

Respecto a la facturación de la potencia, en base a lo establecido en el RD 1164/2001 [8], ésta se halla de forma análoga a la expresión (5.1.2).

Por último, respecto al término de penalización por consumo de energía reactiva, siguiendo las especificaciones recogidas en la Orden ITC/3519/2009 [7] y el RD 1164/2001 [8] se facturará una penalización por consumo de energía reactiva en caso de que el consumo de ésta sea superior al 50% del consumo de energía activa en el mismo periodo de tiempo. De manera que los excesos se calcularán en base a la anterior expresión citada (5.1.3).

5.2. Tarificación eléctrica con 2 periodos distinguidos de consumo

En esta agrupación de tarifas se encuentran los tipos: 2.0DHA y 2.1DHA.

A continuación, se explican más en detalle estos dos tipos de tarifa.

1. Tarifa 2.0DHA

Este tipo de tarifa es muy similar a la tarifa 2.0A, pero incluye la denominada discriminación horaria, a partir de la cual el precio de la energía variará según el periodo horario del día como se verá a continuación.

Los suministros con este tipo de tarifa son también caracterizados de Baja Tensión.

Respecto a la potencia contratada, al igual que en la tarifa 2.0A, ésta ha de ser menor o igual a 10 kW, estando controlada por un ICP en la mayoría de los casos. Destacar que, como en los casos anteriores, es posible la facturación de la potencia a través de un contador inteligente que registre los valores máximos de potencia registrada y así evitar el corte de suministro eléctrico en caso de que potencia demandada > potencia contratada (con el "Modo 2").

Este tipo de tarifa es común en hogares en los que es de especial interés el consumo en los periodos en los que el precio del término de energía es menor (periodo "Valle").

A continuación, se muestra la distribución de los periodos tarifarios para la tarifa 2.0DHA a lo largo del año:

Mes/Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Enero	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
Febrero	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
Marzo	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Abril	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Mayo	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Junio	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Julio	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Agosto	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Septiembre	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Octubre	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Noviembre	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
Diciembre	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2

Tabla 1: Distribución periodos tarifarios para tarifas con discriminación horaria de 2 periodos

Siendo:

- 1: periodo tarifario denominado “Punta”.
- 2: periodo tarifario denominado “Valle”.

Como se puede observar en la *Tabla 1*, se tienen dos horarios distinguidos de discriminación de periodos a lo largo del año:

1. Temporada invierno (noviembre – febrero): Punta de 12h a 22h y Valle de 22h a 12h.
2. Temporada verano (marzo – octubre): Punta de 13h a 23h y Valle de 23h a 13h.

El término de energía se calculará, por tanto, en base a los precios distinguidos según el periodo de consumo y a los consumos registrados en estos periodos. Este término de energía se halla siguiendo la expresión (5.2.1):

$$TE_k = \sum_{l=1}^2 (PE_l \cdot CEA_l) = (PE_1 \cdot CEA_1) + (PE_2 \cdot CEA_2) \quad (5.2.1)$$

Siendo:

- TE_k : término de energía a facturar en el periodo de tiempo “k”.
- PE_l : coste del término energético para el periodo tarifario “l”.
- CEA_l : consumo de energía en el periodo tarifario “l”.

Respecto al consumo de energía activa (CEA), como en las tarifas estudiadas anteriormente, las posibilidades de registrar el consumo de la misma en el periodo de tiempo de facturación se reducen a 2 opciones: en caso de tener contador inteligente, éste registra automáticamente los consumos cuarto-horarios a través de un sistema de telemedida. En caso de no disponer de contador inteligente un operario debe tomar datos de lecturas cada determinado tiempo (normalmente cada 30-60 días).

En este último caso, la entidad comercializadora realiza una estimación del consumo horario del suministro a través de los denominados “*perfiles de liquidación*”, a través de los cuales se asigna un comportamiento tipo de la demanda en función de la potencia contratada y de los niveles de tensión.

Respecto al término de potencia, en base a lo establecido en el RD 1164/2001 [8], la facturación de este término se obtiene de manera exacta a lo indicado en la expresión (5.1.2). Aunque en este tipo de tarificación existan 2 periodos, la potencia contratada es única e igual para los dos periodos de consumo, a diferencia de las tarificaciones con más de 2 periodos como veremos en los siguientes apartados. Por tanto, el término de potencia únicamente incluye una potencia a facturar.

Por último, como en lo anteriormente descrito, respecto al término de penalización por consumo de energía reactiva, siguiendo las especificaciones recogidas en la Orden ITC/3519/2009 [7] y el RD 1164/2001 [8] se facturará una penalización por consumo de energía reactiva en caso de que el consumo de ésta sea superior al 50% del consumo de energía activa en el mismo periodo de tiempo. De manera que los excesos se calcularán en base a la anterior expresión citada (5.1.3).

2. Tarifa 2.1DHA

Del mismo modo que la tarifa 2.1A, la tarificación 2.1DHA está caracterizada para suministros de *Baja Tensión*. En cuanto a la potencia contratada, ésta exige un límite inferior y superior siendo necesario que $10 \text{ kW} < \text{potencia contratada} \leq 15 \text{ kW}$. Del mismo modo que en lo anteriormente descrito, generalmente la potencia está controlada por el denominado *ICP*, de manera que se garantiza que no se exceda la potencia contratada en ningún momento.

Como ya se ha mencionado anteriormente, para este tipo de tarificación también es posible la contratación del denominado “*Modo 2*”, el cual requiere de un contador inteligente que registre lecturas de máxímetros horarios. El modo de facturación en este “*Modo 2*” se detallará más en adelante.

De manera análoga a la tarifa anteriormente descrita, la tarificación 2.1DHA incluye la discriminación horaria recogida en la *Tabla 1*, de manera que se tienen dos horarios distinguidos a lo largo del año:

1. Temporada invierno (noviembre – febrero): Punta de 12h a 22h y Valle de 22h a 12h.
2. Temporada verano (marzo – octubre): Punta de 13h a 23h y Valle de 23h a 13h.

Este tipo de tarificación está abierta a la modalidad de *Mercado Regulado* o *Mercado Libre*, siendo necesario un abono del 20% correspondiente al término de energía y de potencia en caso de acogerse a contratos basados en el *PVPC*.

Para el cálculo del término de energía, en este tipo de tarificación se halla de manera análoga a la expresión anteriormente formulada (5.2.1).

Respecto al término de potencia, en base a lo establecido en el RD 1164/2001 [8], la facturación de este término se obtiene de manera exacta a lo indicado en la expresión (5.1.2). Aunque en este tipo de tarificación existan 2 periodos, la potencia contratada es única e igual para los dos periodos de consumo, a diferencia de las tarificaciones con más de 2 periodos como veremos en los siguientes apartados. Por tanto, el término de potencia únicamente incluye una potencia a facturar.

Por último, como en lo anteriormente descrito, respecto al término de penalización por consumo de energía reactiva, siguiendo las especificaciones recogidas en la Orden ITC/3519/2009 [7] y el RD 1164/2001 [8] se facturará una penalización por consumo de energía reactiva en caso de que el consumo de ésta sea superior al 50% del consumo de energía activa en el mismo periodo de tiempo. De manera que los excesos se calcularán en base a la anterior expresión citada (5.1.3).

5.3. Tarificación eléctrica con 3 periodos distinguidos de consumo

En esta agrupación de tarifas se encuentran los tipos: 2.0DHS, 2.1DHS, 3.0A y 3.1A.

Respecto a los tipos de tarifa 2.0DHS y 2.1DHS, no procede su descripción característica ya que no son objeto del presente proyecto. No obstante, éstas son similares a las tarifas 2.0DHA y 2.0DHA respectivamente, con la diferencia de que incluyen un periodo de facturación más, denominado “SuperValle”, es decir, presentan 3 periodos de discriminación horaria a lo largo del día.

A continuación, se explican más en detalle los dos tipos de tarifa restante.

1. Tarifa 3.0A

Este tipo de tarificación deja de ser común en el ámbito doméstico y pasa a ser más usual en el sector industrial. Esta tarifa eléctrica está caracterizada de *Baja Tensión*.

De aquí en adelante, se establece un sistema de contratación de potencias distinguido por periodos, de manera que en cada periodo se tiene una potencia contratada.

En este tipo de tarifa, la potencia mínima contratada debe ser superior a 15 kW en alguno de los tres periodos, pudiendo contratar una potencia inferior a 15 kW en el resto de los periodos si así fuera oportuno. En cualquiera de los 3 periodos la potencia contratada ha de ser inferior a 450 kW.

En suministros con este tipo de tarificación deja de ser aplicable el uso del *ICP*, siendo aplicable la facturación de excesos de potencia a través de los máxímetros proporcionados por el contador inteligente, de manera que, en función de la potencia máxima registrada en el periodo de facturación, la potencia a facturar se hallará en base al siguiente sistema de ecuaciones (5.3.1):

1. Si $P_{\max,t} < 0,85 P_{\text{cont},t} \rightarrow$ la potencia a facturar será: $P_{\text{fact},t} = 0,85 \cdot P_{\text{cont},t}$
2. Si $0,85 \cdot P_{\text{cont},t} < P_{\max,t} < 1,05 \cdot P_{\text{cont},t} \rightarrow$ la potencia a facturar será: $P_{\text{fact},t} = P_{\text{cont},t}$ (5.3.1)
3. Si $P_{\max,t} > 1,05 \cdot P_{\text{cont},t} \rightarrow$ la potencia a facturar será: $P_{\text{fact},t} = P_{\max,t} + 2 \cdot (P_{\max,t} - 1,05 \cdot P_{\text{cont},t})$

Siendo:

- $P_{\max,t}$: potencia máxima registrada en el periodo tarifario “t”.
- $P_{\text{cont},t}$: potencia contratada en el periodo tarifario “t”.
- $P_{\text{fact},t}$: potencia a facturar aplicando el sistema de ecuaciones condicionales propuesto anteriormente.

Destacar que la potencia máxima registrada no es una lectura de potencia instantánea, si no un valor promedio del periodo en el que se ha producido la mayor demanda energética.

A continuación, se muestra la distribución de los periodos tarifarios para la tarifa 3.0A a lo largo del año:

Mes/Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Enero	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	2	2
Febrero	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	2	2
Marzo	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	2	2
Abril	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Mayo	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Junio	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Julio	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Agosto	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Septiembre	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Octubre	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Noviembre	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	2	2
Diciembre	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	2	2

Tabla 2: Distribución periodos tarifarios para tarifa 3.0A

Se tiene, por tanto, dos horarios distinguidos a lo largo del año:

1. Temporada invierno (noviembre – febrero): Punta de 18h a 22h, Llano de 8h a 18h y de 22h a 24h y, por último, Valle de 0h a 8h.
2. Temporada verano (marzo – octubre): Punta de 11h a 25h, Llano de 8h a 11h y de 15h a 24h y, por último, Valle de 0h a 8h.

El término de energía se calculará, por tanto, en base a los precios distinguidos según el periodo de consumo y a los consumos registrados en estos periodos. Este término de energía se halla siguiendo la expresión (5.3.2):

$$TE_k = \sum_{l=1}^3 (PE_l \cdot CEA_l) = (PE_1 \cdot CEA_1) + (PE_2 \cdot CEA_2) + (PE_3 \cdot CEA_3) \quad (5.3.2)$$

Siendo:

- TE_k : término de energía a facturar en el periodo de tiempo “k”.
- PE_l : coste del término energético para el periodo tarifario “l”.
- CEA_l : consumo de energía en el periodo tarifario “l”.

Respecto al consumo de energía activa (CEA), a diferencia de los tipos de tarifa estudiados anteriormente, las lecturas de consumo se deben tomar desde un contador inteligente que proporcione un sistema de tele-medida automático, pudiendo caracterizar el consumo cuarto-horario durante el periodo de facturación.

Este tipo de tarificación está abierta únicamente a la modalidad de *Mercado Libre*. No obstante, en caso de que el contrato del suministro esté acogido al denominado *PVPC* y no haya sido modificado en un tiempo prolongado, se le aplicará esta modalidad de compra y un recargo del 20% correspondiente al término de energía y de potencia.

Respecto al término de potencia, en base a lo establecido en el RD 1164/2001 [8], la facturación de este término se obtiene siguiendo la expresión (5.3.3):

$$TP_k = \sum_{l=1}^3 [(PF_l \cdot TF_l)] \cdot n_k \quad (5.3.3)$$

Siendo:

- TP_k : término de potencia a facturar en el periodo de tiempo “k” (€).
- PF_l : potencia a facturar en el periodo tarifario “l” (kW).
- TF_l : término fijo de potencia en el periodo tarifario “l” (€/kW/día).
- n_k : número de días dentro del periodo de tiempo “k”.

Como ya se ha mencionado previamente, el término de *Potencia Facturada (PF)* hace referencia a la potencia que se debe facturar siguiendo el sistema de ecuaciones condicionales propuesto (5.3.1).

Por último, respecto al término por exceso de consumo de energía reactiva: en este tipo de tarificación, el consumo de energía reactiva puede tener mayor repercusión que en el correspondiente a las tarifas estudiadas previamente. Por tanto, según lo establecido en la Orden ITC/3519/2009 [7] y el RD 1164/2001 [8] se facturará una penalización por consumo de energía reactiva en caso de que el consumo de ésta sea superior al 33% del consumo de energía activa en cada periodo de tarificación. De manera que los excesos se calcularán en base a la siguiente expresión (5.3.4):

$$TREA_{l,k} = \sum_{l=1}^2 [(CREA_{l,k} - 0.33 \cdot CEA_{l,k}) \cdot PREA_l] \quad (5.3.4)$$

Siendo:

- $TREA_{l,k}$: término a facturar por consumo de energía reactiva en el periodo tarifario “l” durante el periodo de tiempo “k”.
- $CREA_{l,k}$: consumo de energía reactiva en el periodo tarifario “l” durante el periodo de tiempo “k”.
- $CEA_{l,k}$: consumo de energía activa en el periodo tarifario “l” durante el periodo de tiempo “k”.
- $PREA_l$: precio unitario de la penalización por consumo de energía reactiva correspondiente al periodo tarifario “l”.

La expresión (5.3.4) sólo es aplicable en caso de que:

$$(CREA_{l,k} - 0,33 \cdot CEA_{l,k}) > 0 \quad (5.3.5)$$

La condición indicada en la expresión (5.3.5) es equivalente a la caracterización del factor de potencia. Éste puede aproximarse a través de la expresión (5.3.6):

$$fdp_l = \cos [\arctg (\frac{CREA_{l,k}}{CEA_{l,k}})] \quad (5.3.6)$$

Como se ha mencionado anteriormente, el factor de potencia es adimensional, tomando valores entre 0 y 1, de manera que:

- Si $fdp \geq 0.95$ no conlleva penalización por consumo de energía reactiva.
- Si $0.8 \leq fdp < 0.95$ la penalización por consumo de energía reactiva vendrá dada por el precio unitario $PREA = 0,041554 \text{ €/kVArh}$.
- Por último, si $fdp < 0.8$ la penalización por consumo de energía reactiva viene dada por el precio unitario $PREA = 0,062332 \text{ €/kVArh}$.

Respecto al registro de consumo de energía reactiva (CREA), éste viene proporcionado por un contador específico para energía reactiva.

Destacar que no existe penalización por consumo de energía reactiva en el periodo 3 en este tipo de tarificación.

2. Tarifa 3.1A

Este tipo de tarificación es común principalmente en el sector industrial. Esta tarifa entra dentro de la agrupación *Alta Tensión* (de 1 kV a 36 kV).

En este tipo de tarifa, la potencia máxima permitida a contratar es 450 kW, del mismo modo que en la tarifa anteriormente descrita. No obstante, en la tarifa 3.1A no existe un valor mínimo exigido de potencia a contratar, pero la potencia contratada ha de ser ascendente según los periodos tarifarios, es decir, la potencia contratada en el periodo "l+1" debe ser mayor o igual a la potencia contratada en el periodo "l".

Del mismo modo que en la tarificación 3.0A, la facturación de los excesos de potencia se lleva a cabo a través de las lecturas de máxímetros proporcionados por el contador inteligente, de manera que, en función de la potencia máxima registrada en el periodo de facturación, la potencia a facturar se hallará en base al sistema de ecuaciones (5.3.1) previamente descrito.

A continuación, se muestra la distribución de los periodos tarifarios para la tarifa 3.1A a lo largo de un año natural, diferenciando entre el periodo de invierno (correspondiente al periodo comprendido entre los meses ene-mar y nov-dic) y el periodo de verano (abr-oct):

Temporada Verano

Día/Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Lunes	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
Martes	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
Miércoles	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
Jueves	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
Viernes	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
Sábado	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2
Domingo	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2

Tabla 3: Distribución periodos tarifarios durante los meses de invierno para tarifa 3.1A

Temporada Invierno

Día/Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Lunes	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2
Martes	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2
Miércoles	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2
Jueves	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2
Viernes	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2
Sábado	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2
Domingo	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2

Tabla 4: Distribución periodos tarifarios durante los meses de verano para tarifa 3.1A

Análogamente a la tarificación del tipo 3.0A, el término de energía se calcula en base a los precios distinguidos según el periodo de consumo y a los consumos registrados en estos periodos. Este término de energía se halla siguiendo la expresión (5.3.2).

Respecto al consumo de energía activa (CEA), las lecturas de consumo se toman desde un contador inteligente que proporciona un sistema de tele-medida automático, permitiendo así la caracterización del consumo cuarto-horario durante el periodo de facturación.

Este tipo de tarificación está abierta únicamente a la modalidad de *Mercado Libre*.

En cuanto al término de potencia, en base a lo establecido en el RD 1164/2001 [8], la facturación de este término se obtiene de la misma manera que en la expresión (5.3.3) citada en el anterior apartado.

Del mismo modo, el término de la potencia a facturar se halla siguiendo el sistema de ecuaciones condicionales (5.3.1) citado previamente.

Por último, respecto al término por exceso de consumo de energía reactiva, en este tipo de tarificación, al igual que en la tarifa 3.0A, el consumo de energía reactiva puede tener una importante repercusión.

Por tanto, el consumo de energía reactiva conllevará una penalización, según lo establecido en la Orden ITC/3519/2009 [7] y el RD 1164/2001 [8], en caso de que se cumpla la condición establecida en la expresión (5.3.5), es decir, en caso de que el consumo de energía reactiva supere al 33% del consumo de energía activa. En este caso, la penalización se hallará siguiendo la expresión (5.3.4) anteriormente descrita.

Destacar que en este tipo de tarifa el consumo de energía reactiva en el periodo 3 (Valle) tampoco conlleva penalización económica.

5.4. Tarificación eléctrica con 6 periodos distinguidos de consumo

En esta agrupación de tarifas se encuentran los tipos: 6.1, 6.2, 6.3, 6.4 y 6.5.

Respecto a los tipos de tarifa 6.2 y superiores, dado que no son objeto del estudio, simplemente se nombrarán y se mencionarán sus características principales y utilidad, sin entrar en mayor detalle en ellos.

1. Tarifa 6.1

Este tipo de tarificación se corresponde con suministros mayoritariamente del sector industrial, los cuales presentan un consumo anual elevado.

En cuanto a los niveles de tensión, cabe destacar el desglose de este tipo de tarifa en 2:

- Tarifa de acceso 6.1A: tensión de suministro comprendida entre 1 y 30 kV.
- Tarifa de acceso 6.1B: tensión de suministro comprendida entre 30 y 36 kV.

La diferencia entre estos dos tipos de tarificación radica en, por un lado, la tensión de suministro, y por otro lado los términos de los peajes de acceso correspondiente a los términos de energía y de potencia. El resto de características son aplicables por igual a ambos tipos de tarifa.

Por tanto, en este subapartado cuando se nombre la tarificación 6.1A se hará referencia tanto a la tarifa 6.1A como a la 6.1B.

Pues bien, en este tipo de tarifa, la potencia mínima a contratar en alguno de los 6 periodos es de 451 kW, siendo necesario que la potencia contratada en los periodos restantes sea de orden ascendente con los periodos, es decir:

$$PC_i \leq PC_{i+1} \quad (5.4.1)$$

Siendo:

- PC: potencia contratada
- I: periodo tarifario

En los suministros con este tipo de tarificación, es necesario la presencia de un contador inteligente que aporte mediante un sistema de tele-medida las lecturas de consumo de energía activa y reactiva a escala cuarto-horaria. Es decir, este contador inteligente debe aportar un total de 192 lecturas al día (96 lecturas de energía activa y 96 lecturas de energía reactiva).

Como se ha mencionado previamente, este tipo de tarifa presenta 6 periodos distintos de facturación que se distribuyen a lo largo del año. A continuación, se muestra la distribución de los periodos tarifarios para la tarifa 6.1 a lo largo de un año natural:

Mes/Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Enero	6	6	6	6	6	6	6	6	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2
Febrero	6	6	6	6	6	6	6	6	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2
Marzo	6	6	6	6	6	6	6	6	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	4	4
Abril	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Mayo	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
1ª Quincena Junio	6	6	6	6	6	6	6	6	4	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4
2ª Quincena Junio	6	6	6	6	6	6	6	6	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2
Julio	6	6	6	6	6	6	6	6	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2
Agosto	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Septiembre	6	6	6	6	6	6	6	6	4	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4
Octubre	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Noviembre	6	6	6	6	6	6	6	6	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	4	4
Diciembre	6	6	6	6	6	6	6	6	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2

Tabla 5: Distribución periodos tarifarios durante un año natural para tarifa 6.1

Respecto a la facturación del término de energía, según lo recogido en el RD 1164/2001 [8], este término se hallará en base a la siguiente expresión (5.4.2):

$$TE_k = \sum_{l=1}^6 (PE_l \cdot CEA_l) \quad (5.4.2)$$

Siendo:

- TE_k : término de energía a facturar en el periodo de tiempo "k".
- PE_l : precio del término de energía en el periodo tarifario "l".
- CEA_l : consumo de energía activa durante el periodo tarifario "l".

Como ya se ha mencionado anteriormente, salvo motivos de fuerza mayor, los suministros a los que se le aplique esta tarificación deben estar dotados de un contador inteligente que proporcione las lecturas de consumo de energía activa y reactiva desglosado para cada uno de los seis periodos.

Análogamente a la tarificación 3P, en la tarifa 6.1 el término de energía debe estar sujeto al *Mercado Libre*.

En cuanto al término de potencia, podemos realizar un desglose del mismo en 2: término de potencia contratada y penalización por excesos de potencia.

Término de potencia contratada

En base a lo establecido en el RD 1164/2001 [8], la facturación de este término se obtiene siguiendo la expresión (5.4.3):

$$TP_k = \sum_{l=1}^6 [(PF_l \cdot TF_l)] \quad (5.4.3)$$

Siendo:

- TP_k : término de potencia a facturar en el periodo de tiempo de un año (€).
- PF_l : potencia a facturar en el periodo tarifario "l" (kW).
- TF_l : término fijo de potencia en el periodo tarifario "l" (€/kW/año).

Excesos de potencia

Por otra parte, dado que los suministros con esta tarifa no presentan el dispositivo de corte de corriente en caso de que se demande una potencia mayor a la contratada (ICP), se deben facturar estos excesos siguiendo la expresión descrita a continuación (5.4.4):

$$TEx_k = B \cdot \sum_{l=1}^6 K_l \cdot A_{el} = B \cdot \sum_{l=1}^6 K_l \cdot \sqrt{\sum_{p=1}^n (PD_{4h,p} - PC_{4h,p})^2} \quad (5.4.4)$$

Siendo:

- TEx_k : término correspondiente a los excesos de potencia en el periodo de tiempo "k".
- B: constante que tiene como valor 1,4064.
- K_l : coeficiente variable según el periodo tarifario "l".
- PD_{4h} : potencia media demandada cuarto-horaria en el cuarto de hora "p".
- PC_{4h} : potencia contratada cuarto-horaria en el cuarto de hora "p".

Los distintos valores que se corresponden con K_l en función del periodo tarifario son los mostrados en la Tabla 6:

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
K	1	0,5	0,37	0,37	0,37	0,37

Tabla 6: Valores del coeficiente "K" en función del periodo tarifario "l"

Por tanto, el término total correspondiente a la facturación de la potencia viene compuesto por:

$$TPTotal_k = TP_k + TEx_k \quad (5.4.5)$$

Respecto al término de energía reactiva, ésta conllevará una penalización, según lo establecido en la Orden ITC/3519/2009 [7] y el RD 1164/2001 [8], en caso de que se cumpla la condición establecida en la expresión (5.3.5), es decir, en caso de que el consumo de energía reactiva supere al 33% del consumo de energía activa. En este caso, la penalización se hallará siguiendo la expresión (5.4.6):

$$TREA_{l,k} = \sum_{l=1}^5 [(CREA_{l,k} - 0.33 \cdot CEA_{l,k}) \cdot PREA_l] \quad (5.4.6)$$

Siendo:

- $TREA_{l,k}$: término a facturar por consumo de energía reactiva en el periodo tarifario "l" durante el periodo de tiempo "k".
- $CREA_{l,k}$: consumo de energía reactiva en el periodo tarifario "l" durante el periodo de tiempo "k".
- $CEA_{l,k}$: consumo de energía activa en el periodo tarifario "l" durante el periodo de tiempo "k".
- $PREA_l$: precio unitario de la penalización por consumo de energía reactiva correspondiente al periodo tarifario "l".

Matizar de nuevo que, la expresión (5.4.6) sólo es aplicable en caso de que se cumpla la condición (5.3.5).

Análogamente, se puede determinar si existirá penalización por consumo de energía reactiva hallando el factor de potencia para cada uno de los periodos:

$$fdp_l = \cos [\arctg (\frac{CREA_{l,k}}{CEA_{l,k}})] \quad (5.4.7)$$

De manera que:

- Si $fdp \geq 0.95$ no conlleva penalización por consumo de energía reactiva.
- Si $0.8 \leq fdp < 0.95$ la penalización por consumo de energía reactiva vendrá dada por el precio unitario $PREA = 0,041554 \text{ €/kVArh}$.
- Por último, si $fdp < 0.8$ la penalización por consumo de energía reactiva viene dada por el precio unitario $PREA = 0,062332 \text{ €/kVArh}$.

Destacar que el consumo de energía reactiva en el periodo 6 no conlleva penalización económica.

2. Tarifas 6P restantes

Como ya se ha mencionado anteriormente, este tipo de tarifas no son objeto del proyecto, por lo que se van a describir de una manera breve y sin entrar en detalle.

En este subapartado se encuentran los siguientes tipos de tarifa con los niveles de tensión correspondientes indicados en la Tabla 7:

Tarifa de acceso	Nivel de tensión
6.2	$36 \text{ kV} \leq T \leq 72,5 \text{ kV}$
6.3	$72,5 \text{ kV} \leq T \leq 145 \text{ kV}$
6.4	$145 \text{ kV} \leq T$
6.5	Conexiones internacionales

Tabla 7: Niveles de tensión según tipo de tarifa 6P

La metodología de facturación para este tipo de tarifas es análoga a la descrita para la 6.1A.

Se establece así, por tanto, una descripción de las tarifas de acceso presentes en el mercado eléctrico español y que son de interés para el objeto de estudio del presente proyecto.

6.OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS EN FACTURA

Después de haber definido los diferentes tipos de tarificación y una vez han sido caracterizados, se da paso a la presentación de distintas metodologías con objeto de minimizar los costes referidos a la facturación eléctrica en base a: cambio de potencias contratadas, selección óptima de tarifa de acceso, estudio del término de energía activa y mitigación del término de energía reactiva.

Por tanto, en los siguientes apartados se exponen distintas metodologías que permiten una mejora en el término económico de la facturación eléctrica.

6.1. Optimización por potencias contratadas

En esta primera metodología para optimizar el término económico de la factura eléctrica, se va a buscar minimizar el coste únicamente del término de potencia, sin atender al resto de variables, algunas de las cuales se tratarán en los próximos apartados.

En primer lugar, es necesario realizar un estudio de la potencia máxima que el suministro puede requerir en función de la naturaleza de las cargas y su grado de simultaneidad.

En segundo lugar, a la hora de optimizar las potencias contratadas, es necesario atender al tipo de tarifa al que está acogido el contrato del suministro en cuestión.

A continuación, se va a proponer una metodología de optimización de las potencias contratadas dependiendo del número de periodos que presente la tarifa de acceso a la que esté acogida el suministro.

1. Tarificación eléctrica tipo 1P y 2P

En este primer subapartado se encuentran las tarifas que tienen únicamente una potencia contratada. Destacar que, las tarifas 2P (2.XA y 2.XDHA) a pesar de incluir dos periodos de facturación distinguidos, únicamente disponen de una potencia contratada para ambos periodos.

Dado que en este tipo de tarifas las potencias contratadas tienen un límite superior de 15 kW, como ya se ha definido previamente, la repercusión económica por el término de potencia no tendrá tanta trascendencia en el coste de la factura como en los casos de estudio que se propondrán posteriormente en el proyecto.

En primer lugar, para poder determinar la potencia necesaria a contratar para el suministro en cuestión, es necesario realizar un estudio que incluya diferentes factores como la demanda necesaria en función del número de cargas que presente el suministro, el grado de simultaneidad de las mismas, tipo de instalación (monofásica o trifásica), etc.

Estos factores, entre otros, se incluyen en un informe de carácter oficial reconocido como "*Boletín de Informe Eléctrico*" o "*BIE*".

El *BIE*, regulado según el RD 842/2002 [9], se define como un documento oficial que certifica el estado de una determinada instalación eléctrica. Es realizado por un técnico autorizado, el cual estudia que las diferentes características de la instalación cumplen con la normativa vigente. Según el artículo 83 del RD 1955/2000 [10], el *BIE* tiene una validez legal máxima de 20 años.

Es necesaria la redacción del *BIE* para, entre otras cosas:

- Dar de alta una instalación nueva.
- Realizar un cambio de titularidad en el suministro de luz
- Realizar una modificación de la potencia contratada en caso de que se exceda la máxima permitida figurada en el mismo *BIE*.

Destacar que, como se ha mencionado previamente, el *BIE* acredita la máxima potencia contractable del suministro en cuestión, siendo necesaria una modificación de la instalación y la obtención de un nuevo *BIE* en caso de querer incrementar la potencia contratada a un valor superior al permitido por el *BIE*.

Por tanto, la estimación de la potencia mínima necesaria para poder cubrir la demanda en cualquier punto de funcionamiento se puede realizar a través de un analizador de redes. Este valor puede corregirse aumentándolo ligeramente a través de un coeficiente, del lado de la seguridad.

Una vez determinada la potencia necesaria en la instalación, debe consultarse la potencia que más se adecúe a las características de la instalación según las posibilidades de contratación de potencia. En la siguiente tabla se ilustran las potencias normalizadas a contratar en función del tipo de instalación del suministro:

Intensidad (A)	Instalación monofásica		Instalación trifásica	
	220 V	230 V	3*220/380 V	3*230/400 V
1,5	0,33	0,345	0,987	1,039
3	0,66	0,69	1,975	2,078
3,5	0,77	0,805	2,304	2,425
5	1,1	1,15	3,291	3,464
7,5	1,65	1,725	4,936	5,196
10	2,2	2,3	6,582	6,928
15	3,3	3,45	9,873	10,392
20	4,4	4,6	13,164	13,856
25	5,5	5,75	16,454	17,321
30	6,6	6,9	19,745	20,785
35	7,7	8,05	23,036	24,249
40	8,8	9,2	26,327	27,713
45	9,9	10,35	29,618	31,177
50	11	11,5	32,909	34,641
63	13,86	14,49	41,465	43,648

Tabla 8: Potencias eléctricas normalizadas (kW) en función de la intensidad del ICP.

Destacar que, para una misma potencia contratada, la intensidad que debe soportar el ICP integrado en el contador será diferente dependiendo de si la instalación es monofásica o trifásica.

P.e: en caso de que el suministro requiera una potencia a contratar de 6 kW, teniendo en cuenta que se debe escoger la potencia normalizada inmediatamente superior a la necesaria, se tienen las siguientes posibilidades en función del tipo de instalación:

- Instalación monofásica: Potencia normalizada a contratar = 6,9 kW → Intensidad a soportar por el ICP = 30 A
- Instalación trifásica: Potencia normalizada a contratar = 6,928 kW → Intensidad a soportar por el ICP = 10 A

Por tanto, la intensidad que debe soportar el ICP en una instalación monofásica será mayor que en una trifásica para la misma potencia contratada.

Según la Orden IET/1491/2013 [11], del 1 de agosto de 2013, el precio a pagar por el alquiler del contador será en función del tipo de instalación del suministro:

- Contadores electrónicos monofásicos con discriminación horaria y con posibilidad de tele-gestión para consumidores domésticos, considerando no solo el precio del propio equipo sino también los costes asociados a su instalación y operación y mantenimiento de los mismos (incluidos los costes asociados a la verificación): 0,81 euros/mes.

- Contadores electrónicos trifásicos con discriminación horaria y con posibilidad de tele-gestión para consumidores domésticos, considerando no solo el precio del propio equipo sino también los costes asociados a su instalación y operación y mantenimiento de los mismos (incluidos los costes asociados a la verificación): 1,36 euros/mes.

Por otro lado, cabe destacar que para aquellos suministros que estén acogidos al denominado anteriormente “*Modo 2 de facturación de potencia*” no disponen de ICP, por lo que el sistema de facturación de excesos de potencia es el descrito en el sistema de ecuaciones condicionales (5.3.1).

A continuación, con intención de resumir lo expuesto anteriormente, se muestra un diagrama de flujo con el procedimiento a seguir a la hora de determinar la potencia óptima a contratar en suministros con tarifa 1P y 2P:

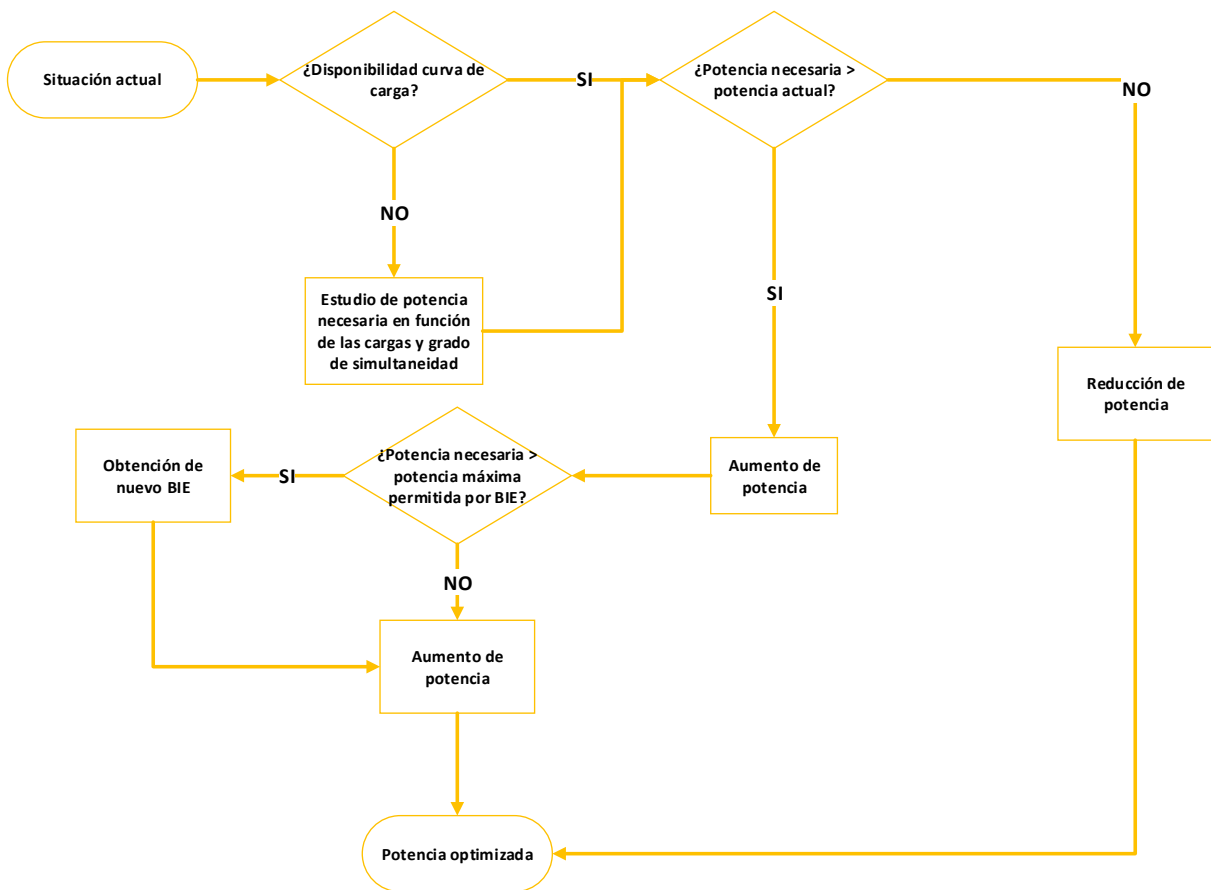


Diagrama 1: Diagrama de flujo a seguir para la optimización de la potencia contratada en suministros con tarifas tipo 1P y 2P.

En la parte del proyecto de desarrollo del caso práctico se entrará más en detalle en la aplicación del procedimiento de optimización descrito anteriormente.

2. Tarificación eléctrica tipo 3P

En este subapartado se ubican las tarifas: 3.0A y 3.1A, que poseen 3 potencias contratadas distinguidas en cada uno de los periodos de facturación.

Como ya se ha especificado anteriormente, los requisitos referidos a la contratación de potencias difieren para cada una de las dos tarifas nombradas anteriormente. Recordando lo anteriormente visto:

- Tipo de tarifa 3.0A: En este tipo de tarificación, el criterio de potencias contratadas impone un límite de potencia contratada superior e inferior. La potencia mínima contratada ha de ser 15 kW en alguno de los 3 periodos tarifarios, siendo la potencia máxima contractable de 451 kW.
- Tipo de tarifa 3.1A: En este tipo de tarificación, el criterio de potencias únicamente impone un límite superior de potencia máxima contractable de 451 kW, sin haber una potencia mínima a contratar. No obstante, las potencias contratadas deben seguir un orden ascendente, es decir, la potencia en el periodo tarifario "I" ha de ser menor que la potencia contratada en el periodo tarifario "I+1".

Dicho esto, se procede a establecer una metodología para determinar la potencia contratada óptima para suministros que estén acogidos a esta tarificación y tengan un patrón de consumo estable y regular a lo largo del año, ya que, como se verá a continuación, es un factor a tener en cuenta a la hora de optimizar el término de potencia en este tipo de tarifas.

Análogamente al subapartado anterior referido a las tarifas 2P, en este subapartado también es necesario conocer la demanda de las cargas que presenta el suministro en condiciones normales, así como el grado de simultaneidad de las mismas. No obstante, para el estudio de optimización en tarificación 3P, el objeto de estudio se reduce a dos variables trascendentales: potencia contratada actual y lecturas de máxímetros.

Por tanto, el objetivo de esta metodología de optimización radica en adecuar las potencias contratadas a unos valores que se aproximen, en la medida de lo posible, a los valores de las lecturas de los máxímetros. Estos valores son tomados por el contador y, en caso de que sea necesario, las lecturas son anotadas por un operario representante de la entidad distribuidora.

Pues bien, recordando lo descrito anteriormente, la facturación de la potencia en este tipo de tarificación se reduce a 3 posibles escenarios (5.3.1):

- $P_{Max_t} < 0,85 \cdot PC_i$; la potencia a facturar será: $PF_i = 0,85 \cdot PC_i$
- Si $0,85 \cdot PC_i < P_{Max_t} < 1,05 \cdot PC_i \rightarrow$ la potencia a facturar será: $PF_i = PC_i$
- Si $P_{Max_t} > 1,05 \cdot PC_i \rightarrow$ la potencia a facturar será: $PF_i = P_{Max_t} + 2 \cdot (P_{Max_t} - 1,05 \cdot PC_i)$

Siendo:

- P_{Max_t} : potencia máxima registrada en el periodo tarifario "I".
- PC_i : potencia contratada en el periodo tarifario "I".
- PF_i : potencia a facturar en el periodo tarifario "I".

Por tanto, el objetivo de esta metodología es conseguir que los valores de PMax se encuentren, siempre que sea posible, dentro del intervalo:

$$PMax_l = [0,85 \cdot PC_l; 1,05 \cdot PC_l] \quad (6.1.1)$$

Ya que en caso de estar fuera de este intervalo el importe del término de potencia sería siempre superior al mínimo necesario para cubrir la demanda energética del suministro:

- En caso de que $PF_l = 0,85 \cdot PC_l$ existe un exceso de potencia contratada, lo que significa un importe por término de potencia superior al necesario.
- En caso de que $PF_l > 1,05 \cdot PC_l$ existe un defecto de potencia contratada, lo que se traduce también en un importe por término de potencia superior al necesario.

Estos excesos de potencia se definen a través de la expresión (6.1.2):

$$ExPC_{l,k} = (0,85 \cdot PC_l \cdot TF_{l,t} \cdot n_k) - (PMax_l \cdot TF_{l,t} \cdot n_k) \quad (6.1.2)$$

Siendo:

- $ExPC_{t,k}$: término correspondiente al exceso de potencia en el periodo tarifario "l" durante el periodo de tiempo "k" (€).
- PC_l : potencia contratada en el periodo tarifario "l" (kW).
- $TF_{l,t}$: término fijo a facturar por la potencia contratada (€/kW/día).
- $PMax_l$: potencia máxima registrada en el periodo tarifario "l" (kW).
- n_k : número de días comprendidos en el periodo de tiempo "k".

Es decir, este término de exceso de potencia expresa la diferencia entre el término referido a las potencias contratadas actuales y el término correspondiente si las potencias contratadas se adecuaran con el intervalo descrito en la expresión (6.1.1).

Por otro lado, los defectos de potencia, que se traducirán en un exceso de importe por término de potencia, se definen a través de la expresión (6.1.3):

$$DefPC_{l,k} = TF_{l,t} \cdot n_k \cdot (PMax_l + 2 \cdot (PMax_l - 1,05 \cdot PC_l) - PMax_l) \cdot TF_{l,k} \cdot n_k = (PMax_l + 2 \cdot (PMax_l - 1,05 \cdot PC_l) \cdot TF_{l,k} \cdot n_k) \quad (6.1.3)$$

Siendo:

- $DefPC_{t,k}$: término correspondiente al defecto de potencia en el periodo tarifario "l" durante el periodo de tiempo "k" (€).
- PC_l : potencia contratada en el periodo tarifario "l" (kW).
- $TF_{l,t}$: término fijo a facturar por la potencia contratada (€/kW/día).
- $PMax_l$: potencia máxima registrada en el periodo tarifario "l" (kW).

- n_k : número de días comprendidos en el periodo de tiempo “k”.

Análogamente al caso anterior, este defecto de potencia contratada se traduce en la diferencia entre el término referido a las potencias actuales y el término correspondiente si las potencias contratadas se adecuaban con el intervalo descrito en la expresión (6.1.1).

Se debe buscar minimizar las dos expresiones descritas previamente, siendo la única variable a modificar las potencias contratadas. Por tanto, a través de un algoritmo basado en iteraciones matemáticas modificando los valores de PC, se debe conseguir los valores de la potencia contratada se adecúen, en la mayor medida de lo posible, a las 12 lecturas de los máxímetros correspondientes a los 12 meses de un año natural, consiguiendo así que los ExPC y DefPC (excesos y defectos de potencia contratada respectivamente) sean mínimos (o nulos en el caso ideal).

Destacar una vez más que, para que esta metodología tenga rigor y validez, es necesario que el comportamiento de las cargas asociadas al suministro sea homogéneo y no tenga variaciones bruscas puntuales, ya que en este tipo de tarificación las lecturas de los máxímetros con los que se determina la potencia a facturar son independientes del número de veces que se haya alcanzado esta potencia o del tiempo que se halla mantenido demandada la misma.

En caso de que el comportamiento de las cargas exija que los valores de máxímetros sean estacionales a lo largo del año, los valores de la potencia contratada en este caso estarán a un nivel intermedio entre los valores máximos y mínimos registrados durante el periodo de estudio, alcanzando una solución de compromiso.

Según lo recogido en la Orden ITC/3519/2009 [7], respecto a los pagos a realizar por cambios de potencia, en función de la tarifa de acceso (diferenciando entre Alta y Baja Tensión) se tienen unos peajes a pagar u otros:

Reducción de potencia contratada

En caso de reducir la potencia contratada, únicamente se deben pagar los denominados *derechos de enganche*, estos son los derechos que se deben pagar a la entidad distribuidora para que el suministro en cuestión esté conectado a red. El precio de éstos difiere en función del nivel de tensión del suministro:

- Alta Tensión: derechos de enganche = 79,49197 €
- Baja Tensión: derechos de enganche = 9,04776 €

Incremento de potencia contratada

En caso de producirse un aumento de la potencia contratada, se deben pagar los *derechos de enganche* anteriormente descritos, así como los *derechos de acometida* y *derechos de extensión*:

- Derechos de acometida
 - Alta Tensión = 16,992541 €/kW
 - Baja Tensión = 19,703137 €/kW
- Derechos de extensión
 - Alta Tensión = 15,718632 €/kW
 - Baja Tensión = 17,374714 €/kW

Es decir, el término correspondiente a los derechos de acometida y extensión dependen de la “cantidad” de aumento de potencia que se vaya a realizar, mientras que los derechos de enganche son fijos e independientes a los valores de las potencias a contratar.

Por último, destacar una vez más que en esta propuesta de metodología únicamente se están teniendo en cuenta los factores asociados al importe económico por la facturación del término de potencia, sin atender a la necesidad de factores exteriores e independientes a la facturación de este término como podrían ser la necesidad de ampliar la instalación del suministro, la elaboración de proyecto o la necesidad de un nuevo BIE en caso de solicitar una potencia mayor a la permitida por este documento, con las respectivas repercusiones económicas que conllevan estas necesidades.

En el desarrollo del caso práctico se propondrán ejemplos sobre optimización de suministros con las características expuestas.

3. Tarificación eléctrica tipo 6P

En este subapartado se ubican las tarifas 6.1A y superiores que, como ya se ha mencionado previamente, no son objeto de estudio del presente proyecto, por lo que no se entrará en detalle en la propuesta de optimización para este tipo de tarifas.

Como ya se ha especificado anteriormente, el tipo de tarifa 6.1A exige un límite inferior de una potencia contratada mínima de 451 kW en alguno de los 6 periodos, que será siempre en el periodo 6 ya que el orden de potencias contratadas debe ser ascendente.

Como ya se ha definido previamente, el importe correspondiente al término de potencia en este tipo de tarificación viene dado por la expresión (6.1.4), siendo esto:

$$TP_k = \sum_k \sum_{l=1}^6 (PF_l \cdot TF_l) + B \cdot \sum_k \sum_l K_l \cdot \sqrt{\sum_{p=1}^n (PD_{4h,p} - PC_{4h,p})^2} \quad (6.1.4)$$

Siendo:

- TP_k : término de potencia a facturar en el periodo de tiempo “k” (€).
- PF_l : potencia a facturar en el periodo tarifario “l” (kW).
- TF_l : término fijo de potencia en el periodo tarifario “l” (€/kW/día).
- B: constante que tiene como valor 1,4064.
- K_l : coeficiente variable según el periodo tarifario “l”.
- $PD_{4h,p}$: potencia media demandada cuarto-horaria en el cuarto de hora “p”.
- $PC_{4h,p}$: potencia contratada cuarto-horaria en el cuarto de hora “p”.

Por tanto, el objetivo de esta metodología consiste en minimizar el término de potencia (TP). Para ello, será necesario disponer de la curva de carga del suministro en cuestión y, dentro de lo posible, será preferible que esta curva de carga sea cuarto-horaria, ya que como se observa en la expresión (6.1.4) el cálculo del término de potencia asociado a los excesos se halla en base a potencias demandadas cuarto-horarias.

En caso de que se disponga de la curva de carga, ésta se debe analizar por periodo tarifario, tal y como se indica en la *Tabla 5*. Esto se hace ya que la potencia contratada en cada periodo puede ser distinta si así lo requiere la optimización.

Una vez analizadas las potencias máximas demandadas para cada cuarto de hora en cada periodo, se debe realizar una iteración matemática modificando los valores de las potencias contratadas en cada periodo (siguiendo las condiciones anteriormente indicadas exigidas por este tipo de tarificación) consiguiendo minimizar el valor del término de potencia indicado en la expresión (6.1.4).

Una vez seleccionadas las potencias que minimizan el término asociado a este factor y cumplen con las exigencias de contratación impuestas en este tipo de tarifa se debe comprobar que la potencia a contratar está por debajo de la máxima potencia contratable establecida por el *BIE*. En caso contrario se debe elaborar un nuevo *BIE* y, en su caso, modificar las instalaciones para que sea posible la contratación de esta nueva potencia.

En caso de que la curva de carga sea horaria, esta metodología propone realizar una estimación de consumo cuarto-horario para cada hora y realizar una “cuarto-horización” de la curva. Esto es, simplemente, dividir en 4 periodos iguales la potencia demandada a cada hora, obteniendo así una estimación de la potencia demandada cuarto-horaria.

Por último, en caso de no disponer de ningún tipo de curva de carga, la metodología presentada anteriormente deja de ser aplicable y se propone una metodología similar a la propuesta en el anterior apartado basada en el ajuste de la potencia contratada en base a los máximos registrados para cada periodo a lo largo de un año natural. Esta solución es poco rigurosa, ya que como se ha especificado previamente, en este tipo de tarificación el término asociado a los excesos de potencia es función de las potencias demandadas cada cuarto de hora.

Destacar que esta metodología propone una optimización de potencias contratadas basándose en un consumo de un año base, en función de lo que este consumo varíe en el periodo de tiempo posterior al estudio, mayor será la variación del ahorro propuesto con la optimización. De manera que, una vez más, esta metodología tiene rigor para aquellos suministros que presentan un consumo homogéneo a lo largo de un año natural, permitiendo en este caso ligeras variaciones bruscas de demanda ya que, a diferencia de la tarificación 3P, en este caso los excesos asociados al término de potencia sí son dependientes del tiempo en los que se producen los mismos.

Matizar que, a través de esta metodología no se va a buscar que el término asociado a los excesos de potencia sea nulo, si no que el conjunto del término de potencia facturada y los excesos asociados a esta potencia sean mínimos. Por tanto, es posible decir con rigor que un suministro que no presenta ningún exceso asociado al término de potencia a lo largo de un año no presenta unas potencias contratadas óptimas.

A continuación, con intención de resumir lo expuesto anteriormente, se muestra un diagrama de flujo explicando el procedimiento a seguir a la hora de determinar la potencia óptima a contratar en suministros con tarifa 6.1A:

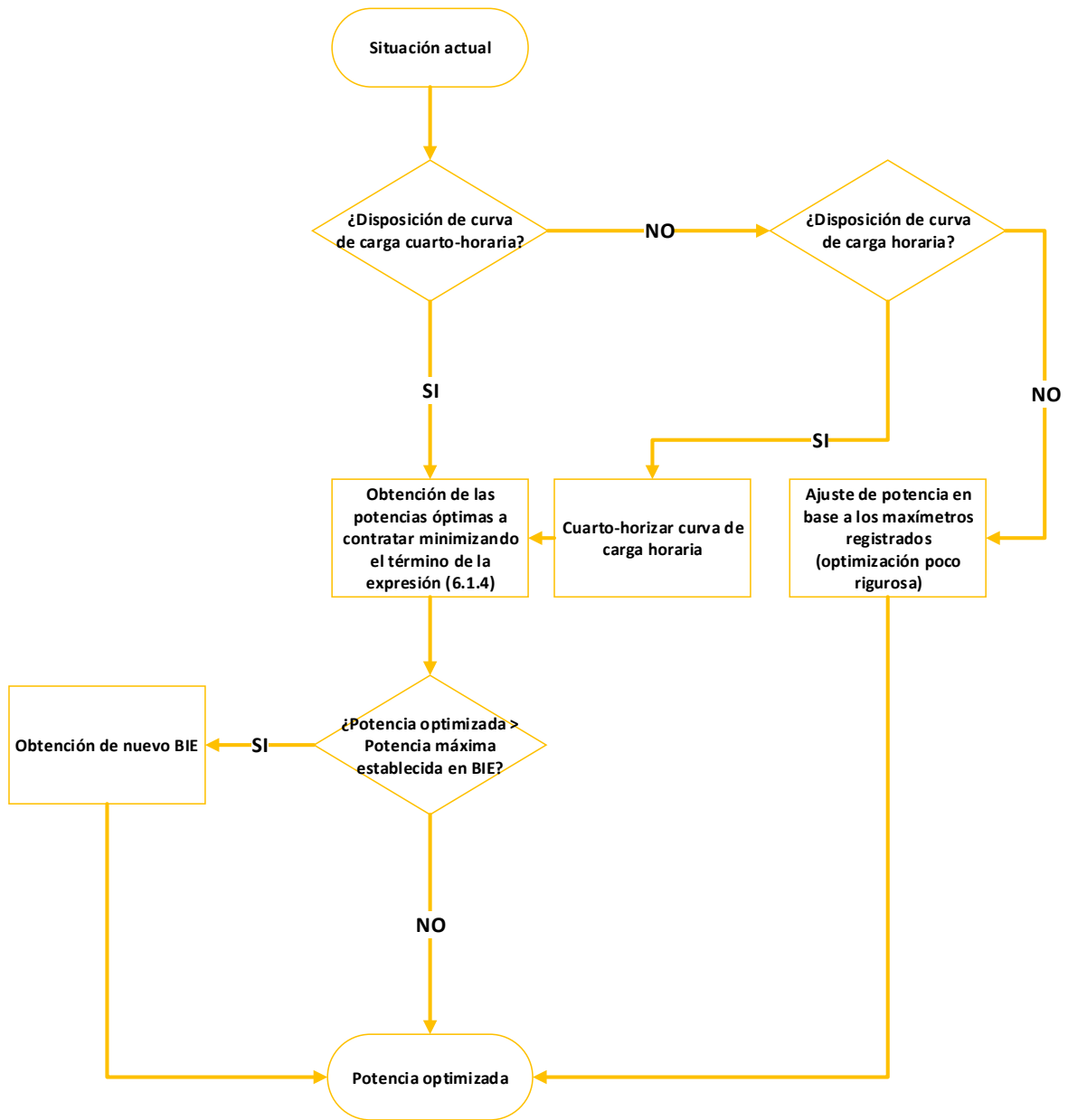


Diagrama 2: Diagrama de flujo a seguir para la optimización de la potencia contratada en suministros con tarifa 6.1A.

6.2. Optimización por tarifa de acceso óptima

En este apartado, la prioridad que se tiene en cuenta en la aplicación de la metodología propuesta es en esencia disminuir la totalidad del importe del término económico referido a la energía y a la potencia. Es decir, para definir si la propuesta será aplicable o no se debe tener en cuenta la variación del importe de ambos términos, a diferencia de lo expuesto en los subapartados anteriores.

Una correcta selección de la tarifa de acceso para un determinado suministro requiere un estudio en el que influyen diferentes factores de interés. En cuanto a las tarifas estudiadas, los cambios de tarificación que más trascienden sobre el término de energía son:

- Cambio de 2.XA a 2.XDHA, y viceversa.
- Cambio de tarifa 3P a tarifa 6P, y viceversa.

La metodología para ambos cambios de tarificación necesita, en primer lugar, de un estudio de la potencia necesaria para garantizar la demanda del suministro.

En segundo lugar, procede un estudio de la distribución del consumo según periodos tarifarios a lo largo de un periodo de tiempo determinado.

Por último, procede una valoración económica que incluye los precios correspondientes tanto al término de energía como al término de potencia.

Seguidamente, con intención de resumir lo expuesto anteriormente, se muestran los diagramas de flujo correspondientes explicando el procedimiento a seguir a la hora de realizar un estudio para determinar la tarifa de acceso óptima para un determinado suministro:

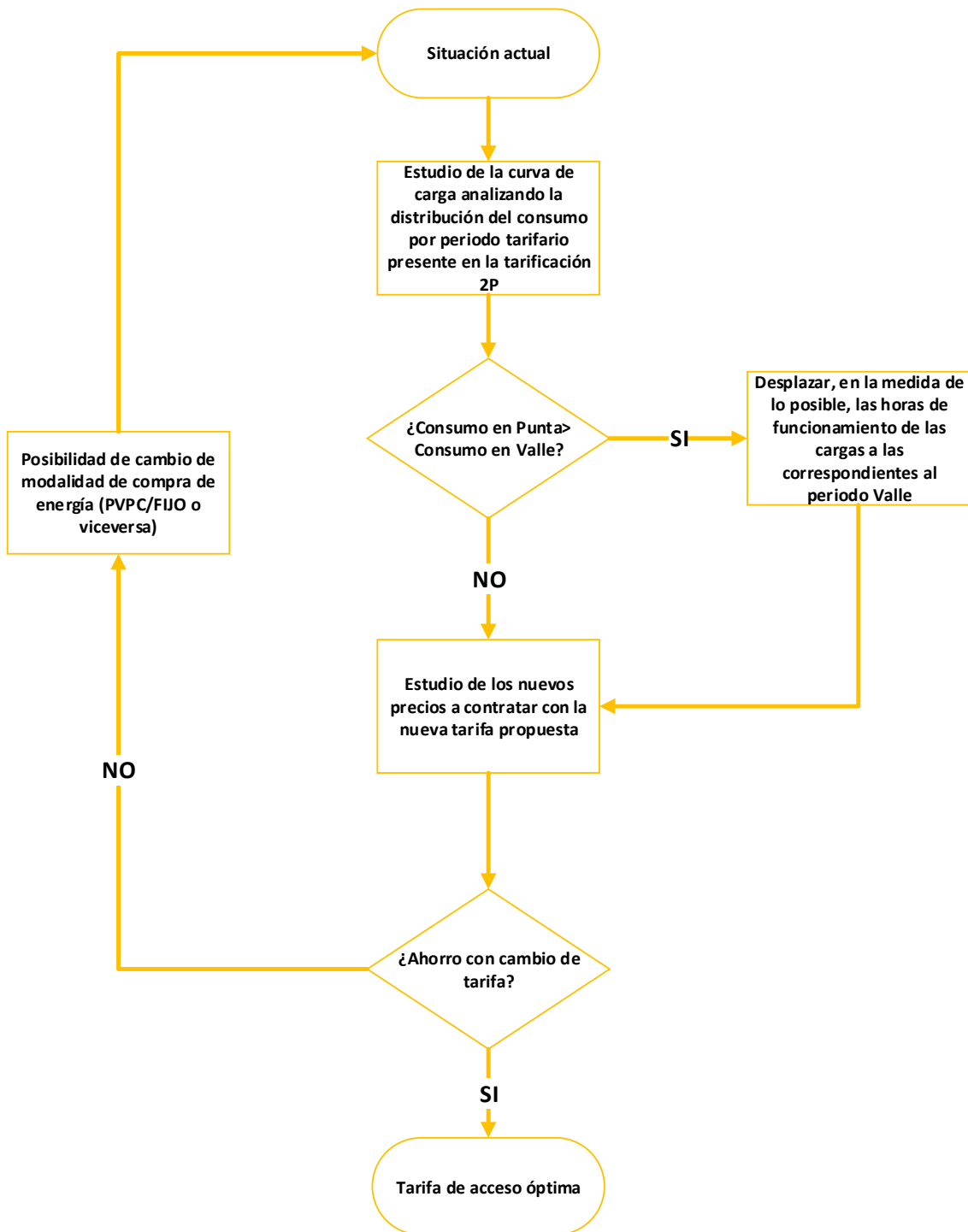


Diagrama 3: Diagrama de flujo a seguir para el estudio de modificación de tarifa 1P a 2P.

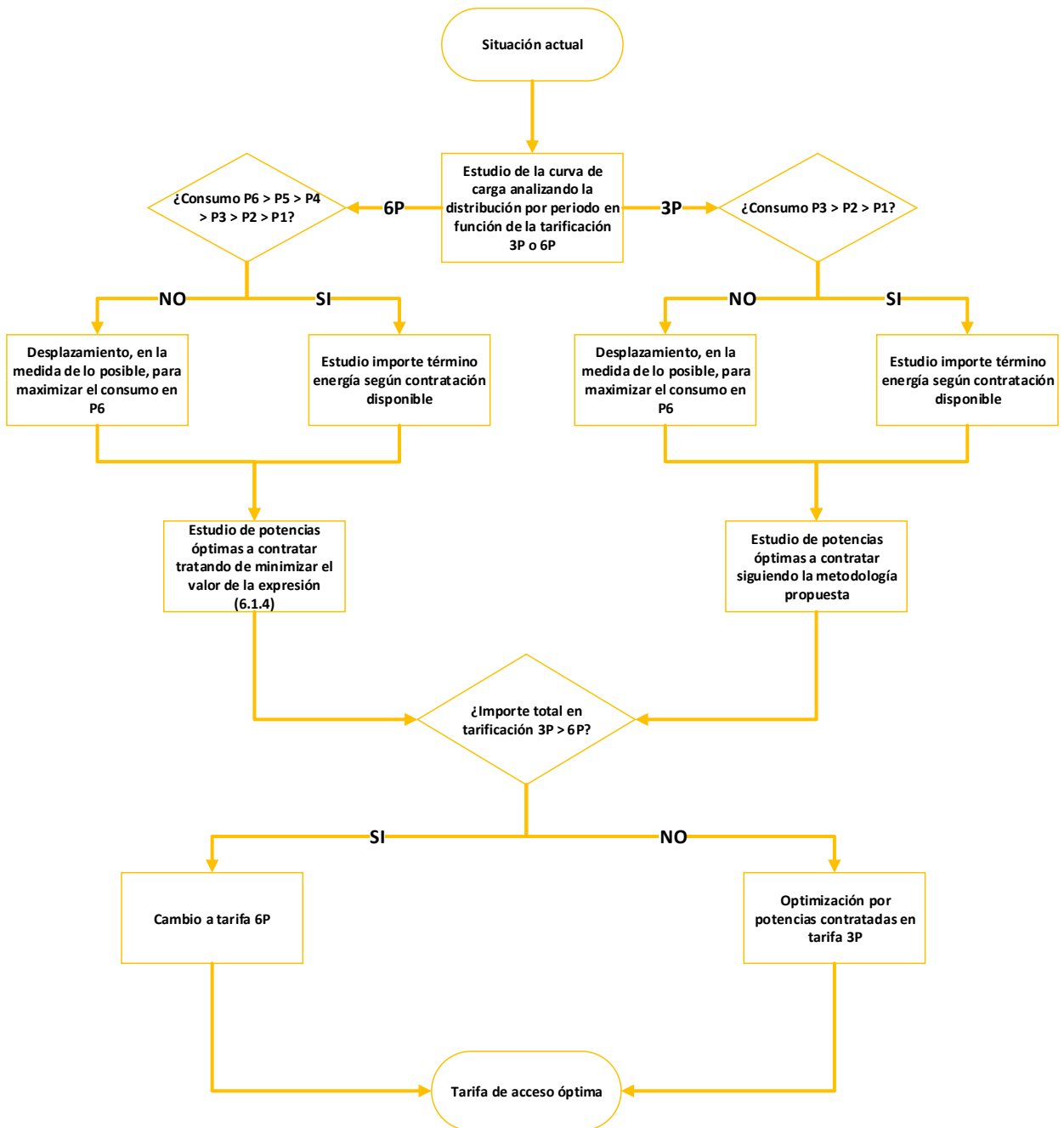


Diagrama 4: Diagrama de flujo a seguir para el estudio de modificación de tarifa 3P a 6P.

En el desarrollo del caso práctico se aplicará en más detalle la metodología expuesta anteriormente con valores realistas.

6.3. Optimización del término de energía

En este apartado, a diferencia a los tratados hasta el momento, la prioridad que se tiene en cuenta en la aplicación de la metodología propuesta es la disminución del consumo energético que, a su vez, conllevará una disminución del importe del término de energía.

Dado que el objeto de este proyecto es la aplicación de la metodología propuesta en el sector hotelero, es de interés la mejora del término energético para los sistemas de climatización.

Respecto al empleo de este sistema en el caso de aplicación, el sistema de climatización de los suministros trabaja durante todo el año con equipos autónomos de expansión directa del refrigerante (bombas de calor), que abastecen las diversas zonas climatizadas mediante unidades terminales tipo “Split” y “Cassette”. Prácticamente la totalidad de salas y habitaciones presentan unas unidades terminales de este tipo.

La primera medida de mejora para este sistema es la sustitución de los equipos en caso de que se encuentren en mal estado o la potencia nominal de los mismos sea excesivamente superior a la necesitada, lo que se traduce en un consumo energético ineficiente. Como se verá en el caso de desarrollo práctico, esta medida de mejora no es de interés, ya que los equipos se encuentran en buen estado y no es necesario su sustitución.

Respecto al modo de funcionamiento de los equipos de climatización, las pérdidas que tienen que contrarrestar éstos para mantener las condiciones térmicas de confort pueden variar considerablemente dependiendo del tipo de acristalamiento.

Así, cuando la temperatura exterior es de 5°C y la del interior del hotel de 20°C las pérdidas a través de diferentes acristalamientos son aproximadamente:

- Vidrio simple: 79 kW/m² de acristalamiento.
- Vidrio doble (con cámara de aire): 55 kW/m² de acristalamiento.
- Vidrio triple (con cámara de aire): 29 kW/m² de acristalamiento.

Debido a la naturaleza de la demanda de climatización en el caso de aplicación del proyecto, éste admite variaciones muy bruscas de la misma, por tanto, es necesario que el sistema sea capaz de proporcionar una rápida climatización. En este sentido, es muy importante el revestimiento de tabiques y suelos. Una posibilidad para esto último es el revestimiento del suelo con madera o moqueta. Esto contribuye a lograr un rápido confort en la temperatura de la habitación con un consumo energético admisible.

Una medida de mejora para este sistema es la incorporación de un Sistema de Control Centralizado, algunos de los beneficios de este sistema son:

- Buen control de las condiciones de confort interno.
- Posibilidad de control individual de la habitación.
- Vigilancia eficaz y focalización del consumo de energía.
- Mayor fiabilidad y vida de la instalación.
- Ahorro de tiempo y dinero durante el mantenimiento.

En el desarrollo del caso práctico se llevarán a cabo estas propuestas para suministros con diferentes características de consumo, analizando el impacto que pueden tener estos cambios en el consumo energético.

Otra medida de mejora indirecta consiste en el desplazamiento de las horas de consumo energético con la finalidad de, por una parte, aprovechar las horas en las que las condiciones exteriores conducen a una mayor eficiencia de la conversión energética o, por otra parte, el consumo de la energía en los periodos tarifarios que tienen una menor repercusión económica.

Destacar que este desplazamiento del consumo viene delimitado por las condiciones de confort a proporcionar necesarias en cada uno de los suministros.

En el desarrollo del caso práctico se verá con más detalle la aplicación de estas mejoras propuestas.

6.4. Optimización por mitigación del término de reactiva

La penalización por el consumo de energía reactiva está justificada por el desfase entre las ondas de tensión e intensidad que generan determinadas tipo de carga. Se distinguen:

- Cargas resistivas: este tipo de carga no genera un desfase entre las ondas anteriormente mencionadas, pero sí disipa una parte de energía en forma de calor, aunque esto no contribuye al consumo de energía reactiva. Este tipo de cargas son las denominadas resistencias.
- Cargas capacitivas: este tipo de carga genera un campo eléctrico en su interior, generando éste un desfase entre las ondas de tensión e intensidad. Un ejemplo de este tipo de carga es el *condensador*.
- Cargas inductivas: este tipo de carga genera un campo magnético en su interior que, de acuerdo con las leyes de Faraday y Lenz, produce una tensión dicha carga que se opone a la fuente que la produce. Esto genera un desfase entre las ondas de tensión e intensidad. Un ejemplo de este tipo de carga es la *bobina*.

Generalmente, los suministros presentan un exceso de carga inductiva, dando lugar a un consumo de energía reactiva, es por ello que se propone la instalación de baterías de condensadores para compensar este exceso de carga inductiva.

Para ello, es necesario conocer el consumo de energía activa y reactiva en el suministro en cuestión en un periodo de tiempo determinado y por periodo tarifario, conociendo así su posible penalización por exceso de energía reactiva. Una vez conocidos estos valores, se debe hallar el valor máximo de potencia reactiva a compensar en alguno de los periodos tarifarios ($P_{REACTMAX}$), en el periodo de tiempo de estudio.

Análogamente, se debe hallar también el valor máximo de potencia reactiva a consumir sin que implique penalización en alguno de los periodos tarifarios ($P_{REACTSINPEN}$), esto es, que se cumpla la condición de que el factor de potencia $\geq 0,95$.

La diferencia entre estos dos valores obtenidos será la potencia necesaria de la batería de condensadores a instalar:

$$PBatería = P_{REACTMAX} - P_{REACTSinPen} \quad (6.4.1)$$

Siendo:

- $P_{REACTMAX}$: potencia reactiva máxima en alguno de los periodos tarifarios consumida en el periodo de tiempo de estudio (kVar)
- $P_{REACTSinPen}$: potencia reactiva máxima en alguno de los periodos tarifarios a demandar sin penalización en el periodo de tiempo de estudio (kVar)
- $P_{Batería}$: potencia de la batería de condensadores a instalar (kVar)

En la aplicación del caso práctico de estudio, se entrará más en detalle en la metodología para la obtención de estos valores de potencias reactivas.

Por tanto, recogiendo lo estudiado en la metodología de optimización propuesta, los pasos a seguir para determinar los términos óptimos para un determinado suministro se resumen en el siguiente procedimiento:

En primer lugar, es necesario un estudio de la curva de carga distinguiendo el consumo por periodo tarifario. Una vez se ha establecido la distribución de consumo por periodo tarifario es de interés tratar de maximizar el consumo energético en los periodos que menos repercusión tienen en la factura eléctrica, esto es, el periodo denominado como “*Valle*” en tarifas 2P, y P3 o P6 en las tarifas 3P y 6P, respectivamente.

Al analizar esto, es conveniente realizar un estudio de cambio de tarificación analizando el impacto que esto causa en la distribución de consumo y en el importe del término de energía.

En segundo lugar, es necesario realizar una determinación de las potencias óptimas a contratar para cada tipo de tarifa posible, tratando de minimizar el término indicado en la expresión (6.1.4) en el caso de tarifas 6P, o en caso de tarificación 3P, tratando de adecuar las lecturas de potencias máximas registradas, en la mayor medida de lo posible, al intervalo establecido en la expresión (6.1.1).

Una vez estudiado la influencia de los términos de potencia y de energía en función del tipo de tarificación para cada suministro, se debe tomar la decisión del tipo de tarifa que minimice el importe asociado a estos dos términos.

Por último, una vez determinado este estudio del tipo de tarifa de acceso a contratar, con las potencias optimizadas, es de interés realizar un estudio de la penalización por consumo de energía reactiva y, en caso de que sea necesario, la posibilidad de instalar una batería de condensadores para mitigar el consumo de la misma.

7. DESCRIPCIÓN DE INSTALACIONES CUYAS FACTURAS SE PROPONEN OPTIMIZAR

En este punto del proyecto se procede a la aplicación de las distintas metodologías de optimización propuestas anteriormente para varios suministros con diferentes características de tarificación.

El caso práctico de estudio se aplica a una línea de 10 hoteles ubicados en la zona de la costa del Mar Mediterráneo.

A continuación, se procede a establecer una clasificación de los tipos de suministro y su caracterización. Posteriormente se aplican las metodologías estudiadas (en caso de que sean aplicables para cada tipo de suministro) para 1 suministro de cada tipo según la clasificación establecida y finalmente, se realiza un estudio de optimización global que incluye los 10 suministros de la línea de hoteles.

7.1. Clasificación y descripción de los tipos de suministro

Como se ha mencionado previamente, el estudio del caso práctico se aplica a una línea de 10 hoteles ubicados en la zona costera del Mar Mediterráneo.

A continuación, se muestra una tabla resumen con las características de cada suministro:

Nombre del hotel	Tarifa de acceso actual	Potencia máxima contratable (kW)	Consumo anual estimado (MWh)
Hotel nº 1	2.0A	15	24,30
Hotel nº 2	3.0A	95	327,27
Hotel nº 3	3.1A	200	465,33
Hotel nº 4	3.1A	200	700,97
Hotel nº 5	3.1A	600	923,86
Hotel nº 6	3.1A	600	1.082,34
Hotel nº 7	6.1A	1005	2.005,48
Hotel nº 8	6.1A	451	2.209,06
Hotel nº 9	6.1A	770	2.554,86
Hotel nº 10	6.1A	950	2.630,88

Tabla 9: Características de los suministros a optimizar.

Destacar que, con el fin de no repetir el mismo procedimiento para diferentes suministros, se va a establecer una clasificación para éstos en función del tipo de tarificación y el consumo anual estimado para cada suministro. Una vez establecida la clasificación, se aplicará la metodología propuesta para 1 suministro de cada tipo.

Por tanto, la clasificación propuesta para los 10 suministros citados es:

- Suministros con tarifa 2P y consumo anual < 100 MWh/año: Hotel nº1
- Suministros con tarifa 3P y consumo anual < 500 MWh/año: Hoteles nº2 y 3.
- Suministros con tarifa 3P y consumo anual > 500 MWh/año: Hoteles nº4, 5 y 6.
- Suministros con tarifa 6P y consumo anual > 1.000 MWh/año: Hoteles nº7, 8, 9 y 10.

En los siguientes apartados se procede a la aplicación de la metodología propuesta en el apartado “6. Optimización de parámetros en factura”.

Destacar que el sistema de calefacción para los citados suministros de estudio no funciona en el mercado eléctrico, por tanto, no procede el estudio de dicho sistema ya que no es objeto del presente proyecto.

7.2. Aplicación de la metodología propuesta a los suministros de estudio

A continuación, se procede al estudio para 1 suministro de cada tipo según la clasificación establecida previamente.

7.2.1. Suministros con tarifa 2P y consumo anual < 100 MWh/año

En este primer subapartado se va a estudiar, en primer lugar, la distribución del consumo del suministro denominado *Hotel nº1* y, en segundo lugar, las características del suministro referidas al contrato vigente a fecha de realización del proyecto, que permitirán una optimización para los diferentes términos mencionados en las metodologías propuestas.

Las características que repercuten en la facturación eléctrica de este suministro se resumen en la siguiente tabla:

Nombre del suministro	Hotel nº1
Tarifa de acceso actual	2.0A
Potencia contratada (kW)	9,2
Potencia máxima contratable (kW)	15
Consumo medio anual estimado (MWh/año)	24,3
Modalidad de compra	Mercado Libre
Tipo de contrato	Precio fijo

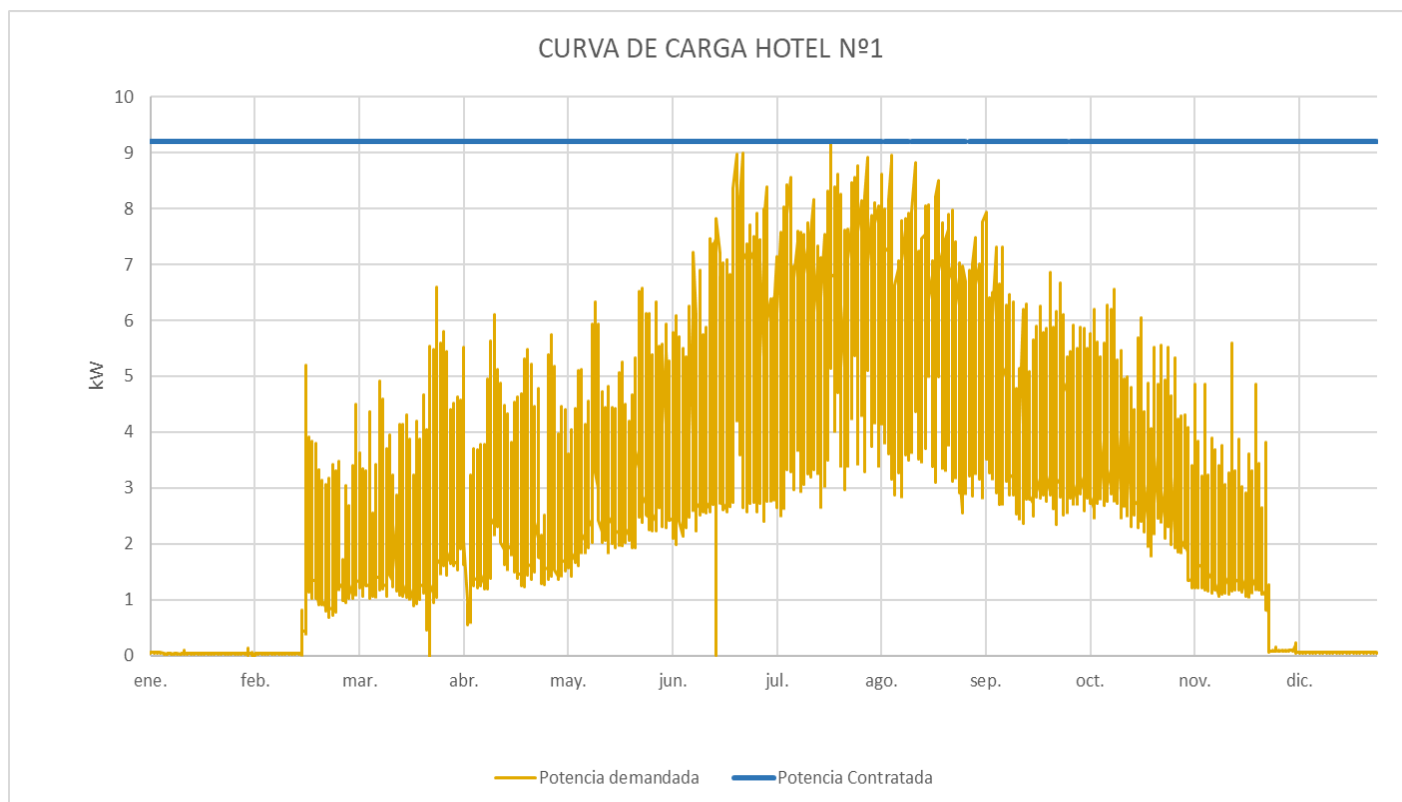
Tabla 10: Características suministro Hotel nº1.

Para este primer suministro, debido a su reducido tamaño, no se dispone de información referida a la distribución del consumo por zonas.

Para el estudio de optimización de este suministro es oportuna la aplicación, dentro de la metodología propuesta, de la optimización por potencias contratadas, por tarifa de acceso óptima y, en caso de ser necesario, por mitigación del consumo de energía reactiva.

En primer lugar, se procede a analizar el consumo del suministro a lo largo de un año natural mediante el análisis de la curva de carga. Destacar que este suministro presenta un contador con posibilidad de tele-gestión el cual está dotado de un *ICP* que corta el suministro de energía en caso de que se demande una potencia superior a la contratada.

La curva de carga representada a continuación se corresponde con el periodo de consumo enero'17-diciembre'17:



Gráfica 1: Curva de carga para suministro Hotel nº1.

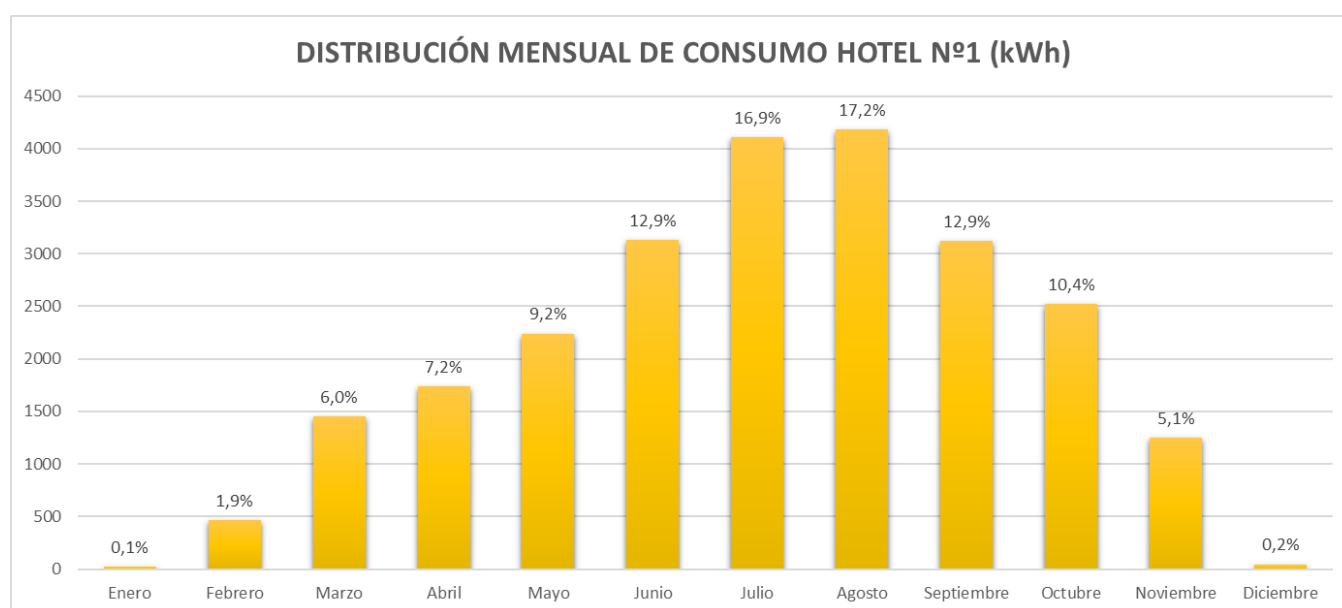
En la *Gráfica 1* se observa a simple vista que la máxima demanda de potencia se da para el mes de julio, siendo ésta de 9,179 kW.

Destacar que las caídas indicadas en la gráfica pueden no ser reales y ser debidas a fallos de registro del contador.

Observando la *Tabla 8*, la siguiente potencia normalizada a contratar sería de 8,05 kW. Dado que la contratación vigente para este suministro no está dotada del *Modo 2* de facturación de potencia, para el punto de máxima potencia demandada en julio se produciría un corte de suministro eléctrico, lo cual no es viable.

Por tanto, dado que la potencia contratada es, como se puede observar en la gráfica, de 9,2 kW, se concluye que la potencia contratada está optimizada.

En la curva de carga se observa que para los meses invernales el consumo es muy reducido, esto puede ser debido a que el hotel permanece cerrado, mientras que para los meses de verano el consumo aumenta. En la siguiente gráfica se muestra una distribución del consumo por meses:

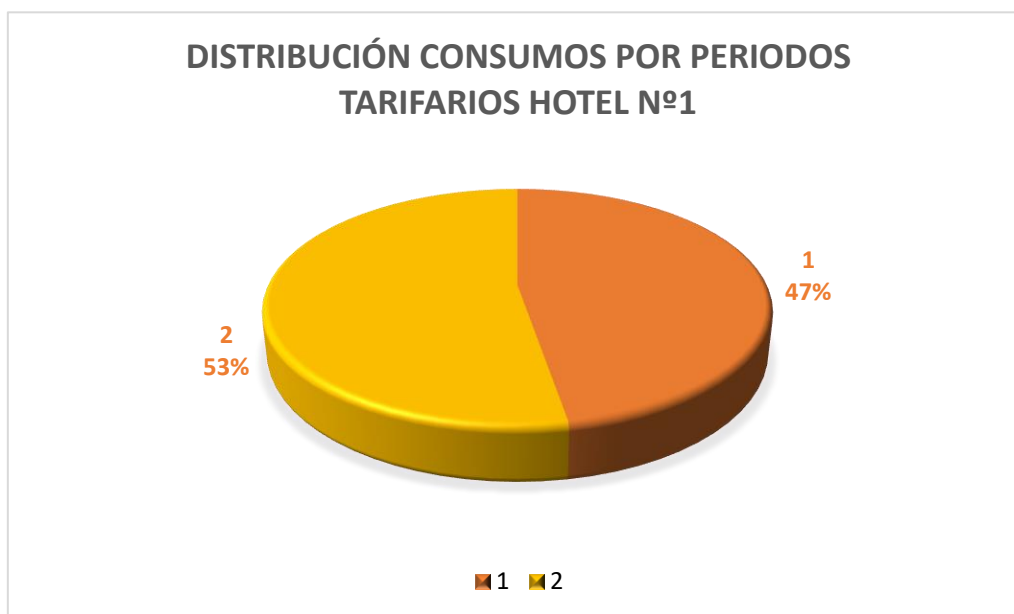


Gráfica 2: Distribución mensual consumos para suministro Hotel n°1.

Por tanto, la temporada de verano (abril-octubre) representa $\approx 85\%$ del consumo anual, estando el 15% restante repartido entre los periodos noviembre-diciembre y enero-marzo.

Como se ha mencionado previamente, este suministro está acogido a la tarifa 2.0A. Teniendo un consumo anual importante es viable el estudio del cambio del tipo de tarifa a, por ejemplo, tarifa 2.0DHA.

Como se ha explicado previamente, la tarifa 2.0DHA presenta dos periodos tarifarios de facturación de energía, siendo la discriminación horaria la mostrada en la *Tabla 1*. En la siguiente gráfica se muestra la distribución del consumo en los periodos 1 y 2, siendo éstos *Punta* y *Valle* respectivamente:



Gráfica 3: Distribución consumos por periodo tarifario para suministro *Hotel n°1*.

Recordando lo recogido en la *Tabla 1*, la distribución de periodos tarifarios en este tipo de tarificación es la siguiente:

1. Temporada invierno (noviembre – febrero): Punta de 12h a 22h y Valle de 22h a 12h.
2. Temporada verano (marzo – octubre): Punta de 13h a 23h y Valle de 23h a 13h.

Como se observa en la *Gráfica 3*, el consumo en el periodo 2, denominado como *Valle*, representa más de la mitad del consumo anual ($\approx 53\%$), por tanto, realizando un estudio económico y aplicando los precios mostrados en la siguiente tabla, se obtendría un ahorro anual de:

	Tipo de tarifa	Precio energía P1 (€/kWh)	Precio energía P2 (€/kWh)	Consumo P1 (kWh)	Consumo P2 (kWh)	Término energía total (€/año)
Situación actual	2.0A	0,1285	-	24.283	-	3.121
Situación propuesta	2.0DHA	0,1618	0,0658	11.485	12.799	2.701
AHORRO (€/año)						420

Tabla 11: Propuesta cambio de tarifa para suministro *Hotel n°1*.

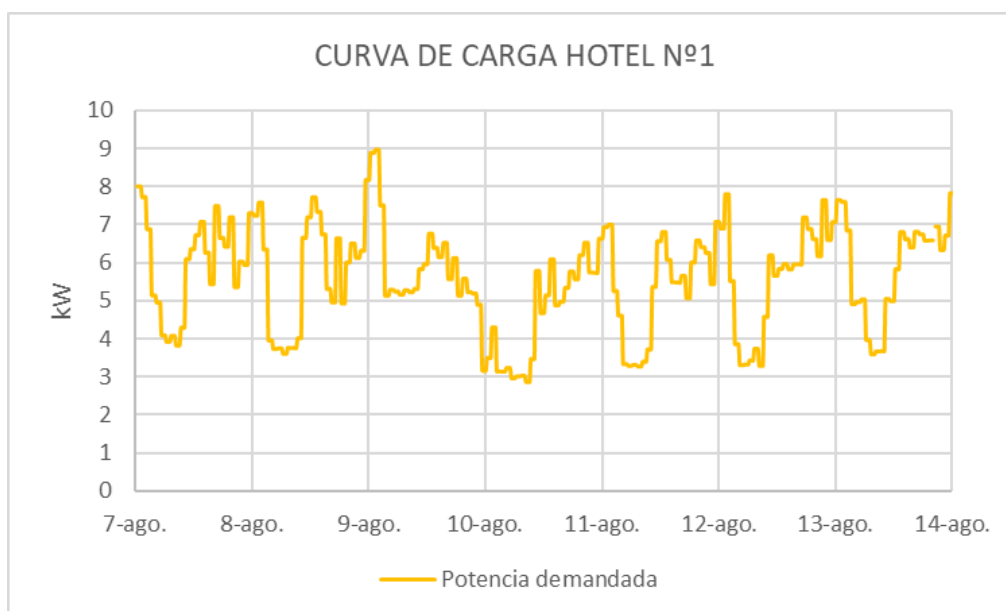
Destacar que el objeto del proyecto no es iniciar un proceso de contratación por el cambio de tarifa de acceso, por tanto, los precios del término de energía utilizados para la tarifa 2.0DHA son precios realistas obtenidos en base a suministros con características de consumo similares.

Respecto al precio utilizado para la tarifa 2.0A es el precio fijo figurado en el contrato vigente a fecha de realización del proyecto.

Por tanto, esperando un consumo similar al pertinente al año natural de estudio, con el paso de 2.0A a 2.0DHA se obtendría un ahorro asociado al término de energía correspondiente a 420 €/año.

Como se ha comentado previamente, debido a la pequeña repercusión económica de este suministro (en comparativa con los que se estudiarán seguidamente) no se dispone de un estudio de distribución de consumos por zonas, por tanto, no es aplicable la optimización del sistema de climatización.

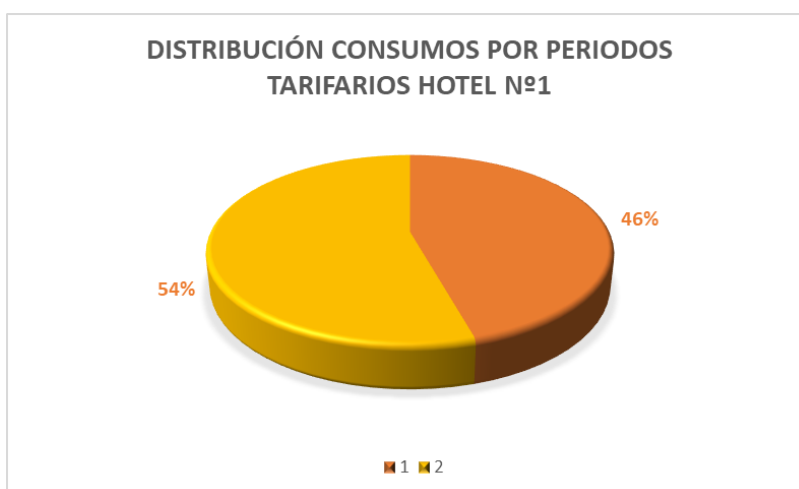
A continuación, se estudia la posibilidad de desplazar el consumo de energía para así, con la nueva tarificación propuesta, consumir la mayor energía posible en el periodo *Valle*. Para ello, se va a analizar la curva de carga correspondiente a la semana del 07/08/2017 – 13/07/2017, ya que este mes es el más representativo en cuanto al consumo energético:



Gráfica 4: Curva de carga semana de agosto para suministro Hotel nº1.

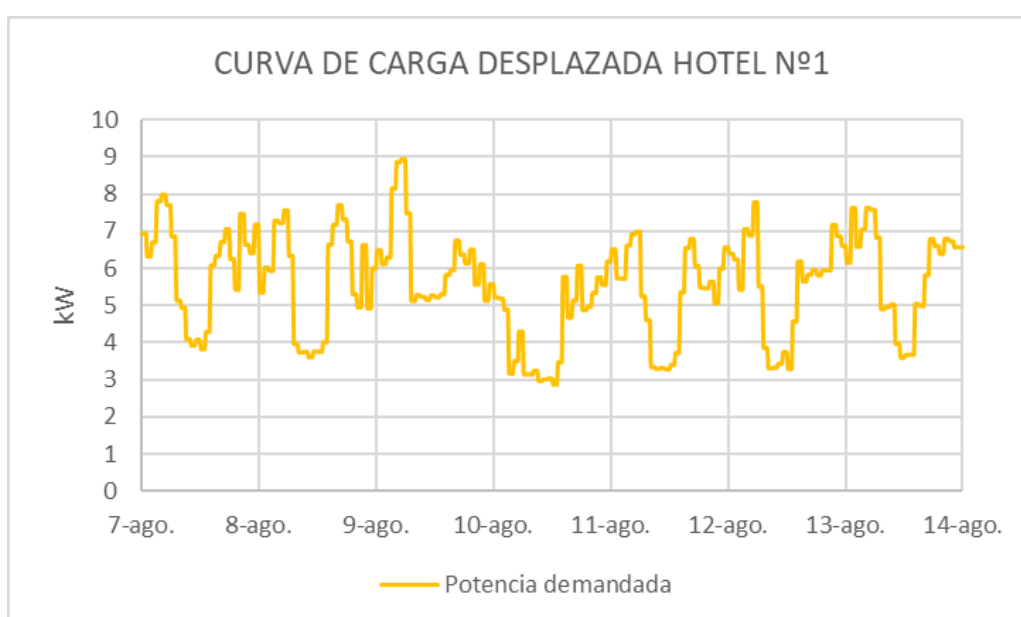
Como se observa en la gráfica, se produce un descenso del consumo todos los días en el intervalo de horas de 03:00 am – 10:00 am, mientras que los registros de mayor consumo se dan para el intervalo de horas de 10:00 am – 03:00 am. Esto puede ser debido al consumo por el sistema de climatización, siendo éste elevado en el segundo intervalo establecido debido a las horas más calurosas durante el día.

Encontrándose agosto en la temporada de verano, la distribución de consumos por periodo tarifario para la semana de estudio es:



Gráfica 5: Distribución consumos por periodos tarifarios semana de agosto para suministro Hotel nº1.

Observando la distribución de consumos por periodos y la curva de carga indicada en la Gráfica 4, es de interés el desplazamiento del consumo para maximizar las horas de consumo en el periodo *Valle*, no obstante, dado que no se dispone de la distribución del consumo por usos, es difícil estimar un desplazamiento del consumo ya que no es viable el desplazamiento del consumo total de las cargas. Es por ello que, con estas condiciones, no tiene mucha certeza estudiar el desplazamiento, no obstante, en caso de disponer del consumo desagregado, el procedimiento a seguir para desplazar el consumo de determinadas cargas se muestra en la siguiente gráfica:



Gráfica 6: Curva de carga desplazada semana de agosto para suministro Hotel nº1.

Destacar que la curva de carga propuesta en la *Gráfica 6* ha sido desplazada 4 horas con el fin de maximizar el consumo en P2, no obstante, este desplazamiento está limitado por unas condiciones de confort necesarias a garantizar para los consumidores.

Con este desplazamiento de la curva de carga se obtendría una reducción del consumo por periodo tarifario de:

	% Consumo en P1	% Consumo en P2	Coste total término de energía (€/semana)
Curva de carga real	46%	54%	412
Curva de carga desplazada	43%	57%	404
AHORRO (€/mes)			33

Tabla 12: Propuesta desplazamiento consumo para suministro Hotel nº1.

Extrapolando el estudio para los 4 meses en los que se centraliza el consumo (junio-septiembre) se obtendría un ahorro anual ≈ 130 €/año.

Matizar una vez más que, este desplazamiento no tiene rigor debido a que no es viable el desplazamiento total del consumo de las cargas.

Respecto a la optimización por la mitigación de consumo de energía reactiva, como se ha mencionado anteriormente, dado que en este tipo de suministros no existe un elevado consumo de la misma, el contador no registra consumo de energía reactiva, por lo que no es aplicable la metodología expuesta previamente.

En la siguiente tabla se muestran las optimizaciones propuestas para este suministro, indicando el ahorro anual estimado esperado. En apartados posteriores se estudiará la inversión requerida para estos cambios y el periodo de retorno que se espera. Por tanto:

Metodología de aplicación	¿Metodología aplicable?	Ahorro anual estimado (€/año)
Potencia contratada	SI	-
Tarifa de acceso	SI	420
Sistema de climatización	NO	-
Desplazamiento de consumo	NO	-
Mitigación consumo reactiva	NO	-
TOTAL		420

Tabla 13: Resumen propuestas optimización para suministro Hotel nº1.

7.2.2. Suministros con tarifa 3P y consumo anual < 500 MWh/año

En este subapartado se va a estudiar en primer lugar, la distribución del consumo del suministro denominado *Hotel nº3* y, en segundo lugar, las características del suministro referidas al contrato vigente a fecha de realización del proyecto, que permitirán una optimización para los diferentes términos mencionados en las metodologías propuestas.

Las características que repercuten en la facturación eléctrica de este suministro se resumen en la siguiente tabla:

Nombre del suministro	Hotel nº2
Tarifa de acceso actual	3.A
Potencia contratada [P1-P3](kW)	95
Potencia máxima contratable (kW)	95
Consumo medio anual estimado (MWh/año)	327,27
Modalidad de compra	Mercado Libre
Tipo de contrato	Indexación pura a OMIE

Tabla 14: Características suministro Hotel nº2.

Dado que para este suministro, debido a restricciones técnicas, no se dispone de curva de carga para el periodo de estudio, se va a aplicar, en la medida de lo posible, la metodología propuesta en base a los registros obtenidos a través de la facturación. Esto tiene una repercusión en la limitación en la optimización de ciertos términos, como puede ser el desplazamiento del consumo o la optimización del sistema de climatización.

En primer lugar, se va a estudiar la optimización de la potencia contratada. Como se ha mencionado previamente, en este tipo de tarificación los excesos de potencia se calculan en base a las lecturas de los máxímetros, independientemente del número de veces y el tiempo de prolongación en los que éstos se alcancen. Por tanto, el hecho de no disponer de la curva de carga para la optimización de las potencias contratadas no tiene una repercusión directa.

El objetivo principal al aplicar esta metodología radica en minimizar el importe por el término de potencia en la factura eléctrica.

A continuación, se muestra la *Tabla 14* indicando, para cada mes del año natural, los valores de máxímetros registrados:

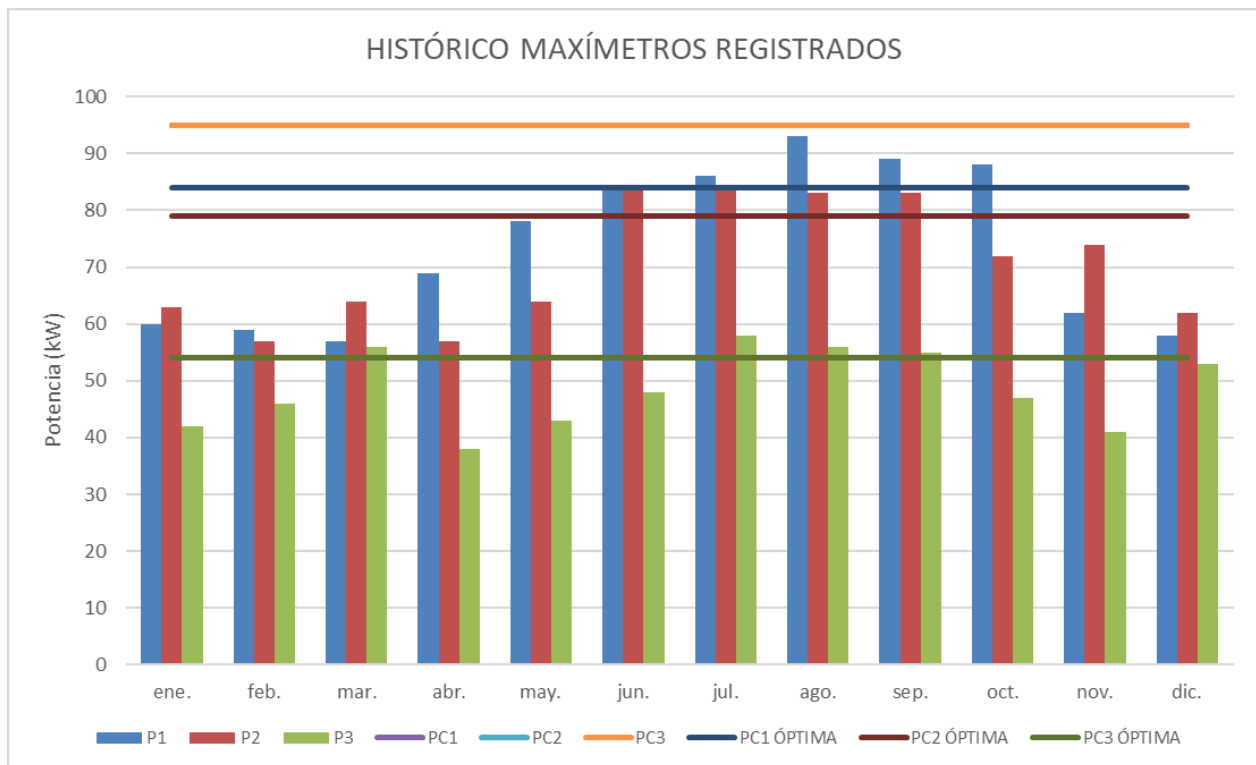
	MAXP1 (kW)	MAXP2 (kW)	MAXP3 (kW)
Enero	60	63	42
Febrero	59	57	46
Marzo	57	64	56
Abril	69	57	38
Mayo	78	64	43
Junio	84	84	48
Julio	86	84	58
Agosto	93	83	56
Septiembre	89	83	55
Octubre	88	72	47
Noviembre	62	74	41
Diciembre	58	62	53

Tabla 15: Histórico máxímetros registrados suministro Hotel nº2.

Recogiendo la información de la *Tabla 14*, se conoce que la potencia contratada en los 3 periodos de facturación es: $[P1 - P3] = 95 \text{ kW}$. Observando ahora la *Tabla 15* se deduce que el valor máximo de potencia registrado para todo el año natural es de 93 kW, algo inferior a la potencia contratada. Por otro lado, se observa que para varios meses las lecturas de máxímetros son del orden de 60 kW, siendo éstos bastante inferiores a la potencia contratada, por tanto, las potencias contratadas de este suministro son optimizables.

Análogamente a la metodología que se ha propuesto anteriormente, se debe buscar una potencia que se adecúe a las lecturas de máxímetros de manera que la potencia máxima registrada se encuentre en el intervalo $[0,85 \cdot PC_i ; 1,05 \cdot PC_i]$, siendo PC_i la potencia contratada en el periodo tarifario "i".

Por tanto, teniendo en cuenta esto, y tratando de minimizar los excesos y/o defectos de potencia definidos en las expresiones (6.1.2) y (6.1.3) respectivamente, realizando múltiples iteraciones modificando los valores de potencia contratada en los 3 periodos se obtienen los siguientes valores de potencias óptimas a contratar:



Gráfica 7: Histórico de máxímetros y potencias para suministro Hotel nº2.

Siendo:

- P_i : potencia máxima registrada en cada periodo tarifario "I" (kW).
- PC_i : potencia contratada en cada periodo tarifario "I" (kW).
- PC_i óptima: potencia óptima a contratar en cada periodo tarifario "I" (kW).

Como se ha comentado previamente, para los meses comprendidos en los periodos enero-mayo y noviembre-diciembre, los valores de máxímetros registrados se alejan de la potencia contratada, lo que equivale a un exceso de potencia contratada, lo que se traduce a su vez en un exceso del importe por el término de potencia.

Con el nuevo escenario propuesto, se observa que se superan las lecturas de los máxímetros superan la potencia contratada en los siguientes casos:

- Excesos en P1: julio, agosto, septiembre y octubre.
- Excesos en P2: junio, julio, agosto y septiembre.
- Excesos en P3: marzo, julio, agosto y septiembre.

Por tanto, como ya se había mencionado, la potencia óptima no es aquella que no conduce a ningún exceso, si no aquella que minimiza el conjunto de excesos y defectos de potencia. No obstante, a pesar de haber excesos de numerosos meses a lo largo del año, éstos son de, como máximo, 6 kW.

Según lo recogido en la Orden IET 1491/2013[11], los precios aplicables para el término de potencia para la tarifa de acceso 3.0A son:

	P1	P2	P3
Término de potencia (€/kW/año)	40,729	24,437	16,292

Tabla 16: Precios término de potencia según Orden IET 1491/2013.

Por tanto, teniendo en cuenta los requisitos a cumplir para las potencias contratadas en la tarifa 3.0A y aplicando los precios correspondientes para cada periodo tarifario mostrados en la *Tabla 16*, se obtienen los siguientes valores de potencias óptimas a contratar y ahorros anuales estimados:

	PC1	PC2	PC3	Nº excesos PC	Importe anual TP (€/año)
Situación actual	95	95	95	0	7.067
Escenario propuesto	84	79	54	9	6.167
AHORRO ANUAL (€/año)					900

Tabla 17: Potencias óptimas a contratar y ahorro anual estimado para suministro Hotel nº2.

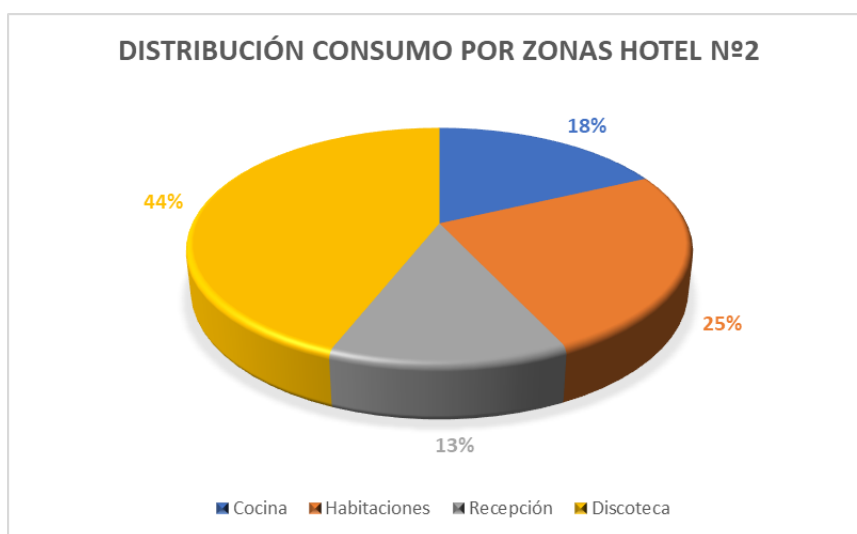
Cabe destacar que, para el cálculo del término anual de potencia hay que tener en cuenta la potencia que corresponde facturar siguiendo el criterio indicado en el sistema de ecuaciones condicionales (5.3.1).

Matizar que, este ahorro proyectado se basa en las lecturas obtenidas para el periodo de estudio, de manera que este estudio de optimización tiene rigor en caso de que se espere un consumo y una actividad similar a la del periodo de estudio.

Como se ha mencionado anteriormente, en la *Tabla 15* se observa que durante los 12 meses de estudio, con las potencias optimizadas, se producen excesos de potencia en 9 ocasiones. Una vez más, esto es debido a que el objetivo radica en buscar minimizar el conjunto del importe fijo anual por término de potencia y el término referido a los excesos de potencia.

A continuación, se va a realizar un análisis de la distribución del consumo por zonas y usos del hotel, distinguiendo el consumo destinado al sistema de climatización actual.

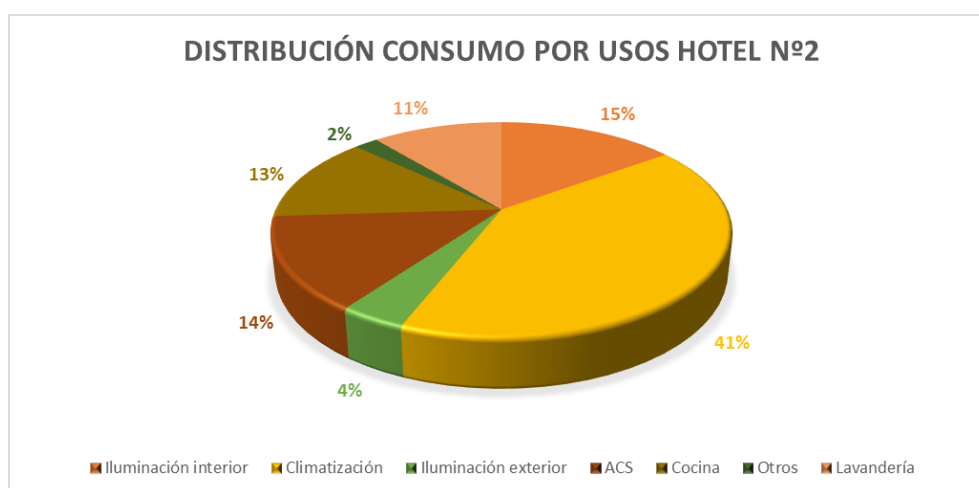
En la siguiente gráfica se muestra la distribución del consumo por zonas para el año natural de estudio:



Gráfica 8: Distribución consumos por zonas para suministro Hotel nº2.

En la gráfica anterior queda reflejado que los consumos principales del hotel están destinados a las zonas de habitaciones y discoteca, con un 44% y 25% del total respectivamente. La cocina también representa un porcentaje significativo del consumo, con un 18%. Finalmente, la zona de recepción aporta un 13% del consumo total.

En la siguiente gráfica se muestra la distribución del consumo por usos para el año natural de estudio:



Gráfica 9: Distribución consumos por usos para suministro Hotel nº2.

El hotel no cuenta con una instalación de climatización centralizada, sino que presenta diferentes equipos autónomos para algunas salas y habitaciones. Cada uno de estos equipos tiene la potencia suficiente para cubrir la demanda energética correspondiente.

Todas las unidades de la instalación de climatización se encuentran en buen estado de conservación y mantenimiento. Con todo esto, se estima una potencia total instalada de climatización de 140 kW.

Como se ha mencionado previamente, una posible mejora medida de mejora para este sistema es la incorporación de un Sistema de Control Centralizado. Estos sistemas de control permiten ahorros del 10% al 30% (véase en el apartado 10. *Anexos y Referencias*). Desde el lado de la seguridad se va a tomar un ahorro energético del 10% para el sistema de climatización con la implementación de este equipo.

Dado que no se dispone de la curva de carga para este suministro, como se ha mencionado previamente, se va a realizar una estimación del ahorro energético asociado al consumo del sistema de climatización con la implementación del Sistema de Control Centralizado.

En la situación inicial, se tiene un consumo anual aproximado de ≈ 327.300 kWh/año (obtenido en base a facturación), de manera que aproximadamente, en concordancia con lo indicado en las *Gráfica 9*, el consumo destinado a climatización será ≈ 134.193 kWh/año, es decir, el 41% del consumo total.

Tomando desde el lado de la seguridad una reducción del consumo energético del 10% con la implementación del Sistema de Control Centralizado, se tendrá, por tanto, en el nuevo escenario planteado, un consumo energético destinado al sistema de climatización de ≈ 120.774 kWh, es decir, un 90% del consumo anterior.

Dado que este suministro está acogido a la modalidad de compra de *Mercado Libre* y dentro de esta presenta una contratación de compra de energía indexada a OMIE (“POOL”), es algo complicado estimar el ahorro anual ya que se debe estimar también el precio de la energía en el futuro.

No obstante, se podría realizar un estudio en base a los precios horarios obtenidos para el año del periodo de estudio, pero esto no tendría viabilidad con las condiciones que se presentan para este suministro, ya que no se dispone de la curva de carga.

Suponiendo un precio fijo realista para el término de energía, establecido en base a suministros con características de consumo similares y la distribución del consumo energético distribuido según indica la *Tabla 17*, estimado en base a la facturación para el periodo de estudio del suministro en cuestión, se estima un ahorro anual de:

	Precio energía P1 (€/kWh)	Precio energía P2 (€/kWh)	Precio energía P3 (€/kWh)	Consumo anual sistema climatización (kWh)	% Consumo en P1	% Consumo en P2	% Consumo en P3	Importe término energía anual (€/kWh)
Situación actual	0,0961	0,0791	0,0499	134.193	22%	54%	23%	10.209
Escenario propuesto	0,0961	0,0791	0,0499	120.774	22%	54%	23%	9.188
AHORRO ANUAL ESTIMADO (€/año)								1.021

Tabla 17: Consumo y ahorro estimado con implementación Sistema de Control Centralizado para suministro Hotel nº2.

Por último, en cuanto a la optimización por mitigación del consumo de energía reactiva, procede realizar un análisis del consumo anual de la misma. Una vez más, dado que no se dispone de la curva de carga para este suministro no es posible realizar dicho estudio.

No obstante, a través de la facturación de este suministro para el periodo de estudio, se puede determinar, a partir de los registros de consumo de energía activa y reactiva, los factores de potencia correspondientes a cada periodo tarifario para cada mes del periodo de estudio. La siguiente tabla resume dichas variables para el año natural de estudio:

	Activa P1 (kWh)	Activa P2 (kWh)	Activa P3 (kWh)	Reactiva P1 (kVArh)	Reactiva P2 (kVArh)	Reactiva P3 (kVArh)	fdp P1	fdp P2	fdp P3
Enero	4842	12323	5853	145	798	1226	0,9996	0,9979	0,9788
Febrero	4052	10590	5117	99	936	1162	0,9997	0,9961	0,9752
Marzo	4756	13278	5499	226	1309	1283	0,9989	0,9952	0,9738
Abril	4910	12206	5268	512	879	1156	0,9946	0,9974	0,9768
Mayo	6062	14246	5844	621	1385	1244	0,9948	0,9953	0,9781
Junio	7702	17778	6798	714	1562	1169	0,9957	0,9962	0,9855
Julio	8037	20012	8111	710	1741	1188	0,9961	0,9962	0,9894
Agosto	7921	19614	8270	792	1781	1200	0,9950	0,9959	0,9896
Septiembre	7638	17141	7003	765	1420	1082	0,9950	0,9966	0,9883
Octubre	7338	16251	6438	634	1300	1112	0,9963	0,9968	0,9854
Noviembre	4625	12809	5740	109	1496	1169	0,9997	0,9932	0,9799
Diciembre	4920	11980	6301	147	1522	1085	0,9996	0,9920	0,9855

Tabla 18: Consumo y factor de potencia para suministro Hotel nº2.

A partir de la *Tabla 18* se concluye que, dado que en ningún periodo el factor de potencia obtenido es inferior a 0,95, no existe penalización por reactiva para este suministro en el periodo de estudio. Esto es análogo a decir que el consumo de energía reactiva no supera al 33% de consumo de la energía activa en ningún periodo para el año de estudio.

Destacar que, en caso de que en P3 sí que se dieran las condiciones citadas anteriormente, esto no tendría repercusión económica ya que, como se ha comentado anteriormente, en tarifas 3P no se penaliza el exceso por consumo de energía reactiva en el tercer periodo.

7.2.3. Suministros con tarifa 3P y consumo anual > 500 MWh/año

El suministro a estudiar en este apartado presenta, como se verá, un consumo anual destacablemente elevado para el tipo de tarifa que presenta, lo que hace idóneo su estudio para cambio de tarificación.

Por tanto, en primer lugar se estudiarán las características del consumo a través de la curva de carga del suministro, así como la optimización de la potencia contratada con la tarifa actual en base a los máxímetros. Seguidamente se estudiará el cambio de tarifa y, en caso de que se obtenga un ahorro mayor a través de dicho cambio, se analizará el consumo por periodo en la tarificación propuesta y, junto con ello, se estudiará la posibilidad de optimización del sistema de climatización. Por último, se analizará la influencia del consumo de energía reactiva y la posibilidad de la mitigación de ésta a través de la instalación de baterías de condensadores.

Dicho esto, las características que repercuten en la facturación eléctrica de este suministro se resumen en la siguiente tabla:

Nombre del suministro	Hotel nº5
Tarifa de acceso actual	3.1A
Potencia contratada [P1-P3](kW)	250
Potencia máxima contratable (kW)	600
Consumo medio anual estimado (MWh/año)	923,86
Modalidad de compra	Mercado Libre
Tipo de contrato	Precio fijo

Tabla 19: Características suministro Hotel nº5.

Como se puede observar en la *Tabla 19*, el consumo medio anual para el suministro es de $\approx 923,86$ MWh/año, esto es un valor de consumo elevado para el tipo de tarifa 3.1A, lo cual nos indica la posibilidad de ahorro con el cambio de tarifa a 6P.

En primer lugar, se va a estudiar la optimización de la potencia contratada con la tarificación vigente.

El objetivo principal al aplicar esta metodología radica en minimizar el importe por el término de potencia en la factura eléctrica.

A continuación, en la *Tabla 20* se muestra, para cada mes del año natural de estudio, los valores de máxímetros registrados:

	MAXP1 (kW)	MAXP2 (kW)	MAXP3 (kW)
Enero	6	13	8
Febrero	7	8	8
Marzo	25	23	17
Abril	219	216	220
Mayo	242	246	253
Junio	346	362	352
Julio	351	366	358
Agosto	358	358	356
Septiembre	348	320	326
Octubre	262	254	273
Noviembre	182	219	200
Diciembre	54	158	143

Tabla 20: Histórico máxímetros registrados suministro Hotel nº5.

Recogiendo la información de la *Tabla 19*, se conoce que la potencia contratada en los 3 periodos de facturación es: $[P1 - P3] = 250$ kW. Observando ahora la *Tabla 20*, se deduce que el valor máximo de potencia registrado para todo el año natural es de 366 kW, es decir, se tienen excesos de potencia contratada a lo largo del año natural de estudio. Estos excesos se dan para los meses:

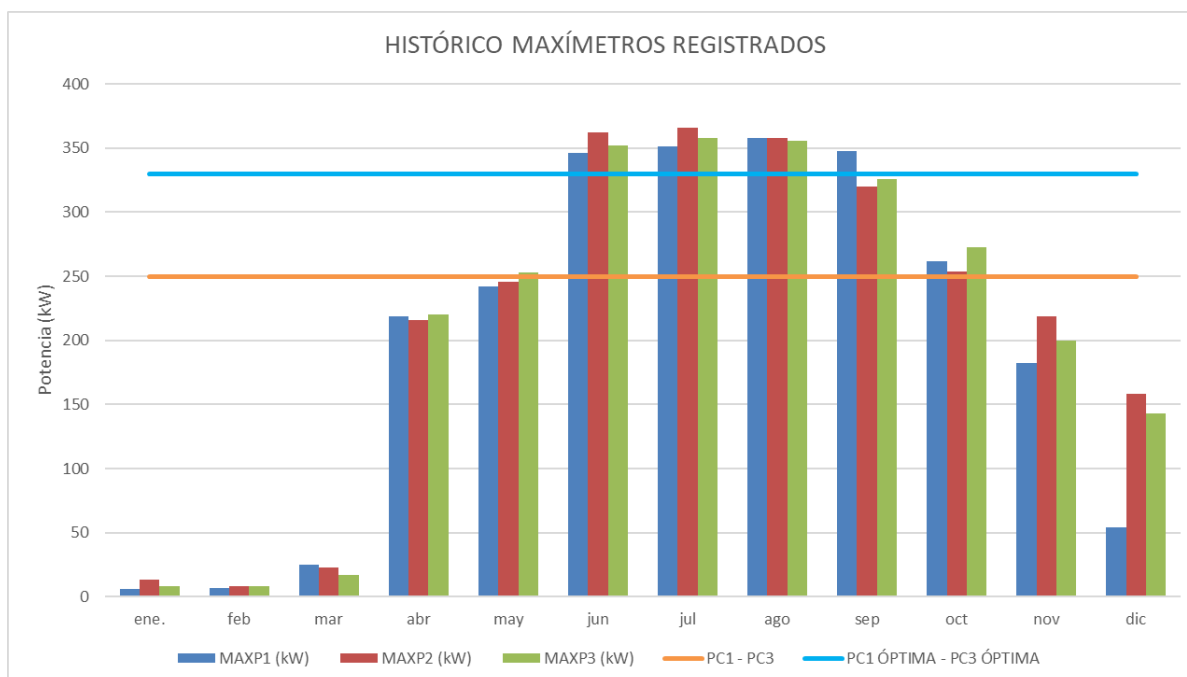
- Excesos en P1: junio, julio, agosto, septiembre y octubre.
- Excesos en P2: junio, julio, agosto, septiembre y octubre.
- Excesos en P3: mayo, junio, julio, agosto, septiembre y octubre.

A simple vista, se deduce que hay un elevado número de meses en los que se producen excesos de potencia, siendo éstos de 116 kW en el mejor de los casos, un valor de potencia excedida bastante elevado. Esto nos puede indicar que es posible que la potencia óptima a contratar sea mayor a la contratada actualmente.

Por otro lado, se observa que para los meses de enero, febrero y marzo los máxímetros son destacablemente inferiores a las lecturas del resto del año, esto puede ser debido a que el hotel permaneció parcial/totalmente cerrado para estos meses. Esto se analizará con el estudio de la curva de carga para el suministro.

Análogamente a la metodología que se ha propuesto anteriormente, se debe buscar una potencia que se adecúe a las lecturas de máxímetros de manera que la potencia máxima registrada se encuentre en el intervalo $[0,85 \cdot PC_i ; 1,05 \cdot PC_i]$, siendo PC_i la potencia contratada en el periodo tarifario "I".

En la *Gráfica 10* se muestra el histórico de máxímetros para el periodo de estudio, así como los valores de las potencias óptimas a contratar siguiendo la metodología propuesta en el presente proyecto.



Gráfica 10: Histórico de máxímetros y potencias para suministro Hotel nº5.

Siendo:

- P_i : potencia máxima registrada en cada periodo tarifario "I" (kW).
- PC_i : potencia contratada en cada periodo tarifario "I" (kW).
- PC_i óptima: potencia óptima a contratar en cada periodo tarifario "I" (kW).

Como se ha comentado previamente, para los meses comprendidos en el periodo junio-septiembre, los valores de máxímetros registrados se alejan de la potencia contratada, lo que equivale a un defecto de potencia contratada, lo que se traduce a su vez en un exceso del importe por el término de potencia.

Por otro lado, para los meses comprendidos en el periodo enero-marzo, las lecturas de máxímetros se están muy por debajo de los valores de potencia contratada, esto se traduce en un exceso de potencia contratada, lo que se traduce, de nuevo, en un exceso del importe por término de potencia.

Como se ha mencionado anteriormente, el cálculo de la potencia óptima a contratar en cada periodo se halla realizando un cálculo iterativo modificando los valores de las potencias contratadas tratando de minimizar el conjunto del término fijo de potencia y el término asociado a los excesos/defectos de potencia indicados en las expresiones (6.1.2) y (6.1.3) respectivamente.

Según lo recogido en la Orden IET/1491/2013[11], los precios aplicables para el término de potencia para la tarifa de acceso 3.1A son:

	P1	P2	P3
Término de potencia (€/kW/año)	59,173	36,491	8,368

Tabla 21: Precios término de potencia según Orden IET/1491/2013.

Por tanto, teniendo en cuenta los requisitos a cumplir para las potencias contratadas en la tarifa 3.1A y aplicando los precios correspondientes para cada periodo tarifario mostrados en la *Tabla 21*, se obtienen los siguientes valores de potencias óptimas a contratar y ahorros anuales estimados:

	PC1	PC2	PC3	Nº excesos PC	Importe anual TP (€/año)
Situación actual	250	250	250	16	35.524
Escenario propuesto	330	330	330	10	33.753
AHORRO ANUAL (€/año)					1.772

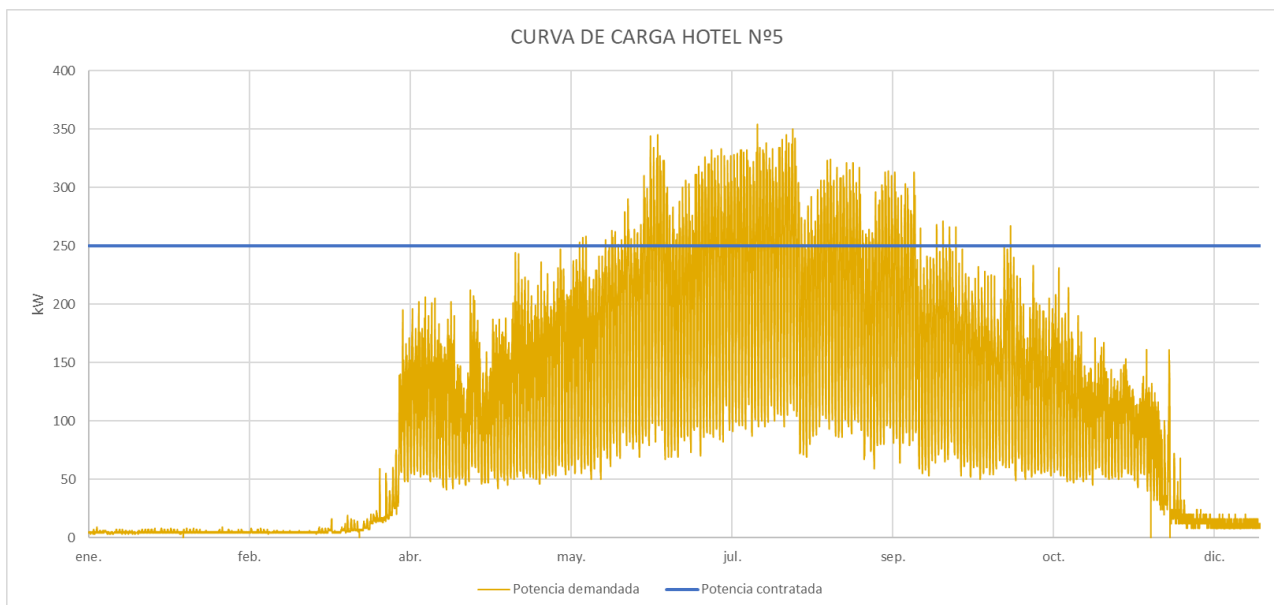
Tabla 22: Potencias óptimas a contratar y ahorro anual estimado para suministro Hotel nº5.

Matizar que, para el cálculo del término anual de potencia hay que tener en cuenta la potencia que corresponde facturar siguiendo el criterio indicado en el sistema de ecuaciones condicionales (5.3.1).

Cabe destacar que, con el escenario propuesto, sigue habiendo numerosos excesos de potencia contratada en el periodo de estudio, no obstante, el valor máximo de este exceso para el escenario propuesto es de 36 kW, valor muy inferior al obtenido en la situación actual (116 kW).

A continuación, se va a realizar un estudio del consumo a través de la curva de carga del suministro para el periodo de estudio, diferenciando por periodo tarifario, con el fin de proponer un cambio a tarificación 6P.

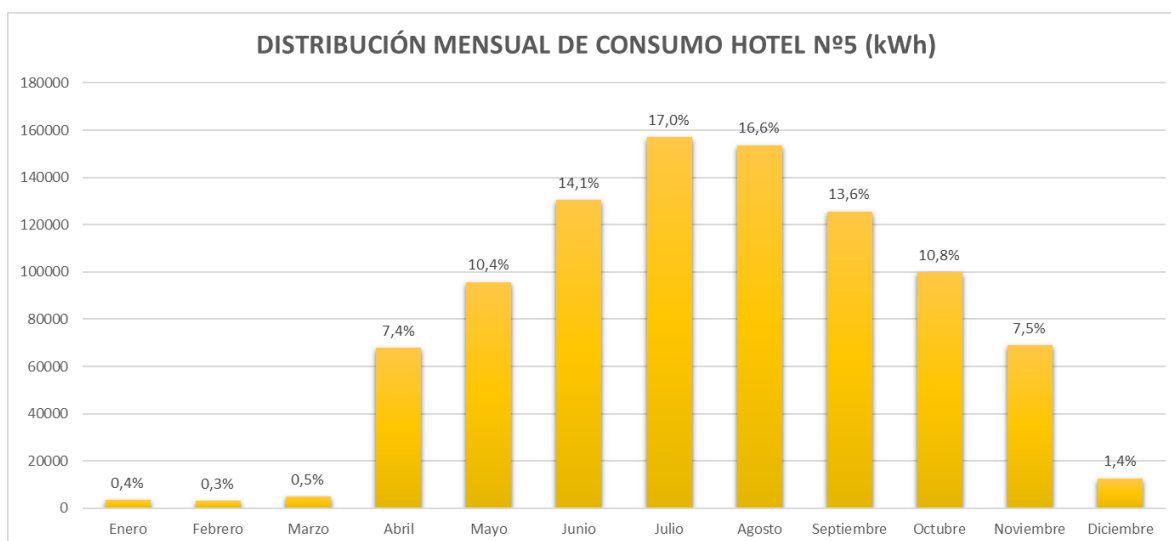
En la *Gráfica 11* se muestra la curva de carga para el Hotel nº5 durante el periodo enero'17-diciembre'17:



Gráfica 11: Curva de carga para suministro Hotel nº5.

Como se ha estudiado previamente, se observa que para los meses comprendidos en el periodo junio-septiembre se producen excesos de potencia. Estos excesos no son calculados en función del número de veces y del tiempo en el que se han alcanzado los valores de máximos, pero cuando se proponga el cambio de tarificación a 6P, el término asociado a los excesos de potencia sí que dependerán de estos factores, como se verá posteriormente.

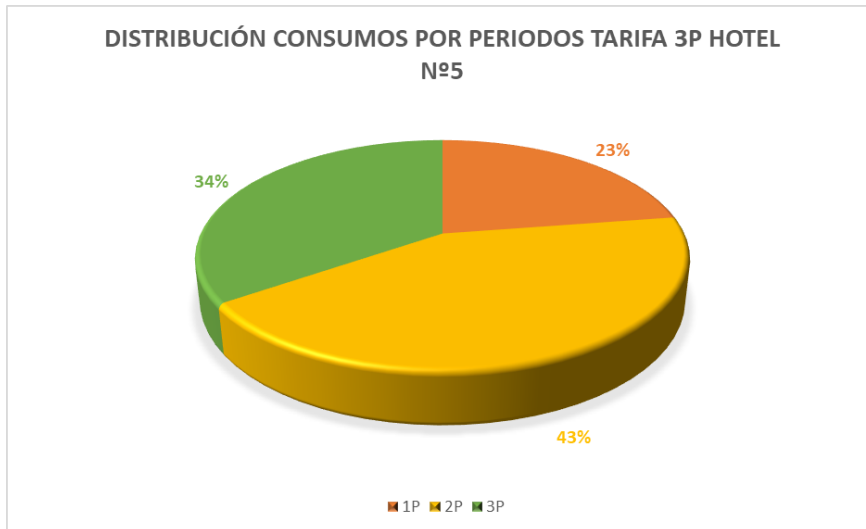
Observando la curva de carga del suministro se observa que la mayor parte del consumo anual está ubicado en el periodo abril-octubre. A continuación, se muestra una gráfica en la que se representa la distribución del consumo por meses para el año natural de estudio:



Gráfica 12: Distribución mensual consumos suministro Hotel nº5.

Como se observa en la *Gráfica 12*, el 90% del consumo anual se concentra en el periodo abril-octubre.

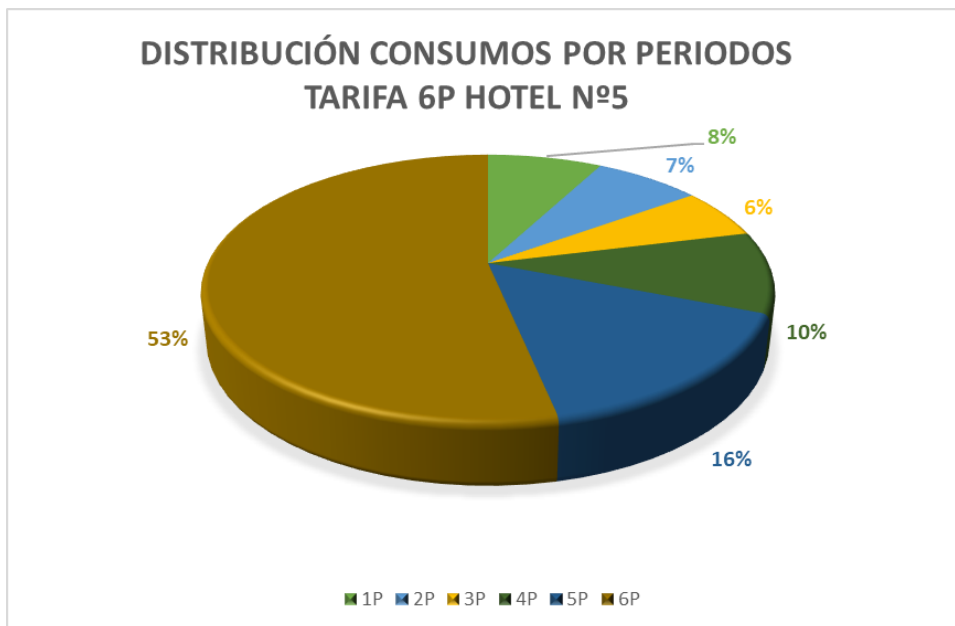
En la *Gráfica 13* se muestra la distribución del consumo por periodos tarifarios actual:



Gráfica 13: Distribución consumos por periodos tarifarios suministro Hotel nº5.

Como se observa en la *Gráfica 13*, el consumo en P1 y P2 representa el 66% del consumo total, esto es un porcentaje elevado teniendo en cuenta que estos periodos son los que más repercuten en el importe por el término de energía.

Teniendo en cuenta la distribución de los periodos indicada en la *Tabla 5*, y con la curva de carga indicada en la *Gráfica 11*, se obtiene la siguiente distribución de consumo por periodos tarifarios para la discriminación horaria 6P:



Gráfica 14: Distribución consumos por periodos tarifarios suministro Hotel nº5.

Como se observa en la anterior gráfica, ahora aproximadamente el 80% del consumo está distribuido en los periodos P3 – P6, siendo éstos los que menor peso tienen sobre el importe del término de energía.

Una vez estudiada la distribución de los consumos por periodo tarifario, corresponde analizar las potencias a contratar necesarias para cubrir la demanda. Esto consiste en realizar una optimización de potencia para un suministro 6P, por tanto, según lo explicado en la metodología propuesta para este tipo de optimización, se debe minimizar el término de potencia, que engloba el término fijo de potencia y el término referido a los excesos.

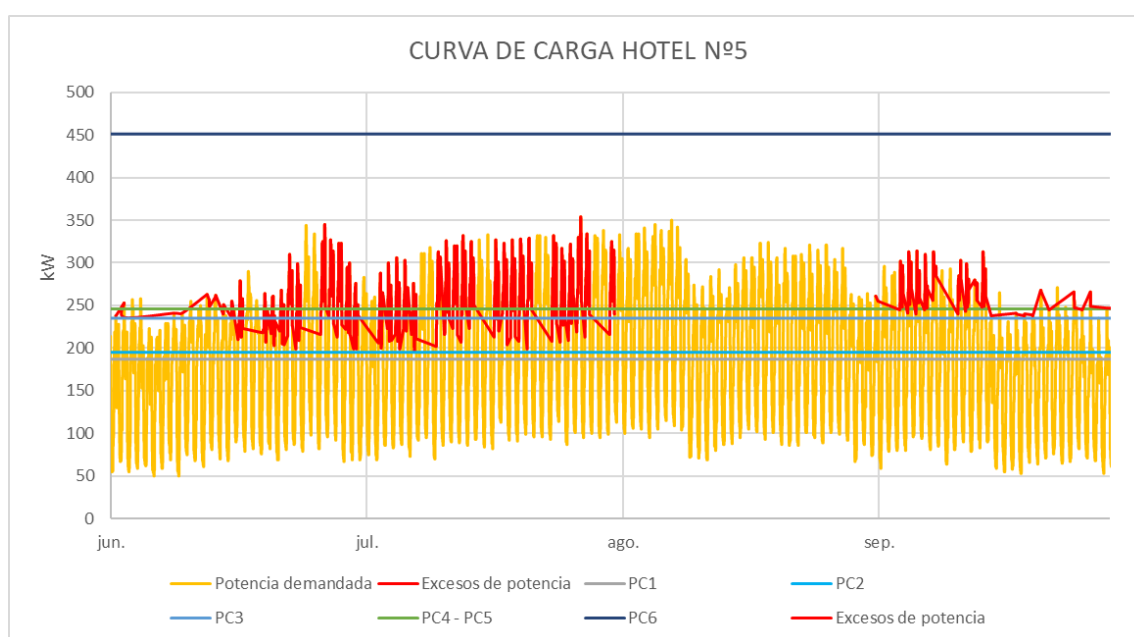
Por tanto, a través de la curva de carga y realizando un proceso iterativo modificando los valores de las potencias contratadas tratando de minimizar la expresión (6.1.4) anteriormente analizada, se obtienen los siguientes valores de potencias óptimas a contratar:

	PC1	PC2	PC3	PC4	PC5	PC6
Situación actual (tarifa acceso 3.1A)	250	250	250	-	-	-
Escenario propuesto 1 (tarifa acceso 3.1A)	330	330	330	-	-	-
Escenario propuesto 2 (tarifa de acceso 6.1A)	187	195	235	246	246	451

Tabla 23: Potencias óptimas a contratar con cambio de tarificación para suministro Hotel nº5.

Destacar que la potencia contratada en P6 está fijada a 451 kW por ser esto requisito para este tipo de tarificación.

A continuación, con el fin de analizar cualitativamente los excesos de potencia producidos en la nueva situación, se muestra la misma curva de carga representada en la *Gráfica 11* para los meses comprendidos en el periodo junio-septiembre, dado que este es el periodo para el que se producen excesos de potencia demandada con las potencias óptimas a contratar con la nueva tarificación propuesta:



Gráfica 15: Curva de carga para suministro Hotel nº5.

En la gráfica anterior ha sido representada la curva de carga referida a la potencia demandada, así como los excesos de potencia, que como se puede observar, se dan en los meses de junio, julio y septiembre. Destacar que el periodo tarifario durante el mes de agosto es P6, siendo la potencia contratada en este caso mayor que la demandada en todo momento, por tanto, no existe penalización para este mes.

Los excesos de potencia quedan representados cuando la potencia demandada > potencia contratada, es decir, los puntos de potencia demandada cuarto-horaria de cada periodo que quedan por encima de la línea horizontal de potencia contratada para el periodo correspondiente, como puede observarse en la gráfica. Análogamente, se observa también un comportamiento regular a lo largo del mes de julio con periódicas caídas de excesos de potencia, esto es debido a los fines de semana, ya que el periodo correspondiente a los días sábado y domingo es P6.

Estos excesos de potencia, para el año natural de estudio, tienen un valor aproximado de ≈ 5.000 €/año.

Una vez determinadas las potencias óptimas a contratar, con el respectivo importe por exceso de potencia demandada, se procede a analizar el ahorro/sobrecoste total del cambio de tarificación. Recapitulando la distribución de consumos por periodos tarifarios en función del tipo de tarifa de acceso:

	% Consumo P1	% Consumo P2	% Consumo P3	% Consumo P4	% Consumo P5	% Consumo P6
Situación actual (tarifa acceso 3.1A)	23%	43%	35%	-	-	-
Escenario propuesto 2 (tarifa de acceso 6.1A)	8%	7%	6%	10%	16%	53%

Tabla 24: Distribución consumo por periodos tarifarios para los dos escenarios para suministro Hotel nº5.

Por tanto, aplicando para la tarifa 3.1A los precios que figuran en el contrato del suministro a fecha vigente de realización del proyecto, y para la tarifa 6.1A unos precios del término de energía realistas obtenidos en base a un suministro con consumo y características similares se obtiene el siguiente ahorro por término de energía:

	Precio TE P1 (€/kWh)	Precio TE P2 (€/kWh)	Precio TE P3 (€/kWh)	Precio TE P4 (€/kWh)	Precio TE P5 (€/kWh)	Precio TE P6 (€/kWh)	Consumo anual (kWh)	Importe total TE (€/año)
Situación actual (tarifa acceso 3.1A)	0,0901	0,0791	0,0520	-	-	-	923.857	66.731
Escenario propuesto 2 (tarifa de acceso 6.1A)	0,1043	0,0891	0,0815	0,0699	0,0666	0,0497	923.857	58.572
AHORRO ANUAL (€/año)								8.159

Tabla 25: Importes término energía para los dos escenarios para suministro Hotel nº5.

Por tanto, en cuando al término de energía relacionado con el cambio de tarificación, se observa que se produce un ahorro del 13%.

Por otro lado, respecto al término de potencia, tomando los precios recogidos en la Orden IET/1491/2013[11], utilizados anteriormente, y añadiendo los correspondientes a la tarifa 6.1A, se obtiene el siguiente ahorro/sobrecoste para el término de potencia:

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Término de potencia (€/kW/año)	39,139	19,587	14,334	14,334	14,334	6,540

Tabla 26: Precios término de potencia según Orden IET/1491/2013.

Por tanto, teniendo en cuenta los excesos en cada caso:

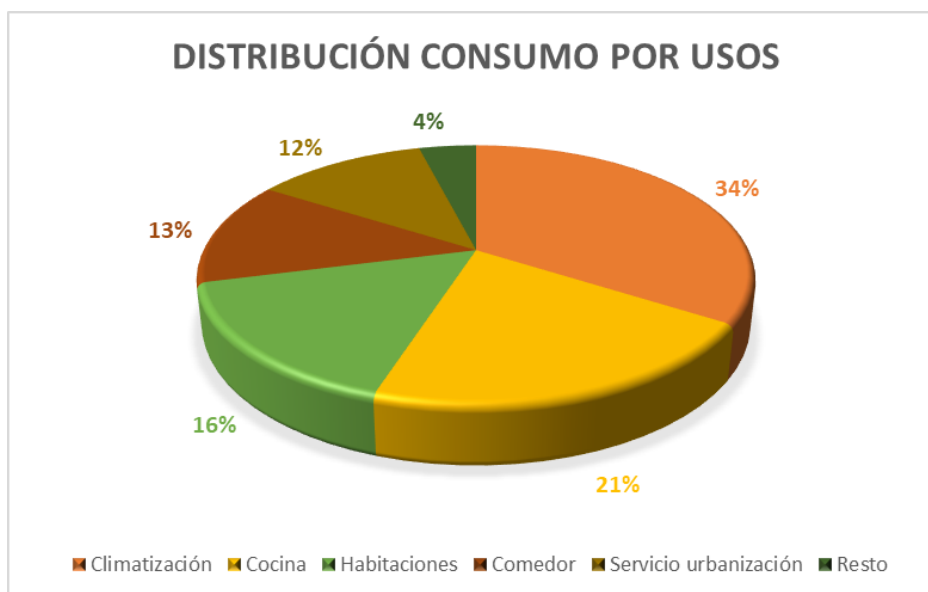
	PC1	PC2	PC3	PC4	PC5	PC6	Importe total TP (€/año)
Situación actual (tarifa acceso 3.1A)	250	250	250	-	-	-	35.524
Escenario propuesto 2 (tarifa de acceso 6.1A)	187	195	235	246	246	451	31.003
AHORRO ANUAL (€/año)							4.521

Tabla 27: Ahorro propuesto cambio de potencia para suministro Hotel nº5.

En conclusión, con el cambio de tarificación se obtiene un ahorro anual estimado ≈ 12.500 €/año asociados al término de energía y de potencia.

Una vez analizada la viabilidad del cambio de tarificación, se procede al estudio de optimización del sistema de climatización.

En primer lugar, se analiza la distribución de consumos del suministro por usos:



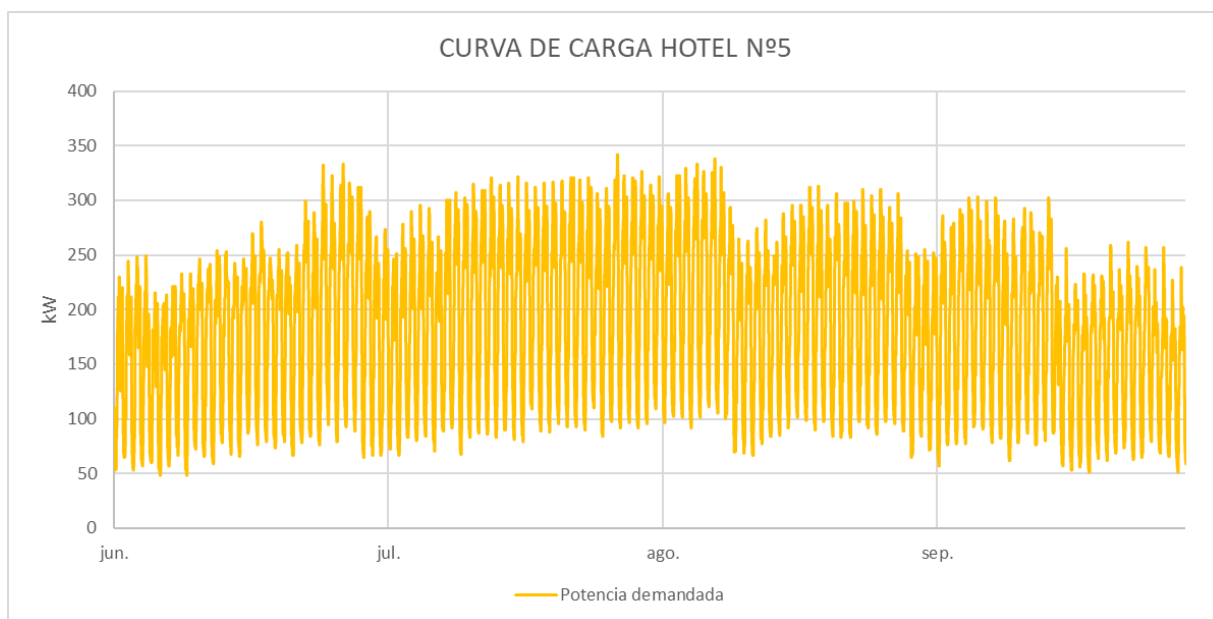
Gráfica 16: Distribución consumos por usos suministro Hotel nº5.

En la gráfica anterior se observa como la mayor parte del consumo eléctrico del hotel es debido a la instalación de climatización, con un 34% del total. El siguiente consumo más alto es el correspondiente a la cocina, con un 21%, ya que también incluye los consumos de los cuartos fríos y las cámaras de congelados. Finalmente, el resto del consumo se reparte con un 16% para las habitaciones, un 13% para el comedor de uno de los restaurantes y un 12% para la planta de Servicios.

Como ya se ha propuesto en el anterior suministro, una medida de mejora para el sistema de climatización es la instalación de un Sistema de Control Centralizado, de manera que el consumo destinado a dicho sistema se reduzca, desde el lado de la seguridad, un 10% (véase en el apartado 10. Referencias y Anexos).

Por tanto, dado que el consumo destinado a climatización es un 34% del consumo global, es decir ≈ 314.112 kWh/año, y éste se vería reducido en un 10%, se tendría un consumo destinado a climatización de ≈ 282.700 kWh/año. Esto implica una reducción del consumo global de ≈ 31.500 kWh/año, distribuidos en los correspondientes periodos tarifarios.

Admitiendo la aproximación de que el equipo de climatización va a tener un uso prácticamente exclusivo durante los meses comprendidos en el periodo junio-septiembre y tomando la nueva tarifación óptima para el suministro, se puede estimar la reducción del coste del término de energía de la siguiente manera:



Gráfica 16: Curva de carga junio-septiembre con consumo reducido debido a Sistema de Control Centralizado suministro Hotel nº5.

Esto tiene una repercusión económica en el término energético, por tanto, teniendo en cuenta el consumo de cada periodo tarifario para este periodo y los precios para el término de energía indicados en la *Tabla 25* se obtiene un ahorro por la implementación de esta medida de mejora, para los meses comprendidos entre el periodo junio-septiembre, de:

	Consumo P1 (kWh)	Consumo P2 (kWh)	Consumo P3 (kWh)	Consumo P4 (kWh)	Consumo P5 (kWh)	Consumo P6 (kWh)	Importe TE (€)
Situación actual	68.674	61.973	41.340	66.752	29	328.065	37.031
Escenario propuesto 2	66.339	59.866	39.935	64.483	28	316.910	35.772
AHORRO ANUAL (€/año)							1.259

Tabla 28: Ahorro propuesto instalación Sistema Control Centralizado para suministro Hotel nº5.

Destacar que a este ahorro se le debe añadir la disminución de los excesos de potencia para estos meses, no obstante, dado que la disminución del consumo representa un 3,4% del consumo global, la disminución de la potencia cuarto-horaria demandada será incluso menor, por tanto, no se tendrá en cuenta este ahorro.

Por último, queda por analizar la posible penalización por consumo de energía reactiva, para el estudio de este término se va a estudiar el consumo de energía reactiva mensual y, a su vez, el factor de potencia correspondiente para cada mes y periodo tarifario. Para ello, es necesario tener en cuenta también el consumo de energía activa correspondiente para cada mes y, con ello, los valores de los máxímetros para determinar la potencia necesaria de la batería de condensadores a instalar. Destacar que este estudio se va a realizar para el escenario propuesto con la tarificación 6P.

Dicho esto, se procede a analizar el consumo mensual de energía reactiva por periodo tarifario:

	E. Activa (kWh)						E. Reactiva (kVarh)						Factor de potencia					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Enero	686	1.115	0	0	0	1.696	0	0	0	0	0	0	1,00	1,00	-	-	-	1,00
Febrero	602	989	0	0	0	1.579	0	0	0	0	0	0	1,00	1,00	-	-	-	1,00
Marzo	0	0	1.004	1.876		2.082	0	0	0	0	0	0	-	-	1,00	1,00	-	1,00
Abril	0	0	0	0	35.983	31.972	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-	1,00	1,00
Mayo	0	0	0	0	55.255	40.496	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-	1,00	1,00
Junio	22.709	20.559	13.589	21.903	0	51.832	0	0	0	0	0	0	1,00	1,00	1,00	1,00	-	1,00
Julio	45.965	41.414	0	0	0	69.579	0	0	0	0	0	0	1,00	1,00	-	-	-	1,00
Agosto	0	0	0	0	0	153.667	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	1,00
Septiembre	0	0	27.752	44.850	0	52.987	0	0	0	0	0	0	-	-	1,00	1,00	-	1,00
Octubre	0	0	0	0	53.772	46.227	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-	1,00	1,00
Noviembre	0	0	13.615	22.626	0	32.788	0	0	337	579	0	702	-	-	1,00	1,00	-	1,00
Diciembre	1.973	3.113	0	0	0	7.607	802	1.441	0	0	0	3.649	0,93	0,91	-	-	-	0,90

Tabla 29: Consumo mensual de reactiva y factor de potencia para suministro Hotel nº5.

En la tabla anterior se observa que solo se producen excesos por consumo de reactiva para el mes de diciembre, dado que el factor de potencia es inferior a 0,95 para los periodos P1 y P2.

Por tanto, analizando más en detalle el mes de diciembre, se tienen los siguientes valores de máxímetros:

Fecha inicio	Fecha fin	CAP1 (kWh)	CAP2 (kWh)	CAP6 (kWh)	CERP1 (kVArh)	CERP2 (kVArh)	CERP6 (kVArh)	PMAXP1 (kW)	PMAXP2 (kW)	PMAXP6 (kW)	Cos Phi P1	Cos Phi P2	Cos Phi P6	Exceso Reactiva P1 (kVArh)	Exceso Reactiva P2 (kVArh)	Exceso Reactiva P6 (kVArh)	Recargo P1 (€)	Recargo P2 (€)	Recargo P6 (€)	Recargo Reactiva Total (€)
01/12/2017	31/12/2017	1.973	3.113	7.607	802	1.441	3.649	100	92	160	0,93	0,91	0,90	151	414	1.139	6	17	0	25

Tabla 30: Impacto consumo reactiva mes de diciembre para suministro Hotel nº5.

El recargo por término de reactiva ha sido calculado según lo establecido en la Orden ITC/3519/2009 [7] y el RD 1164/2001 [8] y aplicando el procedimiento indicado en la descripción teórica.

Observando la *Tabla 30*, se obtiene una penalización por consumo de energía reactiva aproximado de 25 €/año. Esto no tiene una trascendencia elevada atendiendo a las características que presenta el suministro. No obstante, en caso de querer mitigar dicha penalización, la potencia necesaria de la batería de condensadores sería de:

- Potencia reactiva máxima a consumir sin penalización: es la potencia reactiva correspondiente a un factor de potencia de 0,95, siendo éste el valor límite para evitar la penalización. Por tanto, el valor de esta potencia es, teniendo en cuenta lo recogido en la *Tabla 30*: $QMAX_{\text{sin penalización}} = (\tan(\arcsos(0,95))) * 100 = 32,87 \text{ kVAr}$
- Potencia reactiva máxima consumida real: es la potencia reactiva real que se ha consumido en el periodo: $QMAX_{\text{consumida}} = (\tan(\arcsos(0,91))) * 92 = 42,59 \text{ kVAr}$

Por tanto, la potencia de la batería de condensadores necesaria para mitigar la penalización en la situación actual será:

$$PBat = 42,59 - 32,87 = 9,72 \text{ kVAr}$$

En el apartado de conclusiones se analizará el impacto económico que tiene la implementación de una batería de condensadores de las características calculadas anteriormente.

7.2.4. Suministros con tarifa 6P y consumo anual > 1.000 MWh/año

En este último apartado de aplicación de la metodología propuesta se va a analizar un suministro que presenta un consumo anual destacablemente elevado frente a los anteriormente estudiados.

Las características que repercuten en la facturación eléctrica de este suministro se resumen en la siguiente tabla:

Nombre del suministro	Hotel nº10
Tarifa de acceso actual	6.1A
Potencia contratada [P1-P5](kW)	700
Potencia contratada P6 (kW)	950
Potencia máxima contratable (kW)	950
Consumo medio anual estimado (MWh/año)	2.630,88
Modalidad de compra	Mercado Libre
Tipo de contrato	Indexado puro OMIE

Tabla 31: Características suministro Hotel nº10.

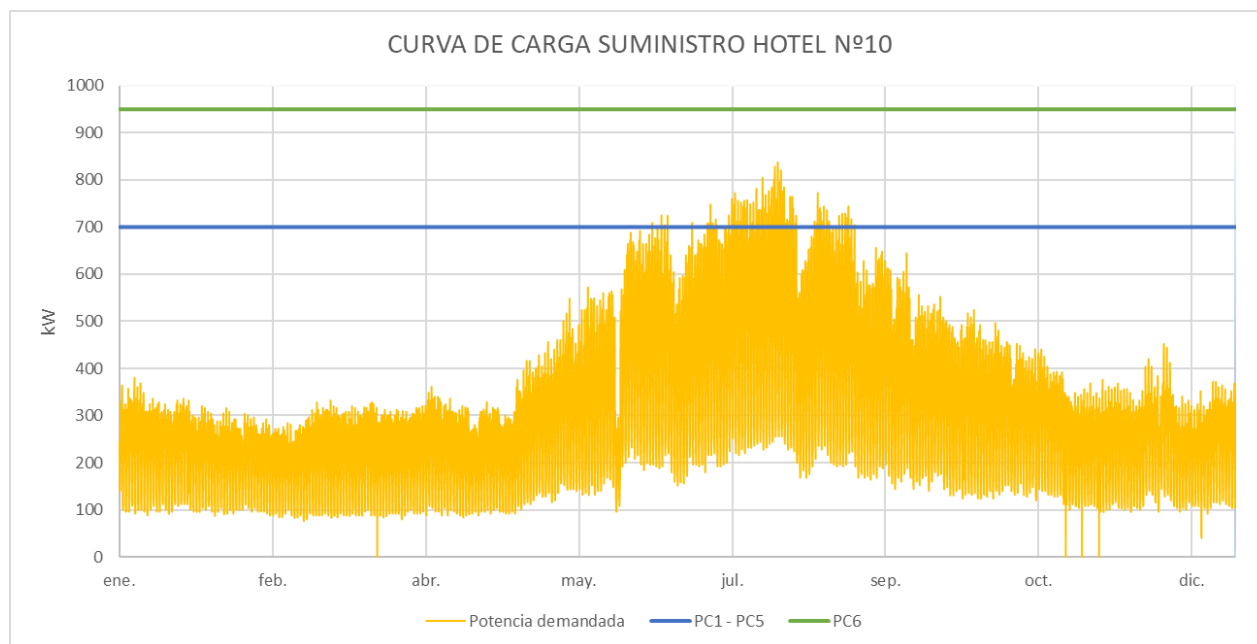
Como se puede observar en la *Tabla 31*, el consumo medio anual para el suministro es de $\approx 2.630,88$ MWh/año, esto representa, hasta ahora, el suministro con mayor consumo anual analizado en el presente proyecto.

Dado que este suministro está acogido a la modalidad de compra de *Mercado Libre* y dentro de esta presenta una contratación de compra de energía indexada a OMIE (“POOL”), es algo complicado estimar el ahorro anual ya que se debe estimar también el precio de la energía en el futuro.

Recogiendo lo presente en la anterior tabla, el suministro presenta una tarificación del tipo 6.1A, está acogido a la modalidad de compra de Mercado Libre dentro de ésta presenta una contratación de compra de energía indexada a OMIE (“POOL”).

En primer lugar, se va a estudiar la optimización de la potencia contratada con la tarificación vigente. Destacar que el objetivo principal al aplicar esta metodología radica en minimizar el importe por el término de potencia en la factura eléctrica.

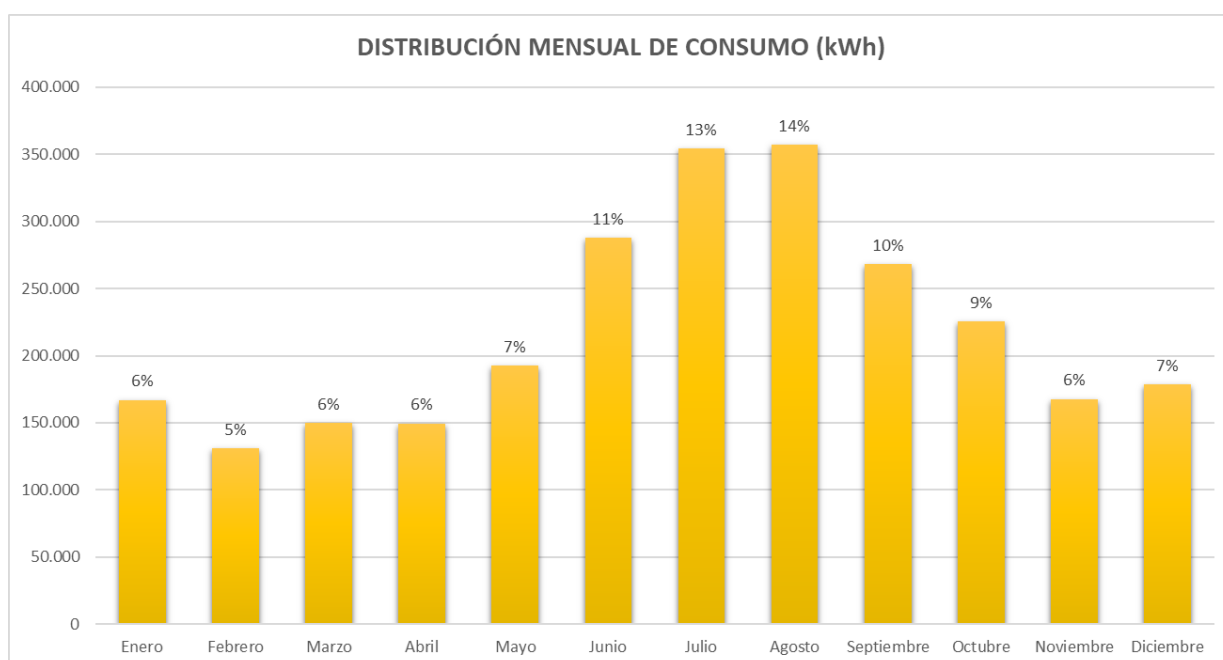
Para el estudio de la optimización de potencia, dado que, como ya se ha matizado previamente, el término relacionado a los excesos de potencia depende del número de veces que éstos se alcancen y la duración de los mismos, es necesario un previo análisis de la curva de carga para el suministro en el periodo de estudio. Por ello, en la siguiente gráfica se muestra la curva de carga para el periodo enero-diciembre, indicando las potencias contratadas en la situación actual:



Gráfica 17: Curva de carga suministro Hotel nº10.

Análogamente a los anteriores casos de estudio, se observa que la mayor parte del consumo anual se concentra en los meses comprendidos en el periodo mayo-septiembre. Mientras que para los meses invernales se observa una caída de consumo.

Analizando la distribución mensual del consumo para este suministro:

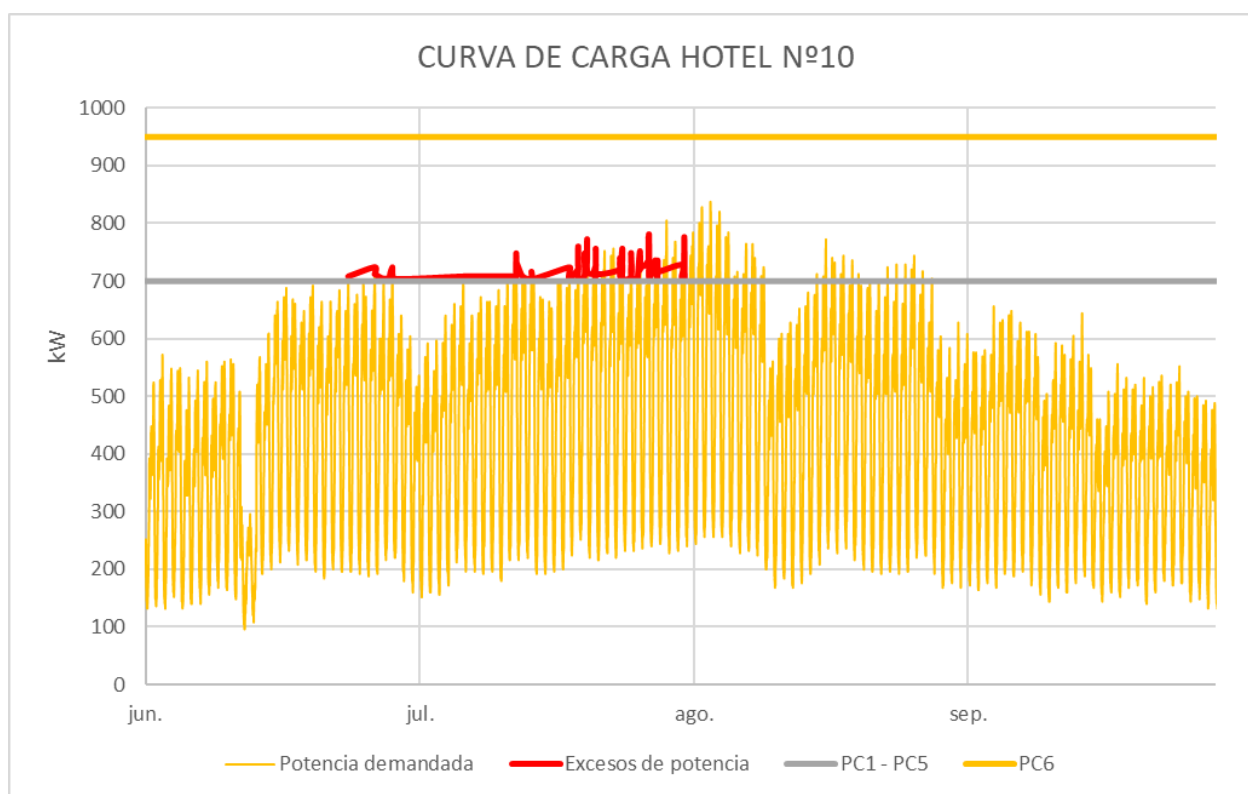


Gráfica 18: Distribución mensual de consumo para suministro Hotel n°10.

Por tanto, como se ha deducido a partir de la curva de carga, el 60% del consumo aproximadamente se concentra en los meses comprendidos en el periodo mayo-septiembre.

Cabe destacar que, el hecho de que el mes de agosto sea el que más peso representa en el consumo global tiene una doble repercusión económica positiva. Por una parte, dado que en este periodo la potencia contratada > potencia demandada en todo momento, no se producirán excesos de potencia y, por otro lado, el término energético asociado a este periodo es el de menor valor respecto al resto.

En la *Gráfica 17* se observa que, como se ha mencionado anteriormente, se producen excesos para los meses comprendidos en el periodo mayo-septiembre. Analizando más en detalle los valores de estos excesos en cada periodo tarifario, se obtiene que el valor de los mismos para el periodo de estudio es de ≈ 487 €/año. En la siguiente gráfica se muestran distinguidos estos excesos:



Gráfica 19: Curva de carga para suministro Hotel nº10.

Como se observa en la gráfica anterior y como ya se ha comentado previamente, durante el mes de agosto no se producen excesos de energía.

Según lo analizado cualitativamente se concluye que la potencia contratada aparentemente es excesiva según la demanda para el año de estudio.

Una vez realizado el análisis de la curva de carga y los excesos se procede a minimizar el término de potencia compuesto por el término fijo por potencia contratada y el término asociado a los excesos de potencia demandada. Esto es, minimizar la expresión (6.1.4) indicada anteriormente.

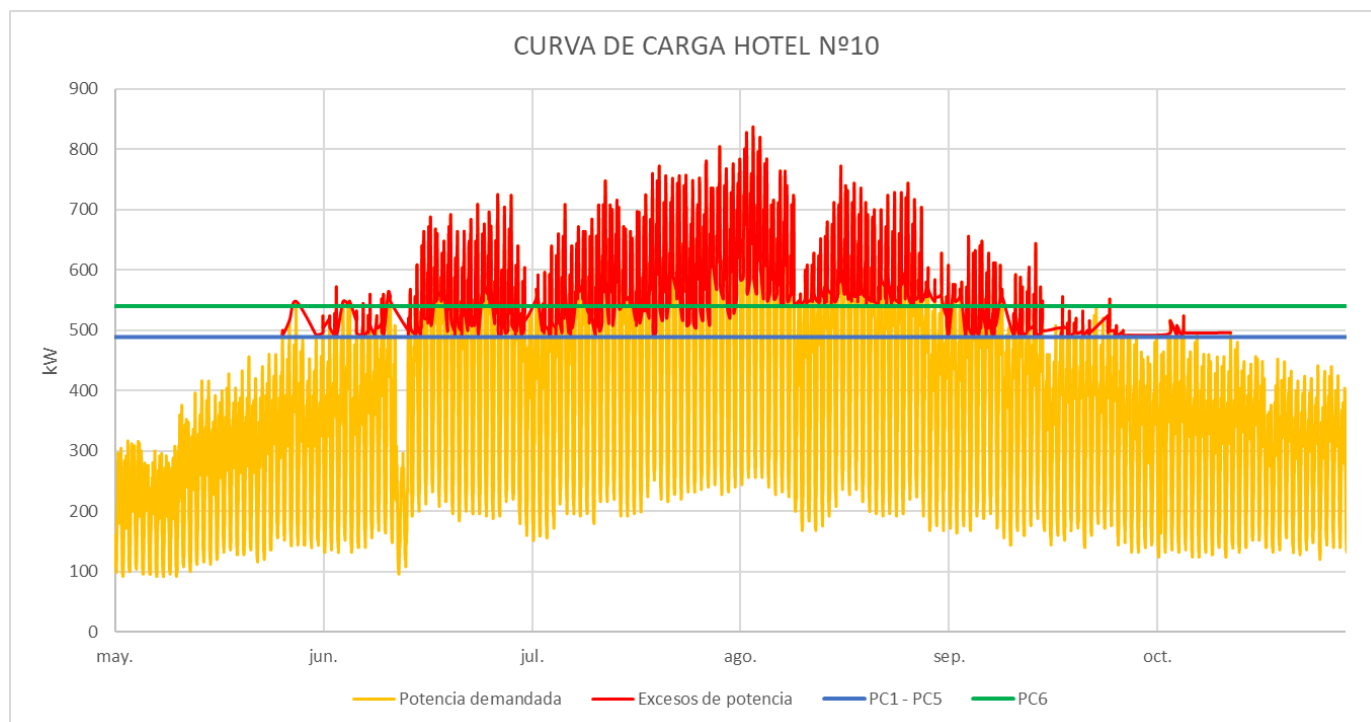
Realizando múltiples iteraciones modificando los valores de la potencia contratada en cada periodo y atendiendo a los requisitos a cumplir respecto a la potencia contratada para este tipo de tarificación se obtienen las siguientes potencias optimizadas:

	PC1 (kW)	PC2 (kW)	PC3 (kW)	PC4 (kW)	PC5 (kW)	PC6 (kW)	Término asociado a potencia contratada (€/año)	Término asociado a excesos de potencia (€/año)	Total (€/año)
Situación actual	700	700	700	700	700	950	81.386	487	81.873
Escenario propuesto	489	489	489	489	489	540	56.004	15.035	71.039
AHORRO ANUAL (€/año)									10.834

Tabla 32: Potencias optimizadas y ahorro propuesto para suministro Hotel nº10.

Destacar que los importes indicados en la anterior tabla han sido calculados en base a los precios correspondientes recogidos en la Orden IET/1491/2013[11].

Como se observa en la *Tabla 32*, en el escenario propuesto el importe asociado a los excesos representa un 20% del término total referido a la potencia. En la siguiente gráfica se representan diferenciados los correspondientes excesos:



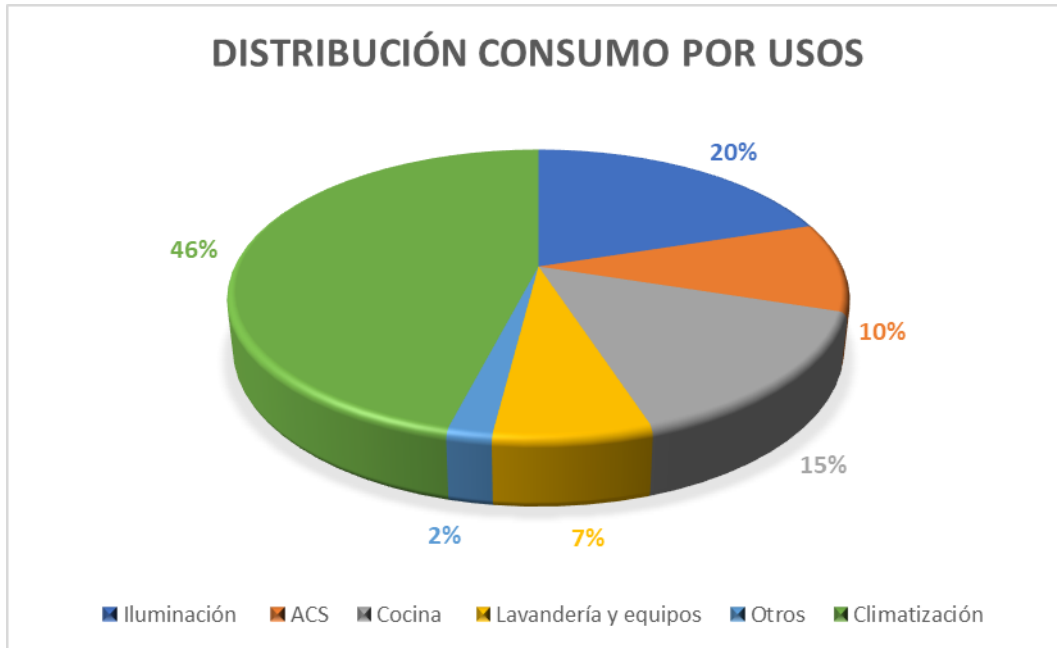
Gráfica 20: Curva de carga escenario propuesto para suministro Hotel nº10.

Comparando las gráficas 19 y 20, se observa el destacable aumento de los excesos de potencia para esta última dado que la potencia contratada ha disminuido.

Destacar que, para este escenario propuesto, dado que la potencia en el periodo 6 también ha disminuido a 540 kW, para el mes de agosto en este caso sí que se observa penalización por exceso de potencia demandada.

Una vez analizado el impacto de los excesos de potencia y realizada la optimización de la potencia contratada para el suministro en cuestión, se procede al estudio del desplazamiento del consumo energético para disminuir el importe asociado al mismo.

Analizando la curva de carga y la distribución mensual de consumo indicadas en las gráficas 17 y 18, respectivamente, aproximadamente el 60% del consumo se concentra en el periodo mayo-septiembre. Este peso del consumo puede estar relacionado con el sistema de climatización. A continuación, se muestra la distribución del consumo por usos para el Hotel nº10:



Gráfica 21: Distribución consumo por zonas para suministro Hotel nº10.

Como puede observarse en la gráfica anterior, la mayor parte del consumo va destinado al sistema de climatización (46%). Los siguientes usos que concentran la mayor parte del consumo restante son la iluminación, la cocina y el sistema de ACS, con un 20%, 15% y 10% del consumo global, respectivamente.

Este elevado consumo destinado al sistema de climatización hace interesante el estudio de la optimización del mismo. Respecto al sistema de climatización del Hotel nº10:

La climatización del edificio se realiza durante todo el año con equipos autónomos de expansión directa del refrigerante (bombas de calor), que abastecen las diversas zonas climatizadas mediante unidades terminales tipo “Split” y “Cassette”. Prácticamente la totalidad de salas y habitaciones presentan unas unidades terminales de este tipo.

Con todo lo expuesto anteriormente, se estima una potencia eléctrica instalada en climatización de 250 kW.

Una propuesta de mejora para disminuir el consumo destinado a la climatización consiste en mejorar las condiciones de utilización de los “fan-coils” de las habitaciones.

Una de las principales causas que hacen que el consumo sea tan elevado en este sistema para este tipo de suministro es la siguiente:

En las habitaciones del hotel, el termostato tiene una escala de 10 a 35°C, la utilización del usuario medio (por ejemplo, en invierno) es la siguiente:

- Al entrar en la habitación, sugestionado por el frío exterior, gira el dial del termostato a la máxima temperatura (35 °C).
- Cuando transcurre el tiempo, siente calor y gira el dial al extremo opuesto, (10 °C) con lo que interrumpe la calefacción, pero tarde.

- En muchas ocasiones se da, incluso, que el cliente abre la ventana para reducir la temperatura.
- En esas circunstancias, la habitación se enfría rápidamente y nuevamente el cliente gira el termostato al fondo de escala (35 °C) pero normalmente no vuelve a cerrar la ventana.

Este relato se repite cada día en la mayoría de las habitaciones de hotel, y tiene dos consecuencias:

1. El cliente no obtiene sus condiciones de confort, y en muchas ocasiones termina manifestando su malestar, por “el mal funcionamiento” de la climatización de su habitación.
2. El incremento de la energía consumida como promedio supera en más del 15 %, a la realmente necesaria para la calefacción de las habitaciones.

La alternativa ideal para la regulación de temperatura en las habitaciones es la incorporación de la misma en un sistema de gestión centralizado. Como se ha mencionado anteriormente, este tipo de sistema puede reducir entre un 10% y un 30% el consumo destinado a la climatización. Una vez más, desde el lado de la seguridad, se tomará una reducción del consumo destinado a este sistema del 10% (véase en el apartado 10. *Referencias y Anexos*).

Por tanto, considerando esto último y admitiendo que el sistema de climatización tiene un uso prácticamente exclusivo durante los meses comprendidos en el periodo mayo-septiembre, se estima una reducción del consumo total de:

Consumo periodo may-sep (kWh)	Consumo destinado al sistema de climatización (kWh)	Consumo climatización esperado tras actuación (kWh)	Reducción del consumo (kWh)	Reducción del consumo respecto al total anual
1.459.815	671.515	604.363	67.151	2,55%

Tabla 33: Ahorro estimado tras actuación sobre el sistema de climatización para suministro Hotel nº10.

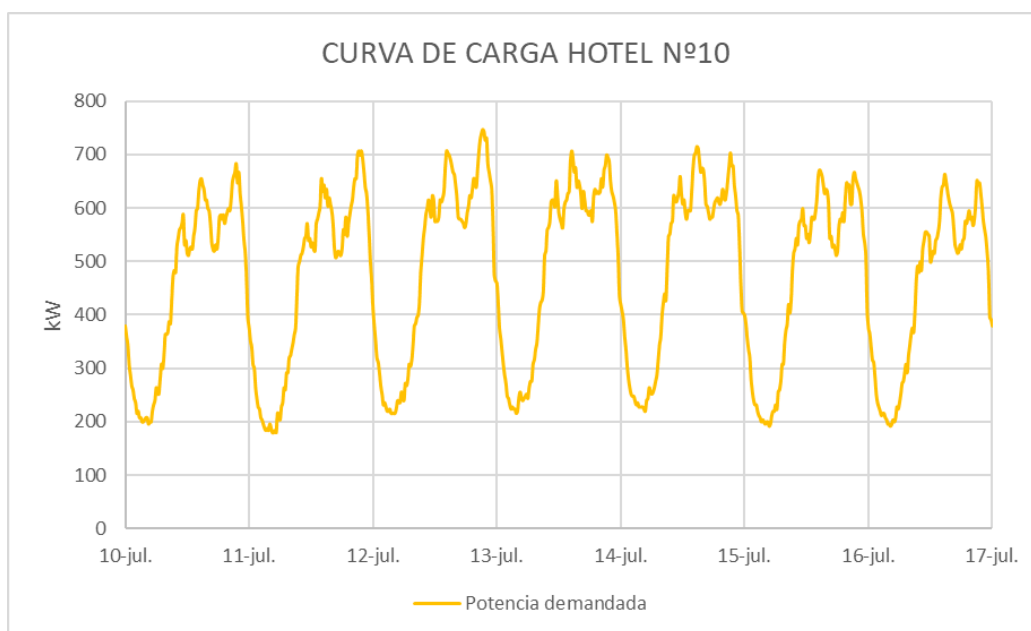
Como se puede observar en la tabla, la implementación del Sistema de Control Centralizado implica un ahorro del 2,55% sobre el consumo global anual, es decir, el consumo total tomaría un nuevo valor aproximado de 2.563.791,6 kWh/año.

Una vez cuantificado esta reducción de consumo energética, para analizar el impacto económico que esto significa, es necesario un estudio del consumo horario para estos meses en los que se espera la reducción del mismo (mayo-septiembre), ya que, como se indica en la *Tabla 31*, la modalidad de compra del suministro es indexada a OMIE, por lo que el precio de la energía varía horariamente.

Previo este estudio de impacto económico, se va a proponer también el desplazamiento del consumo para los meses de junio y julio, ya que, después de agosto, son los dos que más repercusión tienen sobre el consumo total.

Destacar que no es de interés el desplazamiento del consumo para el mes de agosto ya que éste únicamente incluye el periodo tarifario P6.

A continuación, se muestra la curva de carga del suministro para la segunda semana de julio, siendo esta representativa del patrón de consumo a lo largo de estos dos meses:



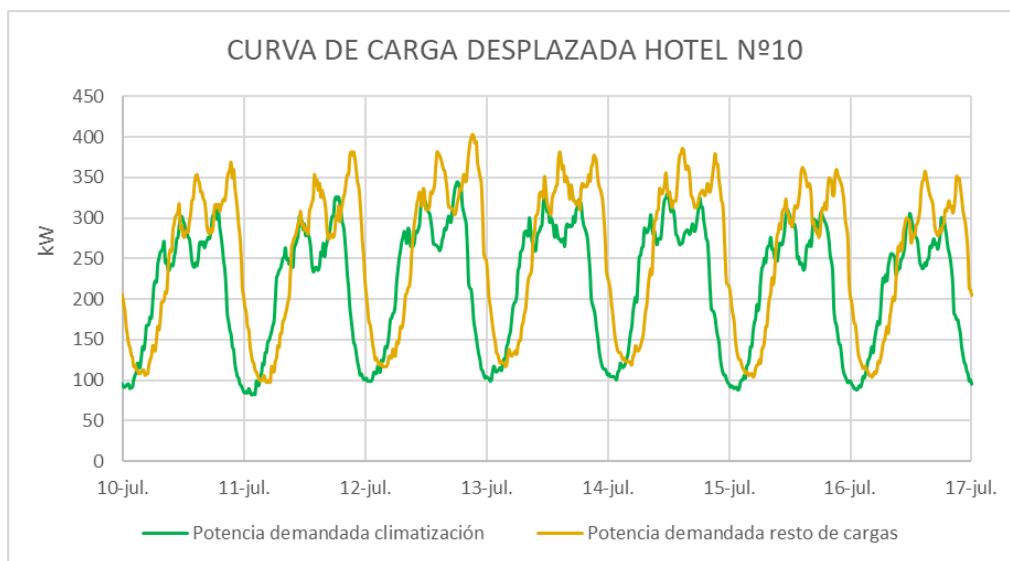
Gráfica 22: Curva de carga segunda semana de julio para suministro Hotel nº10.

Como se observa en la anterior gráfica, la mayor parte del consumo se concentra entre las horas 11:00 – 23:00, esto implica un consumo elevado en los periodos P1 y P2, siendo éstos los que más repercusión tienen sobre el importe económico referido al término de energía.

Por tanto, se propone desplazar el consumo destinado al sistema de climatización, en la medida de lo posible para, garantizando las condiciones de confort necesarias para el punto de suministro, consumir mayor parte de la energía en P6.

Dado que no se dispone de una curva de carga horaria/cuarto-horaria donde se represente exclusivamente la demanda de consumo destinado al sistema de climatización, se va a admitir la estimación de que la curva de carga representada en la *Gráfica 22* está compuesta por el 46% de consumo en climatización y el 54% restante distribuido en las diferentes cargas. La estimación admite que la naturaleza de la demanda del sistema de climatización y del resto de cargas es la misma que la indicada en la anterior gráfica.

De tal forma, se propone la siguiente curva de carga para la misma semana de estudio:



Gráfica 23: Curva de carga desplazada segunda semana de julio para suministro Hotel nº10.

Destacar en la curva de carga anterior únicamente ha sido desplazado 3 horas el consumo destinado a climatización. Realizando ahora el estudio de este desplazamiento para los dos meses completos de junio y julio y teniendo en cuenta los periodos tarifarios correspondientes en cada periodo del mes se tiene la siguiente distribución de consumo por periodos tarifarios para los meses junio-julio:

	%P1	%P2	%P3	%P4	%P5	%P6
Situación actual	23,40%	22,54%	4,17%	7,32%	0,01%	42,55%
Escenario propuesto	24,05%	20,44%	4,28%	6,89%	0,01%	44,34%

Tabla 34: Distribución consumos por periodos con desplazamiento del consumo para suministro Hotel nº10.

Como se observa en la anterior tabla, el consumo en P6 ha aumentado en importante medida, no obstante, el consumo en P1 también ha aumentado debido al desplazamiento. Por tanto, es necesario un análisis económico del término de energía para determinar con rigor la viabilidad de esta última propuesta.

Dado que el suministro presenta un contrato acogido a una modalidad indexada pura a OMIE, y el estudio de optimización se realiza para un periodo posterior al estudiado, se debe realizar una estimación de los precios de energía que presentará el mercado en un futuro. Para ello es necesario tener en cuenta diferentes variables como: coeficientes de apuntamiento, pagos de operador al mercado, pagos de operador al sistema, término FEE, servicio de interrumpibilidad, etc.

Dado que el objeto del proyecto consiste en proponer una metodología para optimizar los términos de la factura eléctrica, y no en realizar un estudio del precio de la energía a futuros, se

va a realizar una estimación del ahorro del importe por el término de energía teniendo en cuenta el precio horario del mercado para el año natural del estudio.

Dicho esto, teniendo en cuenta todos los factores que influyen en el precio horario de la energía explicados previamente y, siguiendo el cálculo indicado en la expresión (5.4.2) para cada una de las horas comprendidas en el periodo enero-diciembre, se concluye que:

	Situación actual		Escenario desplazamiento consumo	
	Consumo (kWh)	TE (€)	Consumo (kWh)	TE (€)
Junio	287.900	20.994	287.900	20.941
Julio	354.546	26.853	354.546	26.736
AHORRO ESTIMADO (€)				170

Tabla 35: Ahorro propuesto por desplazamiento del consumo para suministro Hotel nº10.

Por otro lado, respecto a la implantación del Sistema de Control Centralizado:

	Situación actual		Escenario SCC	
	Consumo (kWh)	TE (€)	Consumo (kWh)	TE (€)
Mayo	192.364	11.899	183.515	11.352
Junio	287.900	20.994	274.657	20.028
Julio	354.546	26.853	338.237	25.618
Agosto	356.951	21.603	340.531	20.609
Septiembre	268.054	17.626	255.724	16.816
AHORRO ESTIMADO (€)				4.553

Tabla 36: Ahorro propuesto por SCC para suministro Hotel nº10.

Como se observa en las anteriores tablas, el ahorro propuesto estimado con la implementación de estas dos medidas es de aproximadamente 5.000 €/año.

Destacar que, para el cálculo de los precios horarios para el término de energía se han tomado los valores de pagos de operador al sistema, pagos de operador al mercado y ATR correspondientes a la tarificación 6.1A según lo recogido en la Orden IET/107/2014 [12]. Respecto al término FEE se ha utilizado el presente en el contrato del suministro vigente a fecha de realización del proyecto (0,113 c€/MWh).

Por último, queda por analizar la influencia del consumo de energía reactiva para este suministro. En la siguiente tabla se resumen los consumos de energía activa y reactiva, así como los valores del factor de potencia correspondiente a cada periodo tarifario para cada mes:

	E. Activa (kWh)						E. Reactiva (kVArh)						Factor de potencia					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Enero	35.756	56.171	0	0	0	75.149	8.906	14.038	0	0	0	21.671	0,97	0,97	-	-	-	0,96
Febrero	28.186	44.415	0	0	0	58.525	7.970	12.913	0	0	0	19.551	0,96	0,96	-	-	-	0,95
Marzo	0	0	33.607	54.605		61.740	0	0	10.403	16.750	0	23.185	-	-	0,96	0,96	-	0,94
Abril	0	0	0	0	78.131	71.406	0	0	0	0	23.554	24.445	-	-	-	-	0,96	0,95
Mayo	0	0	0	0	108.731	83.633	0	0	0	0	21.219	18.244	-	-	-	-	0,98	0,98
Junio	49.675	48.012	26.822	47.058	0	116.333	7.917	7.823	4.950	8.909	0	21.492	0,99	0,99	0,98	0,98	-	0,98
Julio	100.679	96.824	0	0	0	157.043	16.315	16.108	0	0	0	26.559	0,99	0,99	-	-	-	0,99
Agosto	0	0	0	0	0	356.951	0	0	0	0	0	56.821	-	-	-	-	-	0,99
Septiembre	0	0	57.926	96.271	0	113.857	0	0	9.331	16.631	0	20.833	-	-	0,99	0,99	-	0,98
Octubre	0	0	0	0	121.310	103.950	0	0	0	0	23.035	21.586	-	-	-	-	0,98	0,98
Noviembre	0	0	35.620	55.915		76.186	0	0	7.546	11.616	0	16.244	-	-	0,98	0,98	-	0,98
Diciembre	31.062	48.213	0	0	0	99.097	6.325	10.213	0	0	0	20.139	0,98	0,98	-	-	-	0,98

Tabla 37: Consumo reactiva para suministro Hotel nº10.

Como se observa en la *Tabla 37*, el factor de potencia para los periodos P1-P5 es superior a 0,95 para todos los meses del año natural, por tanto, no existe penalización por consumo de reactiva. Cabe destacar que para el mes de marzo en P6 el factor de potencia es menor a 0,95, no obstante, dado que el consumo de reactiva no penaliza en este periodo, esto no conlleva una repercusión económica.

En los restantes apartados se pretende proporcionar una visión global de la optimización propuesta para los suministros estudiados y los 6 restantes, diferenciando las optimizaciones según las metodologías propuestas y estudiando las inversiones económicas que cada una de ellas conllevan.

7.2.5. Resto de suministros

En este apartado se pretende realizar un resumen de las optimizaciones realizadas para los 4 suministros en los anteriores apartados y para los 6 restantes que quedan por optimizar.

Recogiendo lo indicado en la *Tabla 9*, después de haber estudiado los 4 suministros, quedan 6 más por optimizar. No se entrará en detalle en la optimización de estos 6 suministros con el fin de no repetir el mismo proceso excesivas veces. No obstante, la metodología aplicada será la misma que la indicada hasta el momento siguiendo el mismo proceso.

Dicho esto, para el resto de suministros con tarifas 3P no estudiados hasta el momento se proponen las siguientes optimizaciones de potencia:

Nombre suministro	Tipo tarifa acceso	Situación actual			Escenario propuesto			Ahorro TP estimado (€/año)
		PC1 (kW)	PC2 (kW)	PC3 (kW)	PC1 (kW)	PC2 (kW)	PC3 (kW)	
Hotel nº3	3.1A	200	200	200	139	139	139	2.200
Hotel nº4	3.1A	200	200	200	195	195	195	100

Tabla 38: Optimización término de potencia tarifas 3P.

Respecto a la optimización de la potencia para los suministros con tarifas 6P no estudiados hasta el momento se tienen las siguientes propuestas:

Nombre suministro	Tipo tarifa acceso	Situación actual		Escenario propuesto		Ahorro TP estimado (€/año)
		[PC1 - PC5] (kW)	PC6 (kW)	[PC1 - PC5] (kW)	PC6 (kW)	
Hotel nº7	6.1A	724	724	356	590	7.083
Hotel nº8	6.1A	425	451	273	451	6.351
Hotel nº9	6.1A	340	770	515	721	5.324

Tabla 39: Optimización término de potencia tarifas 6P.

Respecto a los cambios de tarificación propuestos para los hoteles nº1, 5 y 6 se tiene:

Nombre suministro	Situación actual		Escenario propuesto		Ahorro anual estimado (€/año)	Observaciones
	Tipo tarifa acceso	PC (kW)	Tipo tarifa acceso	PC (kW)		
Hotel nº1	2.0A	9,2	2.0DHA	9,2	420	Necesidad de nuevo BIE
Hotel nº5	3.1A	330-330-330	6.1A	187-195-235-246-246-451	12.500	Necesidad de nuevo BIE
Hotel nº6	3.1A	230-230-230	6.1A	98-98-105-105-105-451	4.138	Necesidad de nuevo BIE

Tabla 40: Optimización por tarifa de acceso.

Destacar que, para el resto de suministros 3P, dado que éstos no presentan un consumo excesivamente elevado en comparación con los hoteles nº5 y 6, al realizar el estudio se ha concluido que no es viable el cambio de tarificación teniendo en cuenta la inversión a realizar.

Respecto a los desplazamientos de la curva de carga propuestos para los diferentes suministros, se le suman los recogidos en la siguiente tabla:

Nombre suministro	Tipo tarifa acceso escenario propuesto	Ahorro por desplazamiento consumo (€/año)
Hotel nº1	2.0DHA	Distribución consumos no disponible
Hotel nº2	3.0A	Curva de carga no disponible
Hotel nº3	3.1A	94
Hotel nº4	3.1A	78
Hotel nº5	6.1A	17
Hotel nº6	6.1A	106
Hotel nº7	6.1A	155
Hotel nº8	6.1A	123
Hotel nº9	6.1A	248
Hotel nº10	6.1A	170

Tabla 41: Optimización por desplazamiento de curva de carga.

En cuanto a la optimización del sistema de climatización a través de la implementación de un Sistema de Control Centralizado se tienen los siguientes resultados:

Nombre de suministro	Tipo tarifa acceso escenario propuesto	Ahorro por SCC (€/año)
Hotel nº1	2.0DHA	No aplicable
Hotel nº2	3.0A	1.021
Hotel nº3	3.1A	1.174
Hotel nº4	3.1A	1.224
Hotel nº5	6.1A	1.259
Hotel nº6	6.1A	1.354
Hotel nº7	6.1A	2.636
Hotel nº8	6.1A	2.988
Hotel nº9	6.1A	3.741
Hotel nº10	6.1A	4.553

Tabla 42: Optimización por Sistema de Control Centralizado.

Por último, respecto a la optimización por término de reactiva, hasta el momento se han analizado suministros que no presentaban penalización por consumo de la misma o que ésta era muy baja. Al analizar el resto de suministros se ha llegado a la misma conclusión a excepción de los hoteles nº3 y 7. En la siguiente tabla se muestran los suministros con las penalizaciones correspondientes por consumo de energía reactiva y la inversión requerida para mitigar dicha penalización:

Nombre suministro	Tipo tarifa acceso escenario propuesto	Ahorro mitigación reactiva (€/año)
Hotel nº1	2.0DHA	0
Hotel nº2	3.0A	0
Hotel nº3	3.1A	700
Hotel nº4	3.1A	0
Hotel nº5	6.1A	25
Hotel nº6	6.1A	0
Hotel nº7	6.1A	3.000
Hotel nº8	6.1A	0
Hotel nº9	6.1A	0
Hotel nº10	6.1A	0

Tabla 43: Ahorro propuesto por mitigación del término de reactiva.

7.2.6. Reducción emisiones CO₂

Por último, se pretende hacer hincapié sobre el impacto medioambiental que esta optimización provoca. La única mejora que implica una reducción del consumo energético es la implementación del Sistema de Control Centralizado, por lo que, analizando el consumo en los escenarios pre y post-optimización:

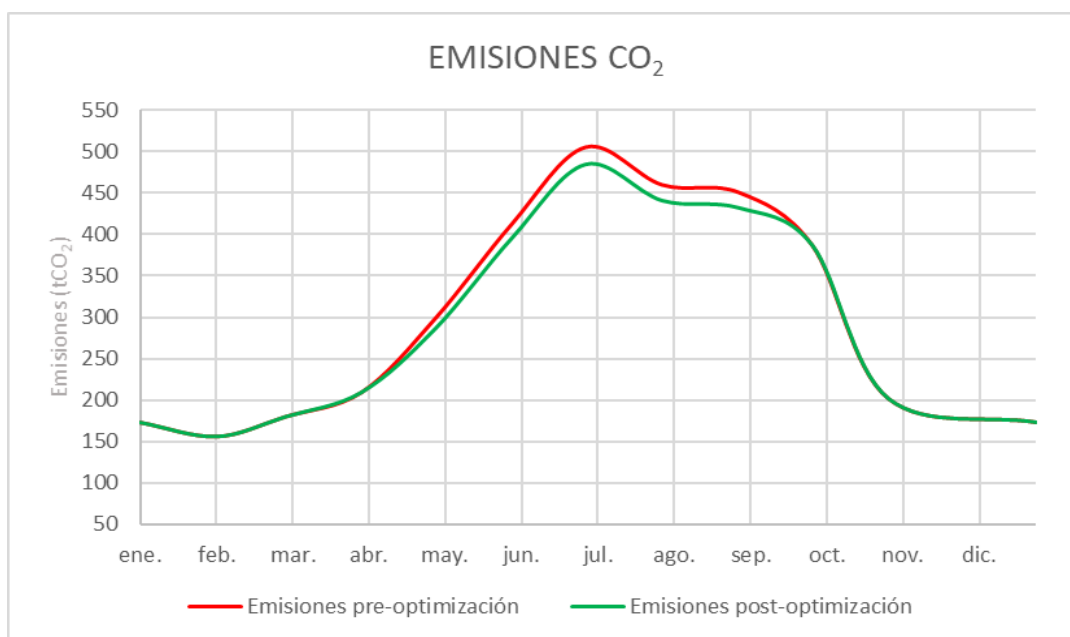
Consumo pre-optimización (MWh/año)	Consumo post-optimización (MWh/año)	Reducción de consumo (MWh/año)	Reducción del consumo (%)	Reducción emisiones (tCO ₂ /año)
12.924,35	12.572,88	351,47	2,72%	98,41

Tabla 44: Reducción emisiones CO₂.

Por tanto, admitiendo que el sistema de climatización actúa exclusivamente en los meses comprendidos en el periodo mayo-septiembre, se espera una reducción de las emisiones de 98,41 tCO₂/año de energía eléctrica consumida.

El coeficiente de conversión de energía eléctrica producida a emisiones de CO₂ ha sido tomado a partir de la fuente “Comisión Nacional de Mercados y la Competencia” para la comercializadora correspondiente en cada caso (0,28 tCO₂/MWh).

En la siguiente gráfica se puede observar la disminución de emisiones debida a la implementación del Sistema de Control Centralizado:



Gráfica 24: Reducción emisiones por SCC.

En la gráfica anterior se puede apreciar la disminución de las emisiones para los meses donde actúa el sistema de climatización, es decir, para el periodo mayo-septiembre.

Como se ha matizado previamente, esto representa una disminución del 2,72% de las emisiones de CO₂ emitidas anualmente.

8.PRESUPUESTOS

En el presente apartado se pretende caracterizar cada uno de los presupuestos necesarios para llevar a cabo las optimizaciones propuestas a realizar.

En primer lugar, respecto a las optimizaciones de potencia, como ya se ha indicado anteriormente, las inversiones necesarias a realizar están destinadas al pago de derechos de enganche, extensión y a la obtención de un nuevo *BIE*, en caso de que fuera necesario. Por tanto, observando lo indicado en la *Tabla 9*, respecto a las optimizaciones propuestas es necesaria la obtención de un nuevo *BIE* para los suministros: *Hotel nº5* y *Hotel nº6*.

Debido a la dificultad de estimación del precio de elaboración de un nuevo *BIE* para estos suministros, no se tendrá en cuenta esta inversión requerida para llevar a cabo la optimización.

Por tanto, sintetizando lo anteriormente explicado y según lo recogido en la Orden ITC/3519/2009 [7], la inversión a realizar debido a cambios de potencia varía según:

Reducción de potencia contratada

En caso de reducir la potencia contratada, únicamente se deben pagar los denominados *derechos de enganche*, estos son los derechos que se deben pagar a la entidad distribuidora para que el suministro en cuestión esté conectado a red. El precio de éstos difiere en función del nivel de tensión del suministro:

- Alta Tensión: derechos de enganche = 79,49197 €
- Baja Tensión: derechos de enganche = 9,04776 €

Incremento de potencia contratada

En caso de producirse un aumento de la potencia contratada, se deben pagar los *derechos de enganche* anteriormente descritos, así como los *derechos de acometida* y *derechos de extensión*:

- Derechos de acometida
 - Alta Tensión = 16,992541 €/kW
 - Baja Tensión = 19,703137 €/kW
- Derechos de extensión
 - Alta Tensión = 15,718632 €/kW
 - Baja Tensión = 17,374714 €/kW

Según las optimizaciones propuestas anteriormente, se tienen 7 reducciones y 2 aumentos de potencia contratada, siendo estas últimas debidas a cambios de tarificación.

Por tanto:

Suministros en Baja Tensión

$$\text{Inversión} = DchENGANCHE_{BT}$$

- Inversión destinada a reducción de potencia contratada para Hotel nº2: **9 €**

Suministros en Alta Tensión

$$\text{Inversión} = DchENGANCHE_{AT}$$

- Inversión destinada a reducción de potencia contratada para hoteles nº3, 4, 7, 8, 9 y 10: **480 €**

En cuanto al cambio de tarificación, esto también influye en las potencias contratadas, por lo que siguiendo con el mismo procedimiento:

- Cambio 2.0A a 2.0DHA (Hotel nº1): **9 €**
- Cambio 3.1A a 6.1A (Hoteles nº5 y 6): **11.345 €**

Respecto a la mitigación por consumo de reactiva, la inversión necesaria se canaliza en la instalación de las baterías de condensadores necesarias para compensar dicho consumo. La marca elegida es *CIRCUTOR*, el catálogo de las baterías se muestra en el siguiente apartado "10. Referencias y Anexos".

Con esto, la inversión referida a las baterías de condensadores es:

- Precio baterías de condensadores: **3.400 €**
- Precio aproximado mano de obra montaje baterías: **150 €**

En lo referido a la implementación del Sistema de Control Centralizado para reducir el consumo de climatización, teniendo en cuenta las horas de operarios necesarios para la instalación del sistema y el coste del mismo se tiene una inversión aproximada necesaria de: **143.000 €**

Destacar una vez más que, esta última optimización nombrada, referida al sistema de climatización, se pretende llevar a cabo en un futuro en caso de ser más viable.

A todo lo anteriormente citado, queda por añadir el presupuesto por la redacción del presente proyecto.

Se tiene en cuenta que este proyecto ha sido desarrollado por un Ingeniero Energético, destinando a la redacción del mismo un periodo aproximado de 4 meses, y añadiendo 3 meses más destinados a visitas a campo para tomar datos sobre los suministros.

Suponiendo un salario medio de 14 €/hora, y considerando un empleo de 20 horas/semana se tiene una inversión necesaria de: **9.000 €**.

Debido al elevado valor de inversión destinada a la optimización del sistema de climatización a través del Sistema de Control Centralizado, se van a proponer 2 escenarios distintos:

- *Escenario propuesto 1*: Se llevarán a cabo todas las optimizaciones propuestas desde un primer momento.
- *Escenario propuesto 2*: En primer lugar, se llevarán a cabo las optimizaciones indicadas anteriormente a excepción de la implementación del Sistema de Control Centralizado y, una vez superado el periodo de retorno esperado, estudiar la viabilidad de implementar la optimización del sistema de climatización.

Por tanto, la inversión estimada para el *Escenario propuesto 1*, llevando a cabo la totalidad de las optimizaciones propuestas en el presente proyecto toma un valor de:

Inversión total estimada (Escenario propuesto 1) \approx 170.000 €

Para este escenario el ahorro anual proyectado toma un valor de:

Ahorro anual proyectado (Escenario propuesto 1) \approx 75.000 €/año

Lo que conduce a un periodo de retorno simple (PRS) de:

PRS (Escenario propuesto 1) \approx 2,23 años

Analizando en segundo lugar el *Escenario propuesto 2*, llevando a cabo las mejoras indicadas anteriormente a excepción de la implementación del Sistema de Control Centralizado para disminuir el consumo en climatización, se requiere una inversión de:

Inversión total estimada (Escenario propuesto 2) \approx 25.000 €

Del mismo modo, el ahorro anual proyectado para este escenario toma un valor de:

Ahorro anual proyectado (Escenario propuesto 2) \approx 55.000 €/año

Lo que conduce, en este caso, a un periodo de retorno simple (PRS) de:

PRS (Escenario propuesto 2) \approx 6 meses

Con todo esto, se decide actuar según lo indicado en el *Escenario propuesto 2*, excluyendo en un primer momento la optimización referida al sistema de climatización y, una vez superado el periodo de retorno, estudiar la viabilidad económica de llevar a cabo la implementación del Sistema de Control Centralizado.

9.CONCLUSIONES

Previo el estudio realizado en los anteriores apartados, a continuación, se muestran los ahorros e inversiones para cada optimización propuesta según las metodologías desarrolladas anteriormente, diferenciando los dos escenarios posibles:

Optimización	Ahorro anual (€/año)	Inversión necesaria (€)	PRS (años)
Potencias contratadas	32.792	486	0,01
Sistema climatización	19.950	142.800	7,16
Tarifa acceso	17.058	11.354	0,67
Mitigación reactiva	3.725	3.400	0,91
Desplazamiento consumo	991	0	0,00
TOTAL	74.516	158.040	2,12

Tabla 45: Ahorro global Escenario propuesto 1.

Mientras que para el *Escenario Propuesto 2*:

Optimización	Ahorro anual (€/año)	Inversión necesaria (€)	PRS (años)
Potencias contratadas	32.792	486	0,01
Tarifa acceso	17.058	11.354	0,67
Mitigación reactiva	3.725	3.400	0,91
Desplazamiento consumo	991	0	0,00
TOTAL	54.566	15.240	0,28

Tabla 46: Ahorro global Escenario propuesto 2.

Destacar que, a las inversiones totales referidas en las tablas 45 y 46, se le debe añadir el coste de redacción del proyecto por parte del *Ingeniero Energético*, siendo el coste destinado a esto de, según lo señalado anteriormente, ≈ 9.000 €.

Por tanto, analizando las tablas anteriormente indicadas, destaca el elevado valor de la inversión requerida destinada a la implementación del Sistema de Control Centralizado para los suministros, lo que alargaría el periodo de retorno.

Por tanto, valorando que el periodo de retorno simple en el segundo caso es destacablemente reducido en comparación con el primer caso, se decide optar por el *Escenario propuesto 2*, es decir, aplicar las optimizaciones propuestas en la *Tabla 46* y, posteriormente, llevar un estudio sobre la viabilidad de la implementación del Sistema de Control Centralizado.

En consecuencia, se decide llevar a cabo la optimización referida a: potencia contratada, tarifa de acceso, mitigación del consumo de reactiva y desplazamiento del consumo. Esto supone una inversión de \approx **25.000 €** y representa un ahorro anual de \approx **55.000 €/año**, lo que conlleva un periodo de retorno simple de **PRS \approx 6 meses**.

Una vez desarrollado y redactado el estudio de optimización de los costes de energía eléctrica y mejora de la eficiencia energética para la línea de 10 hoteles descrito en el presente proyecto, se consideran los siguientes puntos clave a destacar:

- Debido al fin docente del presente proyecto, se ha considerado necesaria la agrupación de los hoteles en función de sus características, realizando la optimización para 1 suministro de cada tipo, con el fin de no repetir excesivas veces el mismo procedimiento.
- Durante el estudio del funcionamiento del mercado eléctrico y del ahorro económico que conlleva una mejora energética, se ha comprendido la elevada complejidad del mercado eléctrico, teniendo éste numerosos factores que influyen en los precios y, siendo éstos variables para cada hora del día según la modalidad de compra de energía.
- En el caso del presente proyecto, ha sido necesaria la estimación de la curva de carga destinada al uso del sistema de climatización para poder analizar el ahorro energético que representa un desplazamiento del consumo. Es por ello que, para futuros estudios, sería de interés analizar la demanda de consumo desagregada a las cargas de interés a optimizar energéticamente.

Por último, es de elevado de interés estudiar la posibilidad de implementar medidas de consumo energético a través de recursos renovables, como puede ser el aprovechamiento de la energía solar térmica para la climatización de las piscinas o para la denominada “Refrigeración Solar”.

Destacar que esta última medida aprovecha la energía solar térmica para climatizar un espacio determinado a través de un sistema de absorción, sustituyendo los compresores mecánicos por compresores térmicos.

Para finalizar la elaboración del presente proyecto, se pretende plasmar en una tabla resumen el ahorro proyectado energético, económico y el referido a la reducción de emisiones:

Ahorro energético (kWh/año)	Ahorro económico (€/año)	Reducción de emisiones (tCO ₂ /año)
351.470	74.500	98,41
2,72%	6,73%	2,72%

Tabla 47: Ahorros finales proyectados.

10. REFERENCIAS Y ANEXOS

- [1] Ley 49/1984, de 26 de diciembre, sobre explotación unificada del sistema eléctrico nacional.
- [2] Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- [3] Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.
- [4] Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- [5] Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.
- [6] Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015.
- [7] Corrección de errores de la Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2010 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.
- [8] 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.
- [9] Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- [10] Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica
- [11] Orden IET/1491/2013, de 1 de agosto, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para su aplicación a partir de agosto de 2013 y por la que se revisan determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial para el segundo trimestre de 2013.
- [12] Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014.
- [13] Directiva Europea 2003/54/CE, de 26 de junio de 2003 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE.
- ❖ Cálculo precios horarios energía eléctrica: <http://www.omie.es/>
 - ❖ Cálculo precios baterías de condensadores: <http://www.generadordeprecios.info/>
 - ❖ Catálogo baterías de condensadores serie STANDARD (STD) marca **CIRCUTOR**
 - ❖ Ficha técnica ahorro energético por Sistema Control Centralizado: <http://www.lonmark.es>

STANDARD (STD)

Baterías de compensación automática



Descripción

Las baterías de condensadores serie STD son equipos diseñados para la compensación de energía reactiva en redes donde

variaciones de potencia tienen carencia de segundos, con lo cual la maniobra ha de realizarse mediante contactores.

Aplicación

Su simplicidad de instalación, sumada a la alta tecnología y robustez, hacen de la Serie STD el equipo ideal para compensar las instalaciones donde los niveles de carga son

Características

Características eléctricas		
Tensión de empleo	230, 400 V (otras tensiones, consultar)	
Tensión de refuerzo (400 V)	440 V	
Tolerancia sobre la capacidad	0, ± 10%	
Equipo formado por	Condensador CLZ (excepto STD3 y STD4) Contactores con bloque de preinserción y resistencia de descarga rápida Protección en cabezera por fusibles con alto poder de corte (APR). Serie NH-00 Regulador de energía reactiva serie computer m con	
Suplementos	Interruptor manual en cabezera de batería Interruptor automático en cabezera de batería Interruptor automático + Protección diferencial en cabezera de batería Unidad de ventilación forzada + termostato Placa de policarbonato contra contactos directos Autotransformador 400/230 V	
Nivel de aislamiento	3/ 15 kV	
Resistencia de descarga	75 V / 3 minutos	
Sobrecarga	1,3 veces la corriente nominal en permanencia	
Sobretensión	10% 8 sobre 24 horas 15% hasta 15 minutos sobre 24 horas 20% hasta 5 minutos sobre 24 horas 30% hasta 1 minutos sobre 24 horas	
Tensión maniobra contactores	230 V	
Condiciones ambientales		
Temperatura clase D	Media diaria	45 °C
	Media anual	35 °C
	Máxima	50 °C
	Mínima	-25 °C
Humedad	80% HR	
Altitud	2 000 m	
Características mecánicas		
Grado protección	IP 21	
Color	RAL 7035 Gris RAL 3005 Granate	
Condiciones de montaje		
Tipo montaje	Vertical	
Ventilación		
Distancia entre condensadores	Mínimo 2 cm	
Normas		
CEI 60831-1, CEI 707, UNE 20827, UNE 20010, BS 1650, VDE 560		

R.3

Baterías automáticas de condensadores

STANDARD (STD)

Baterías de compensación automática



Referencias

kvar	Composición	Interruptor (A)	Sección cable (mm ²)	Peso (kg)	Dimensiones (mm) ancho x alto x fondo	Tipo	Código
440 V	400 V						
7,5	6,2 (2,5 + 5)	63	6	28	290 x 464 x 170	STD3-7,5-440	R36610
12,5	10 (2,5 + 5 + 5)	63	6	28	290 x 464 x 170	STD3-12,5-440	R36620
17,5	14 (2,5 + 5 + 10)	63	10	30	290 x 464 x 170	STD3-17,5-440	R36625
25	21 (5 + (2 x 10))	63	16	31	290 x 464 x 170	STD3-25-440	R36635
31,25	26 (6,25 + (2 x 12,5))	63	16	32	290 x 464 x 170	STD3-31,25-440	R36637
37,5	31,25 (7,5 + (2 x 15))	63	16	33	290 x 464 x 170	STD3-37,5-440	R36639
43,75	36 (6,25 + (3 x 12,5))	100	25	36	460 x 930 x 230	STD4-43,75-440	R34610
50	41 (10 + (2 x 20))	160	25	37	460 x 930 x 230	STD4-50-440	R34615
55	45 (5 + 10 + (2 x 20))	160	35	40	460 x 930 x 230	STD4-55-440	R34620
60	50 (3 x 20)	160	35	40	460 x 930 x 230	STD4-60-440	R34622
70	58 (10 + (3 x 20))	160	50	41	460 x 930 x 230	STD4-70-440	R34630
80	66 (4 x 20)	250	70	41	460 x 930 x 230	STD4-80-440	R34635
87,5	72 (12,5 + (3 x 25))	250	70	43	460 x 930 x 230	STD4-87,5-440	R34636
100	83 (4 x 25)	250	95	46	460 x 930 x 230	STD4-100-440	R34637
105	87 (15 + (3 x 30))	250	95	66	615 X 1330 X 400	STD6-105-440	R3P655
120	99 (4 x 30)	400	95	74	615 X 1330 X 400	STD6-120-440	R3P656
135	112 (15 + (4 x 30))	400	95	81	615 X 1330 X 400	STD6-135-440	R3P657
150	124 (5 x 30)	400	120	82	615 X 1330 X 400	STD6-150-440	R3P658
165	136 (15 + (5 x 30))	400	120	83	615 X 1330 X 400	STD6-165-440	R3P659
180	149 (6 x 30)	400	150	87	615 X 1330 X 400	STD6-180-440	R3P660
195	161 (15 + (6 x 30))	400	150	117	1180 x 1340 x 360	STD12-195-440	R3R700
210	173 (7 x 30)	400	185	119	1180 x 1340 x 360	STD12-210-440	R3R701
225	186 (15 + (7 x 30))	400	185	121	1180 x 1340 x 360	STD12-225-440	R3R702
240	198 (8 x 30)	630	185	124	1180 x 1340 x 360	STD12-240-440	R3R703
255	210 (15 + (8 x 30))	630	240	127	1180 x 1340 x 360	STD12-255-440	R3R704
270	223 (9 x 30)	630	240	130	1180 x 1340 x 360	STD12-270-440	R3R705
285	235 (15 + (9 x 30))	630	240	133	1180 x 1340 x 360	STD12-285-440	R3R706
300	248 (10 x 30)	630	240	136	1180 x 1340 x 360	STD12-300-440	R3R707
315	260 (15 + (10 x 30))	630	240	139	1180 x 1340 x 360	STD12-315-440	R3R708
330	273 (11 x 30)	630	2x150	142	1180 x 1340 x 360	STD12-330-440	R3R709
345	285 (15 + (11 x 30))	800	2x150	145	1180 x 1340 x 360	STD12-345-440	R3R710
360	298 (12 x 30)	800	2x150	155	1180 x 1340 x 360	STD12-360-440	R3R711
330	273 (30 + (5 x 60))	800	2x150	232	1180 x 1650 x 360	STD8-330-440	R3E462
360	298 (6 x 60)	800	2x185	240	1180 x 1650 x 360	STD8-360-440	R3E464
390	322 (30 + (6 x 60))	1000	2x185	245	1180 x 1650 x 360	STD8-390-440	R3E466
420	347 (7 x 60)	1000	2x240	250	1180 x 1650 x 360	STD8-420-440	R3E470
450	372 (30 + (7 x 60))	1000	2x240	255	1180 x 1650 x 360	STD8-450-440	R3E472
480	397 (8 x 60)	1250	2x240	260	1180 x 1650 x 360	STD8-480-440	R3E474
450	372 (50 + (4 x 100))	1000	2x185	270	1180 x 1895 x 460	STD SC8-450-440	R3E499
500	413 (5 x 100)	1000	2x240	275	1180 x 1895 x 460	STD SC8-500-440	R3E500
550	454 (50 + (5 x 100))	1250	2x240	280	1180 x 1895 x 460	STD SC8-550-440	R3E501
600	496 (6 x 100)	1250	2x240	285	1180 x 1895 x 460	STD SC8-600-440	R3E502
650	537 (50 + (6 x 100))	1600	3x150	290	1180 x 1895 x 460	STD SC8-650-440	R3E503
700	579 (7 x 100)	1600	3x150	295	1180 x 1895 x 460	STD SC8-700-440	R3E504
750	620 (50 + (7 x 100))	1600	3x185	300	1180 x 1895 x 460	STD SC8-750-440	R3E505
800	661 (8 x 100)	1600	3x185	305	1180 x 1895 x 460	STD SC8-800-440	R3E506
900	744 (50 + 50 + (8 x 100))	1600 / 400	3x150 / 185	525	2460 x 1895 x 460	STD SC16-900-440	R3E576
950	785 (50 + (9 x 100))	1600 / 400	3x185 / 185	535	2460 x 1895 x 460	STD SC16-950-440	R3E577
1000	826 (10 x 100)	1600 / 400	3x185 / 185	545	2460 x 1895 x 460	STD SC16-1000-440	R3E579
1050	868 (50 + (10 x 100))	1600 / 630	3x185 / 240	555	2460 x 1895 x 460	STD SC16-1050-440	R3E580
1100	909 (11 x 100)	1600 / 630	3x185 / 2x120	565	2460 x 1895 x 460	STD SC16-1100-440	R3E581
1150	950 (50 + (11 x 100))	1600 / 800	3x185 / 2x150	575	2460 x 1895 x 460	STD SC16-1150-440	R3E582
1200	992 (12 x 100)	1600 / 1000	3x185 / 2x185	585	2460 x 1895 x 460	STD SC16-1200-440	R3E583
1300	1074 (100 + 6 x 200)	1600 / 1000	3x185 / 2x240	590	2460 x 1895 x 460	STD SC16-1300-440	R3E584
1400	1157 (2 x 100 + 6 x 200)	1600 / 1250	3x185 / 3x120	595	2460 x 1895 x 460	STD SC16-1400-440	R3E588
1500	1240 (100 + (7 x 200))	1600 / 1600	3x185 / 3x150	600	2460 x 1895 x 460	STD SC16-1500-440	R3E590
1600	1322 (100 + 100 + (7 x 200))	1600 / 1600	3x185 / 3x185	605	2460 x 1895 x 460	STD SC16-1600-440	R3E591

Room automation function	Potential saving	Positive factors of influence
Potential saving in lighting energy		
Constant lighting control (CLC) (occupancy-dependent; with dimmer)	35 - 50 %	>> Good supply of daylight >> Good level of illuminance (>300 lx) >> Particularly efficient with ASA
Automatic lighting control (occupancy- & brightness-dependent; with switch)	25 - 45 %	>> Good supply of daylight >> Good level of illuminance
Solar-responsive window blinds	5 - 8 %	>> Good supply of daylight
Automatic slat adjustment (ASA)	10 - 13 %	>> Good supply of daylight >> Particularly efficient with CLC
Potential saving in heating and cooling energy		
Time programme for operating modes	5 - 10 %	>> Long operating period for heating >> Low building mass
Occupancy change-over	5 - 10 %	>> Long period of absence during operating period for heating
Window monitoring	5 - 10 %	>> Low building mass
Free night-time cooling	No details	>> Circulation of outside air must be possible
Summer compensation	No details	>> Possible for all types of cooling system
Thermal cut-out for solar protection facility	5 %	>> Good supply of daylight >> External solar protection

Valencia, junio de 2018

Fdo.: Carlos Montero Calomarde
Ingeniero Energético
cmontero212@gmail.com