



Universidad
Zaragoza

Proyecto Fin de Carrera

Análisis técnico-económico de alternativas
para la reducción del coste del suministro
eléctrico en estaciones de bombeo

Autor/es

MIGUEL TOMÁS CÁSEDAS

Director/es y/o ponente

JOSE MARÍA YUSTA LOYO

Escuela de Ingeniería y Arquitectura (E.I.N.A.)

Año 2014

INDICE

1. INTRODUCCIÓN.....	Pág.5
1.1. Ámbito y justificación.....	Pág.6
1.2. Objeto del proyecto.....	Pág.6-7
1.3. Estructura del proyecto.....	Pág.7
2. MERCADO ELECTRICO ESPAÑOL.....	Pág.8
2.1. Breve reseña histórica del mercado eléctrico Español.....	Pág.9
2.2. Situación anterior al proceso de liberalización.....	Pág.10-12
2.3. Proceso de liberalización.....	Pág.13
2.3.1. Causas y antecedentes.....	Pág.13-14
2.3.2. Marco legal: Ley 54/1997.....	Pág.14
2.4. Reforma de precios de 1 de Agosto de 2013.....	Pág.15
2.4.1. Evolución precios de tres periodos tarifarios.....	Pág.15
2.4.2. Evolución precios de seis periodos tarifarios.....	Pág.16-17
3. PROBLEMAS DE SOBRECOSTE ELÉCTRICO.....	Pág.18
3.1. Introducción al problema.....	Pág.19
3.1.1. Elementos de una factura.....	Pág.20
3.1.2. El termino de potencia.....	Pág.20-21
3.1.3. Análisis del termino de potencia en varias CR.....	Pág.21
3.2. Conclusiones y diferentes soluciones.....	Pág.22
3.2.1. Conclusiones.....	Pág.22
3.2.2. Diferentes soluciones.....	Pág.22

4. DIFERENTES ALTERNATIVAS DE SUMINISTRO ELECTRICO.....	Pág.23
4.1. Alternativa 1 : Suministro eléctrico ordinario (doce meses).....	Pág.24
4.1.1. Descripción de la alternativa 1.....	Pág.24
4.1.2. Marco legal alternativa 1.....	Pág.25-26
4.1.3. Metodología de cálculo alternativa 1.....	Pág.26
4.2. Alternativa 2 : Reducción de potencia en el periodo 1.....	Pág.27
4.2.1. Descripción de la alternativa 2.....	Pág.27
4.2.2. Marco legal alternativa 2.....	Pág.27
4.2.3. Metodología de cálculo alternativa 2.....	Pág.28
4.3. Alternativa 3 : Reducción de potencia en periodos 1 y 2.....	Pág.29
4.3.1. Descripción de la alternativa 3.....	Pág.29
4.3.2. Marco legal alternativa 3.....	Pág.29-30
4.3.3. Metodología de cálculo alternativa 3.....	Pág.30
4.4. Alternativa 4 : Contratación en los periodos de 1 a 5 de menos potencia de la consumida.....	Pág.31
4.4.1. Descripción de la alternativa 4.....	Pág.31
4.4.2. Marco legal alternativa 4.....	Pág.31
4.4.3. Metodología de cálculo alternativa 4.....	Pág.32
4.5. Alternativa 5 : Contrato de temporada.....	Pág.33
4.5.1. Descripción de la alternativa 5.....	Pág.33-34
4.5.2. Marco legal alternativa 5.....	Pág.34
4.5.3. Metodología de cálculo alternativa 5.....	Pág.35

5. ANALISIS COMUNIDAD DE REGANTES 1.....	Pág.37
5.1. Presentación y análisis de los datos de carga de CR1.....	Pág.37
5.2. Alternativa 1: Suministro eléctrico ordinario.....	Pág.38
5.3. Alternativa 2: Reducción de potencia en periodo 1.....	Págs. 39-40
5.4. Alternativa 3: Reducción de potencia en periodos 1 y 2.....	Pág.41
5.5. Alternativa 4: Contratación en los periodos de 1 a 5 de menos potencia de la consumida.....	Pág.42
5.6. Alternativa 5:Contrato de temporada.....	Pág.43-44
5.7. Comparativa de las alternativas y conclusiones en CR1.....	Pág.45
6. ANALISIS COMUNIDAD DE REGANTES 2.....	Pág.46
6.1. Presentación y análisis de los datos de carga de CR2.....	Pág.46
6.2. Alternativa 1: Suministro eléctrico ordinario.....	Pág.47
6.3. Alternativa 2: Reducción de potencia en periodo 1.....	Págs. 48-49
6.4. Alternativa 3: Reducción de potencia en periodos 1 y 2.....	Pág.50
6.5. Alternativa 4: Contratación en los periodos de 1 a 5 de menos potencia de la consumida.....	Pág.51
6.6. Alternativa 5: Contrato de temporada.....	Pág.52
6.7. Comparativa de las alternativas y conclusiones en CR2.....	Pág.53
7. ANALISIS COMUNIDAD DE REGANTES 3.....	Pág.54
7.1. Presentación y análisis de los datos de carga de CR3.....	Pág.54
7.2. Alternativa 1: Suministro eléctrico ordinario.....	Pág.55
7.3. Alternativa 2: Reducción de potencia en periodo 1.....	Págs. 56-57
7.4. Alternativa 3: Reducción de potencia en periodos 1 y 2.....	Pág.58
7.5. Alternativa 4: Contratación en los periodos de 1 a 5 de menos potencia de la consumida.....	Pág.59
7.6. Alternativa 5: Contrato de temporada.....	Pág.60
7.7. Comparativa de las alternativas y conclusiones en CR3.....	Pág.61

8. ANALISIS COMUNIDAD DE REGANTES 4.....	Pág.62
8.1. Presentación y análisis de los datos de carga de CR4.....	Pág.62
8.2. Alternativa 1: Suministro eléctrico ordinario.....	Pág.63
8.3. Alternativa 2: Reducción de potencia en periodo 1.....	Págs. 64-65
8.4. Alternativa 3: Reducción de potencia en periodos 1 y 2.....	Pág.66
8.5. Alternativa 4: Contratación en los periodos de 1 a 5 de menos potencia de la consumida.....	Pág.67
8.6. Alternativa 5: Contrato de temporada.....	Pág.68
8.7. Comparativa de las alternativas y conclusiones en CR4.....	Pág.69
9. ANALISIS COMUNIDAD DE REGANTES 5.....	Pág.70
9.1. Presentación y análisis de los datos de carga de CR5.....	Pág.70
9.2. Alternativa 1: Suministro eléctrico ordinario.....	Pág.71
9.3. Alternativa 2: Reducción de potencia en periodo 1.....	Págs. 72-73
9.4. Alternativa 3: Reducción de potencia en periodos 1 y 2.....	Pág.74
9.5. Alternativa 4: Contratación en los periodos de 1 a 5 de menos potencia de la consumida.....	Pág.75
9.6. Alternativa 5: Contrato de temporada.....	Pág.76
9.7. Comparativa de las alternativas y conclusiones en CR5.....	Pág.77
10. CONCLUSIONES.....	Págs.78-79
11. BIBLIOGRAFÍA.....	Págs.80-81
ANEXOS.....	Págs.82-97

1. Objetivos del proyecto

1. OBJETIVOS DEL PROYECTO

1.1. Ámbito y Justificación

Este proyecto responde a las necesidades de numerosas comunidades de regantes cuya ambición es la de hacer más económicas sus facturas eléctricas y más en concreto desde la reforma llevada a cabo por el Gobierno en Agosto de 2013, donde se modifican y aumentan los precios de las tarifas de acceso.

Por eso, este proyecto se lleva a cabo con datos reales de Comunidades de Riegos reales: curvas de carga, potencias contratadas, energía consumida activa y reactiva etc..).

1.2. Objeto del proyecto

El presente proyecto tiene como meta, en primer lugar, explicar la situación del mercado eléctrico Español antes y después de la Ley 54/1997 y de las numerosas disposiciones legales que han permitido la apertura a la competencia de las actividades de producción y comercialización de energía eléctrica

El objetivo de esta liberalización perseguía una mayor eficiencia en las inversiones y en la operación de los sistemas eléctricos, así como un aumento en la calidad y fiabilidad de suministro eléctrico, con el resultado final de la reducción del precio que los usuarios finales llegan a pagar por el precio de la electricidad.

En segundo lugar, más en profundidad se analizan los principios, legislación y consecuencias de la reforma de los precios llevada a cabo en Agosto de 2013, en grandes consumidores de energía, en concreto de Comunidades de Riegos, en el ámbito de la agricultura (estaciones de bombeo para regadío).

Cada Comunidad de Regantes presenta diferentes necesidades, y por tanto diferentes necesidades de suministro, por lo que no existe una fórmula de ahorro de carácter general para todas las comunidades, sino que se debe de analizar cada comunidad por separado.

Los objetivos de este proyecto se centran en:

- a) Analizar las consecuencias que la reforma llevada a cabo por el Gobierno, a partir de Agosto de 2013, ha tenido en cada uno de los términos que conforman el precio de la electricidad.
- b) Analizar, dentro de todas las posibilidades del sistema eléctrico Español, cuál es la opción de suministro más económica con la que suplir las demandas de potencia y energía, en el caso concreto de estaciones de bombeo.
- c) Analizar a qué modalidad de suministro debe acogerse cada estación de bombeo para obtener ciertas ventajas económicas.
- d) Analizar la posibilidad de incorporar grupos electrógenos, para con ellos suplir las demandas de potencia y energía de cada estación de bombeo, en los periodos de menor demanda. Esta incorporación puede acarrear importantes ahorros económicos, a pesar de la inversión inicial.
- e) Identificar los factores más influyentes, con carácter general y en particular para cada estación de bombeo.

1.3. Estructura del proyecto

En primer lugar, se ofrecerá una idea general del mercado eléctrico Español y del estado actual del mismo, más en concreto, como se ha comentado anteriormente, desde la reforma llevada a cabo por el Gobierno en Agosto de 2013. Esta reforma surge a partir de la *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.*

En segundo lugar, se proponen varias soluciones o alternativas a la contratación ordinaria de 12 meses de suministro eléctrico, con la intención de disminuir al máximo los costes derivados de la facturación eléctrica de consumo.

En tercer lugar, se analizan para cinco comunidades de riegos diferentes cuáles son las mejores alternativas posibles para cada una de ellas.

2. Mercado eléctrico español

2. MERCADO ELECTRICO ESPAÑOL

2.1 Breve reseña histórica del mercado eléctrico Español

Históricamente, la energía eléctrica ha sido considerada como uno de los motores de desarrollo, de crecimiento económico y de bienestar social. Un gran número de actividades se desarrollan hoy día gracias a la electricidad y no es imaginable una sociedad desarrollada sin ella

Este hecho ha traído como consecuencia que el sector eléctrico haya sido siempre un sector estratégico sobre el que los Estados ejercían un fuerte control.

Aproximadamente en los años 20, predomina la producción de energía eléctrica a partir de energía hidroeléctrica. El inicio de esta etapa está marcado por el desarrollo de la corriente alterna, que posibilita el transporte desde las centrales de generación hidráulica hasta los grandes centros de consumo. De esta forma, el uso de la electricidad se generaliza y se consolidan la mayoría de las grandes empresas que dominan el sector eléctrico.

Una vez que se establecieron diversos sistemas comarcales de energía eléctrica independientes, que incluían subsistemas de generación, transporte y distribución, comienza la integración de los mismos con el objetivo de obtener una mayor seguridad en la explotación del sistema. De esta forma comienza la aplicación de conceptos económicos a la industria eléctrica, a la vez que se completaron las redes de transporte y distribución e incluso se construyeron instalaciones de mayor tamaño para la producción de electricidad.

En esta época, el aumento de las economías de escala hizo que muchas pequeñas empresas eléctricas dejaran de ser rentables. Esto obligó al Gobierno a unir a las pequeñas compañías en una única compañía, creándose así el carácter de Monopolio, o al menos, a crear varias compañías regionales de carácter monopolístico. De esta forma el Gobierno empezó a considerar al sector eléctrico como un monopolio natural.

Desde finales de la Guerra civil Española hasta 1975 se produce la entrada del Estado en el sector eléctrico. Debido a la situación del país, a la debilidad inversora y a la escasa interconexión entre los sistemas eléctricos regionales, no se llevó a cabo la nacionalización del sector eléctrico.

En 1944, y con el principal objetivo de evitar la nacionalización nace UNESA, que se convirtió en la patronal del sector. Al mismo tiempo, el Estado decide entrar creando ENDESA (1944) y ENHER (1946).

En 1975 aparecen los Planes Energéticos Nacionales (PEN), los cuáles dictan las políticas energéticas y los medios necesarios para lograr su cumplimiento.

2.2 Situación anterior al proceso de liberalización.

Hasta finales de los años 80 no se empezó a poner en cuestión el modelo tradicional de organización del sector eléctrico.

Hasta ese momento, el mercado eléctrico estaba en manos de unas pocas empresas que, en régimen de oligopolio y sometidas a un fuerte control estratégico por parte de los respectivos Gobiernos nacionales, desarrollaban la mayoría de las actividades que se incluyen desde la generación hasta el consumo de electricidad.

El modelo de retribución de estas empresas se basaba en el cobro a los consumidores o usuarios de unas tarifas eléctricas que, no solo permitían recuperar a las empresas todos los costes incurridos en el suministro de electricidad, sino también recuperarse de sus inversiones. Este último componente se conoce como tasa de retorno.

La mayoría de las empresas eléctricas contaban en España con el monopolio en ciertas zonas geográficas. Como tal, se ajustaban a lo que se conoce como **Modelo de Monopolio**.

El Modelo de Monopolio se conocía como el modelo en el que una empresa eléctrica integra verticalmente las actividades de generación, transporte y distribución de electricidad (Ilustración 1).

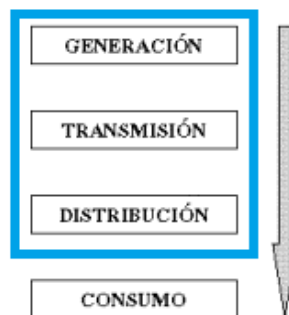


Ilustración 1

De esta forma, los usuarios y consumidores solo podían adquirir la electricidad a la empresa distribuidora de su zona geográfica.

(Ilustración 2)



Ilustración 2

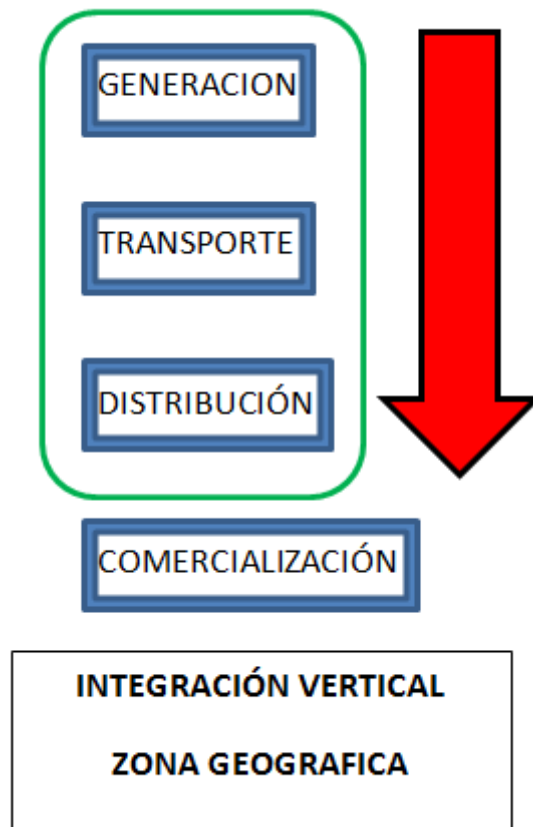
2. Mercado eléctrico español

Este ha sido el modelo de organización clásico de las empresas eléctricas en España, hasta que en los años 80 se desarrolló la Ley de 1984 que configura la explotación unificada del sistema, así como la integración de las actividades de transporte de distintas empresas en un único operador de la red de alta tensión (REE).

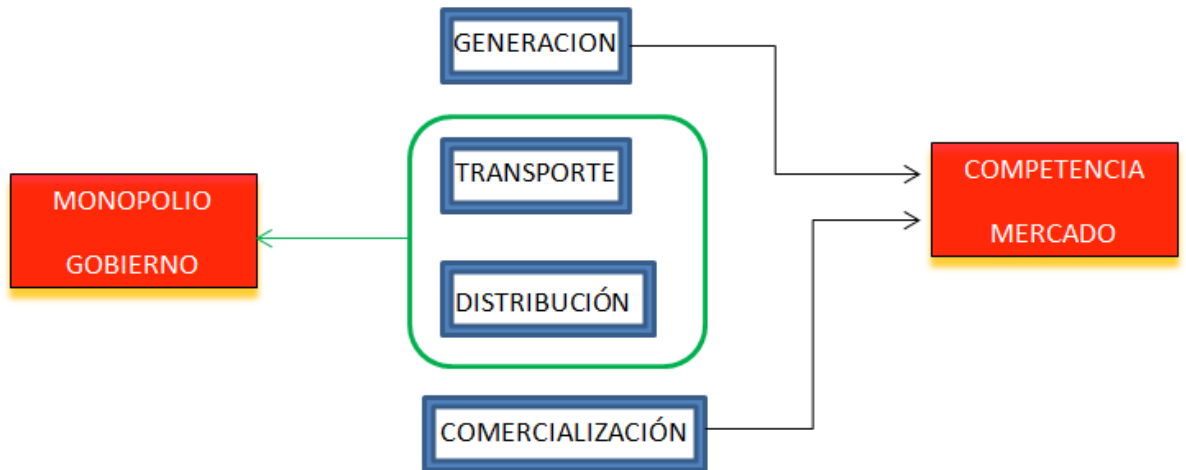
Posteriormente la Ley de 1987 caracteriza, junto con la de 1984, el conocido “marco legal y estable” del sistema eléctrico Español, que es el sistema implantado hasta 1988, donde se produce la introducción de competencia en el sector.

A partir de 1998, se produjo la liberalización de la producción y comercialización de energía eléctrica.

Se puede establecer de forma esquemática el sistema antes y después de la reforma de 1998:



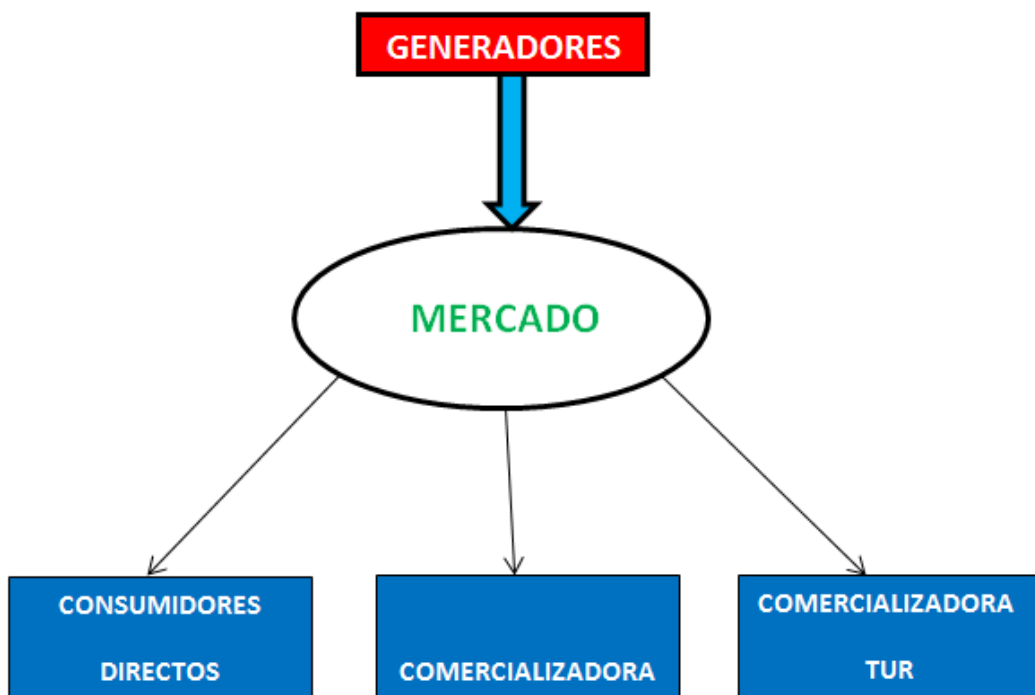
ESTRUCTURA ANTES DE LA REFORMA LEY 1997 DEL SECTOR ELÉCTRICO



ESTRUCTURA DESPUES DE REFORMA SECTOR ELÉCTRICO

Actualmente la norma básica que regula la estructura y el funcionamiento del sector Eléctrico es la ley 24/2013 de 26 de Diciembre, donde se establece una distinción entre las actividades reguladas (ya recogidas en la norma anterior) al tiempo en que se mejora la posición del consumidor en cuanto a la información disponible.

A continuación aparece un gráfico, que de forma sencilla, explica el funcionamiento del mercado eléctrico, a partir de los generadores hasta llegar al consumidor.



2.3 Proceso de Liberalización

2.3.1 Causas y Antecedentes

Los factores más relevantes que llevaron a comenzar con la reforma dentro del sector eléctrico, se pueden resumir en:

1. Económicos:

Como es el aumento del tamaño relevante de los mercados energéticos, debido a la globalización de los productos energéticos y el desarrollo de la capacidad de interconexión de los sistemas eléctricos.

De esta forma, en los países desarrollados la bonanza económica saca a la luz la ineficiencia del monopolio y las tendencias liberalizadoras en otros sectores incentivan la creación de un mercado liberalizado dentro del sector eléctrico. Por otro lado, en los países en vías de desarrollo que se encontraban en épocas de crisis, la creación de un mercado eléctrico liberalizado se veía como una forma de obtener recursos así como de atraer nuevas inversiones que las empresas verticalmente integradas en un sistema de monopolio no eran capaces de afrontar.

2. Técnicos:

Entre ellos, el desarrollo de las tecnologías de la información con la resultante reducción del coste de medida y de control, facilitó enormemente el suministro descentralizado.

Así desde principios de la década de 1990, se han producido importantes cambios en el sector eléctrico de numerosos países. Estos cambios están encaminados, por lo general, a la introducción de competencia en el sector y se basan en tres puntos:

1. Reestructuración de las diferentes empresas para la separación de las actividades de transporte y distribución de electricidad del resto de actividades de producción y comercialización.
2. Liberalización de la normativa referente a las transacciones económicas entre los agentes para las actividades a realizar en régimen de competencia.
3. Privatización de las empresas públicas, evitando los conflictos derivados de que el Estado tome parte en las diversas actividades eléctricas.

En España, no fue hasta la promulgación de la Ley del Sector Eléctrico de 1997, Ley 54/1997, cuando se produjo el cambio en el mercado eléctrico Español.

2.3.2 Marco legal: Ley 54/1997

Con los motivos expuestos anteriormente y el añadido de que el suministro de energía eléctrica es esencial para el funcionamiento de nuestra sociedad, resulta el precio de la misma un factor decisivo en la competitividad de nuestra economía.

Las actividades que son necesarias en el Sistema Eléctrico son:

- **GENERACIÓN**

Son aquellas entidades encargadas de producir y vender electricidad. Una empresa de generación puede ser propietaria de una sola planta o de una cartera de plantas de diferentes tecnologías, y su acometida es la de mantener la calidad y la seguridad del suministro eléctrico.

- **TRANSPORTE**

Son aquellas entidades propietarias de los activos propios de transporte de electricidad, tales como líneas, cables, transformadores y dispositivos de compensación de energía reactiva.

A veces las empresas de transporte son filiales de empresas con plantas de cogeneración propias, en otros casos las empresas son empresas de transporte independientes, y que por tanto no tienen plantas de cogeneración. Este es el caso de Red Eléctrica de España (REE), que es propietaria y gestora independiente de la red de transporte de 220 y 400 kV de España.

- **DISTRIBUCIÓN**

Se trata de aquellas entidades que poseen y operan las redes de distribución. En un entorno tradicional, tienen el monopolio de la venta de electricidad a todos los consumidores conectados a su red.

Sin embargo, en un entorno liberalizado, la venta de energía eléctrica a los consumidores se desvincula de la operación, del mantenimiento y del desarrollo de la red de distribución. Por ello, los comercializadores compiten para realizar la actividad de venta de energía eléctrica.

- **COMERCIALIZACIÓN**

Los comercializadores son los encargados de comprar la energía eléctrica en el mercado mayorista y venderla a los consumidores que no desean o no se les permite participar directamente en el mercado mayorista.

Los comercializadores no pueden ser propietarios de generación, transporte o distribución, pero si pueden ser filiales de empresas de generación o de distribución.

2.4 Reforma de precios de 1 de Agosto de 2013

El 1 de Agosto de 2013 aparece la orden IET /1491/2013 mediante la cual 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.

Esta revisión de los peajes de acceso tiene como objetivo la revisión de los precios de los términos de potencia y de energía activa de aplicación a partir de la orden IET 1491/2013 y correspondientes a los peajes de acceso definidos en el capítulo V de la Orden ITC/1659/2009 de 22 de Junio.

Se puede establecer la evolución de precios para distintas formas de contratación de suministro eléctrico:

2.4.1 Evolución precios de tres periodos tarifarios:

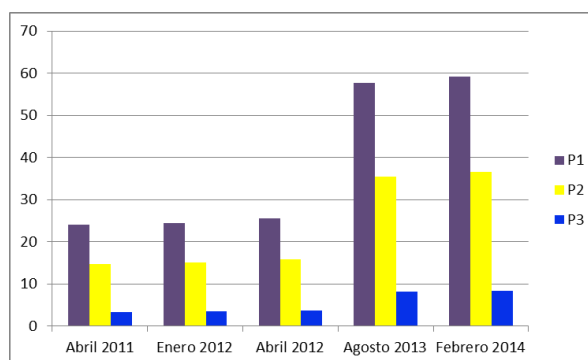
Si se recurre a la IET/1491/2013 se pueden extraer los precios (€/kW y año) del término de potencia de estas modalidades de contrato:

	P1	P2	P3
3.0A	39,688104	23,812861	15,875243
3.1A	57,605223	35,523594	8,145965

No obstante, estos precios se modificaron posteriormente con la Orden IET 107/2014, con su consiguiente aumento:

	P1	P2	P3
3.0A	40,728885	24,43733	16,291555
3.1A	59,173468	36,490689	8,367731

Con los datos adjuntos en el anexo 1 se puede llegar a trazar la siguiente evolución de precios (€/kW y año) desde el año 2010 hasta 2014:



Se observa que la tendencia general en los últimos años de la evolución de los precios de término de potencia ha sido creciente.

2. Mercado eléctrico español

2.4.2 Evolución precios de seis periodos tarifarios:

De la misma forma que en el caso de tres periodos tarifarios, en la Orden IET/1491/2013 se establecen los siguientes precios del término de potencia (€/kW y año), según la discriminación horaria de seis periodos.

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
6.1	38,102134	19,067559	13,954286	13,954286	13,954286	6,366846
6.2	21,550117	10,784384	7,892379	7,892379	7,892379	3,601014
6.3	18,396962	9,206443	6,737588	6,737588	6,737588	3,074123
6.4	13,320989	6,666262	4,878598	4,878598	4,878598	2,225932
6.5	13,320989	6,666262	4,878598	4,878598	4,878598	2,225932

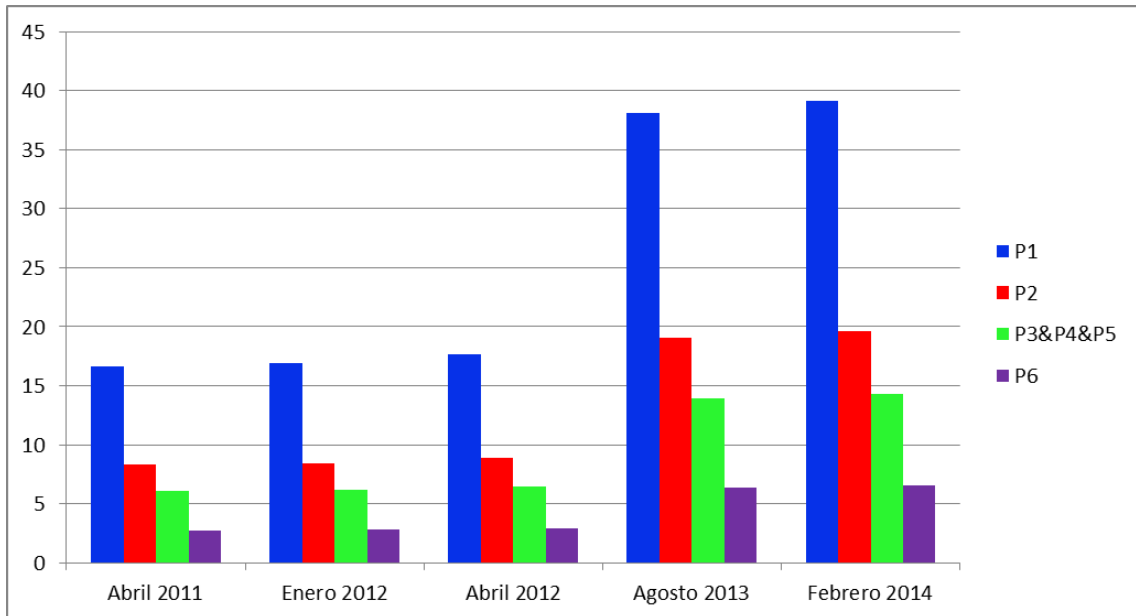
No obstante, en Febrero de 2014, los precios del término de potencia se ven nuevamente modificados por la IET/107/2014 dando lugar a los siguientes valores:

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
6.1	39,1394	19,5867	14,3342	14,3342	14,3342	6,5402
6.2	22,1584	11,0888	8,1151	8,1151	8,1151	3,7026
6.3	18,9162	9,4663	6,9278	6,9278	6,9278	3,1609
6.4	13,7063	6,8591	5,0197	5,0197	5,0197	2,2903
6.5	13,7063	6,8591	5,0197	5,0197	5,0197	2,2903

Como se aprecia, la modificación de precios de IET/107/2014 trae consigo un aumento de los precios del término de potencia establecidos en IET/1491/2013.

2. Mercado eléctrico español

Con los datos disponibles en el anexo 2, pertenecientes a las últimas modificaciones del precio del mercado eléctrico disponible en las órdenes, se puede establecer una evolución de los precios del término de potencia, dentro de la modalidad de seis periodos.



Al igual que en el caso de discriminación horaria por tres periodos, la tendencia general de los precios de los términos de potencia en la modalidad de seis periodos ha sido de aumentar. Sin embargo, no es hasta la reforma de precios de agosto de 2013, comentada anteriormente, cuando se produce la mayor diferencia de precios, notándose notablemente el cambio que se produce, y con ello las consecuencias de aumento de la factura.

3. Problema de sobrecoste eléctrico

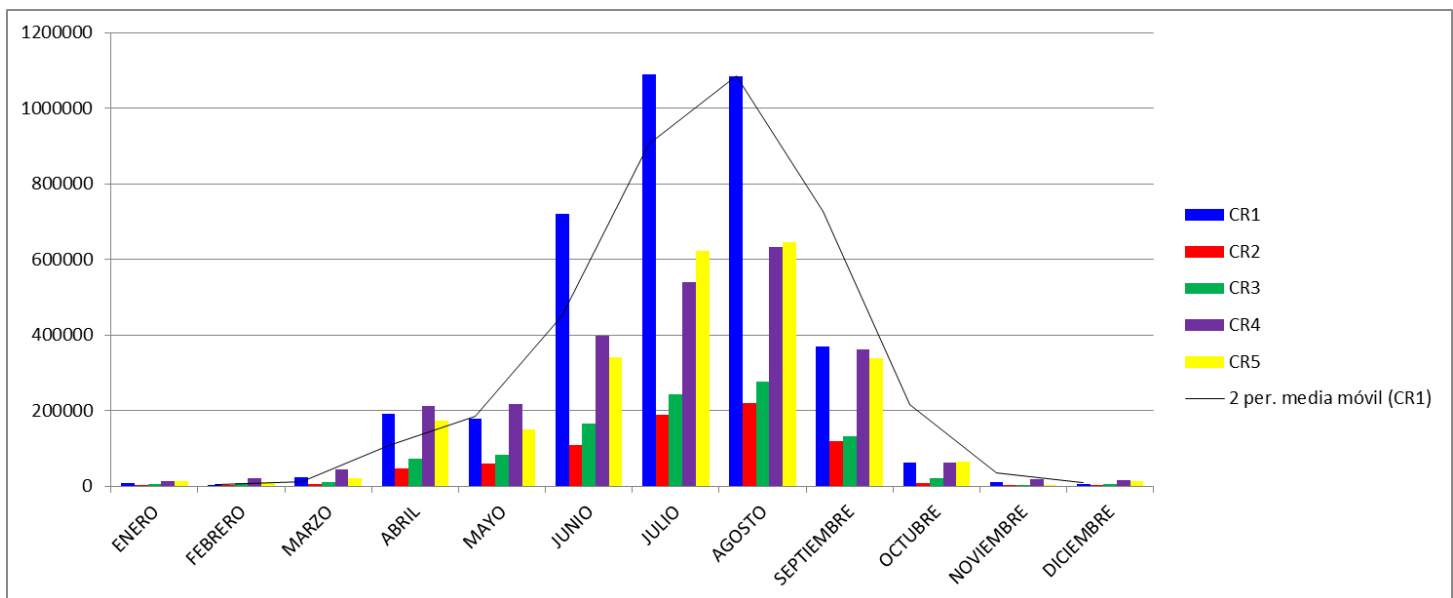
3. PROBLEMA DE SOBRECOSTE ELÉCTRICO

Este apartado del proyecto trata de explicar el problema que atañe a numerosos consumidores de energía eléctrica, y más en concreto al caso de comunidades de regantes (estaciones de bombeo).

3.1 Introducción al problema

En el siguiente grafico se recogen las necesidades de energía, mediante curvas de carga, de cinco comunidades de regantes diferentes, explicadas en el Anexo 3.

Para todas ellas se puede apreciar un patrón muy similar, con una demanda máxima en los meses de verano, en concreto Julio y Agosto, y una demanda mínima en los meses de Invierno.



Analizando las diferentes alternativas de contratación y debido a las diferentes necesidades de potencia de cada comunidad, cabe decir que la fórmula a la que deben adaptarse es la de discriminación horaria por seis periodos.

(Se debe recordar que la modalidad de suministro eléctrico viene impuesta por la potencia a contratar, y en este tipo de consumidores la potencia máxima contratada es superior a 450 kW)

3. Problema de sobrecoste eléctrico

3.1.1 Elementos de una factura

Uno de los principales objetivos de un consumidor cualquiera es el de disminuir el coste que supone la factura de contratación de suministro eléctrico.

Para ello, es necesario conocer los elementos de los que se compone la factura eléctrica, que de forma muy simplificada son:

COMPONENTE FACTURA ELÉCTRICA	
ELEMENTO	CÁLCULO
Coste de potencia	Se calcula sumando los productos de las potencias contratadas en cada periodo por el precio correspondiente en cada periodo
Coste de energía activa	Se calcula sumando los productos de las energías consumidas en cada periodo por el precio correspondiente en cada periodo
Coste energía reactiva	Tiene en cuenta el coste de la energía reactiva demandada a la red
Coste excesos de potencia	Tiene en cuenta el coste de que la potencia consumida sea superior a la contratada
Impuesto eléctrico	Se calcula como $1,05113 \times 4,864\% \times (\text{Subtotal})$
Alquiler equipo de medida	Se estima en 2,1370 €/día
I.V.A	21% (Subtotal)
TOTAL	Suma de los terminos

3.1.2 El término de potencia

Una de las principales consecuencias de la reforma llevada a cabo por el Gobierno en Agosto de 2013, como se ha visto anteriormente, es el aumento del precio del término de potencia en cada uno de los periodos, y con ello el aumento del término de potencia en la factura eléctrica.

3. Problema de sobre coste eléctrico

El problema reside en que si una comunidad de riegos se adapta a la fórmula de seis periodos, los altos precios de los términos de potencia en los periodos iniciales acarrearían un importante aumento del coste del término de potencia en esos periodos y con ello un aumento en el coste total de la factura.

Tal es ese elevado precio de contratación de potencia en los distintos periodos que el término del coste de potencia puede llegar a suponer hasta un 35% del coste total de la factura.

Debido a este aumento, uno de los principales objetivos de los diferentes consumidores es disminuir el coste del término de potencia estudiando diferentes alternativas.

3.1.3 Análisis del termino de potencia en varias CR:

Si se analizasen los costes económicos de diversas Comunidades de Regantes, se puede apreciar el peso que el término de potencia tiene en el coste total de la factura eléctrica, y por tanto la necesidad implícita de disminuir el mismo, aplicando diferentes alternativas (con precios de 2013).

	COSTE TOTAL	COSTE	%
	2013 sin	POTENCIA	
	Impuestos	2013	
	Euros/año		
COMUNIDAD DE REGANTES 1	393050	96499	24,55%
COMUNIDAD DE REGANTES 2	80319	27119	33,76%
COMUNIDAD DE REGANTES 3	105294	28956	27,50%
COMUNIDAD DE REGANTES 4	288974	88915	30,77%
COMUNIDAD DE REGANTES 5	257385	65175	25,32%

Como se puede apreciar en la tabla comparativa anterior, el termino de potencia supone un % importante en el coste, alcanzando casi un 35% del coste total sin impuestos de la factura.

En cualquiera de los casos, encontrar la solución más económica con la que conseguir disminuir el valor del coste del término de potencia acarreará una disminución significativa en el coste total de la factura eléctrica del consumidor.

3.2 Conclusiones y diferentes soluciones

3.2.1 Conclusiones

Como conclusiones al problema descrito en el apartado anterior, se puede anotar que el coste total de la factura eléctrica se ve influenciado por numerosos factores, entre ellos (y uno de los más importantes) el coste del término de potencia. Por ello, uno de los objetivos a cumplir para disminuir el coste de la factura, es disminuir el coste asociado al término de potencia.

A continuación, se presentan diferentes alternativas:

3.2.2 Diferentes soluciones

- Alternativa 1: Continuar con la contratación de suministro eléctrico ordinario (contrato de 12 meses)
- Alternativa 2: Contratación nula de potencia en el periodo 1, dentro de la opción de seis periodos. Suplir la energía de ese periodo 1 con un grupo electrógeno.
- Alternativa 3: Contratación nula de potencia en los periodos 1 y 2, dentro de la opción de seis periodos. Suplir la energía de esos periodos 1 y 2 con un grupo electrógeno.
- Alternativa 4: Contratación los periodos de 1 a 5 de menor potencia de la consumida, y en el 6 contratar la potencia suficiente para la instalación
- Alternativa 5: Contratación de suministro eléctrico durante los 5 meses de mayor demanda y los siete restantes suplir la energía con grupo electrógeno (contrato de temporada)

4. Alternativas de suministro eléctrico

4. ALTERNATIVAS DE SUMINISTRO ELÉCTRICO

4.1 Alternativa 1: Suministro eléctrico ordinario

4.1.1 Descripción de la alternativa 1

Esta alternativa consiste en obtener suministro eléctrico del sistema eléctrico de la forma ordinaria. Es decir, se establece un contrato de 12 meses con la comercializadora de electricidad de que se trate.

Se establece así, una fórmula de contratación en la que se deberán de tener en cuenta, entre otros, los costes del término de potencia y del coste de la energía.

Para esta opción de contratación, la composición del precio final para los consumidores es:

COMPOSICION DEL PRECIO PARA CONSUMIDORES FINALES		
Coste de adquisicion de la energia	Coste de tarifas de acceso	Otros
Mercados de compra de energia	Termino de potencia	Margen de beneficio del comercializador
Servicios complementarios	Termino de energia	Impuestos
Pago por capacidad	Complemento por consumo de reactiva	
Retribucion OM y OS	Penalizaciones por excesos de potencia	
Perdidas de energia		

De esta forma, el precio final de esta alternativa de contratación será la suma de los costes de adquisición de la energía más el coste de las tarifas de acceso y otros costes o gastos a pagar por el consumidor.

Esta alternativa es la alternativa de contratación a partir de la cual se parte, y de la cual se quiere obtener un ahorro, para hacer más económica la factura de las estaciones de bombeo en cuestión.

4.1.2 Marco legal

Para esta modalidad de contratación no existe una legislación de aplicación en concreto, pero sí que para el cálculo de los costes es necesario recurrir a:

- Ley 54/1997 del sector eléctrico, donde, como se ha explicado anteriormente, se lleva a cabo el proceso de liberalización del sector eléctrico Español.
- Ley 17/2007, por la que se modifica puntualmente la Ley 54/1997.
- Real Decreto 1164/2001: por el cual se establecen las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

Este Real Decreto es de aplicación:

- A consumidores cualificados por cada suministro o instalación.
- A los comercializadores como mandatarios en nombre de los consumidores cualificados.
- A los distribuidores, por la energía que adquieran destinada a la venta a sus clientes a tarifa cuando sea necesario acceder a las redes de otros distribuidores.
- A los autoprodutores para el abastecimiento de sus propias instalaciones, las de su matriz o las de sus filiales.
- A los agentes externos y a otros sujetos, para las exportaciones de energía eléctrica que realicen.

Las tarifas de acceso incluirán en su precio varios costes:

- Los costes de transporte de energía eléctrica.
- Los costes de distribución de energía eléctrica.
- Los costes de gestión comercial reconocidos a los distribuidores por atender a suministros de consumidores cualificados conectados a sus redes que adquieren su energía.
- Los costes asociados a la diversificación y seguridad de abastecimiento.
- Los costes asociados a operadores del sistema, operadores del mercado y Comisión Nacional de Energía.

4. Alternativas de suministro eléctrico

- Todas las órdenes donde aparecen los precios de los diferentes términos de potencia y de energía. La última modificación de estos precios aparece en la orden IET/107/2014, de Febrero de 2014.

4.1.3 Metodología de cálculo

Para llevar a cabo el cálculo del coste económico que supone esta alternativa de suministro eléctrico se desglosan los siguientes costes:

- **Coste potencia:** Resultado de la suma de los productos de los precios del término de potencia y de la potencia contratada para cada uno de los seis periodos.
- **Coste energía activa:** Resultado de la suma de los productos de los precios del término de energía y de la energía activa demandada a la red para cada uno de los seis periodos.
- **Coste excesos de potencia:** Con un aparato de medida y midiendo en las curvas de carga cuartohorarias cuál es la potencia contratada para cada periodo y cuál es la potencia demandada, se puede establecer cuáles son los excesos de potencia.
- **Coste energía reactiva:** Resultado de la suma de los costes de energía reactiva de cada uno de los seis periodos. Es un término muy pequeño en comparación con los costes de energía activa y los costes del término de potencia.
- **Impuesto eléctrico:** se aplica un factor de $1.05113 \times 4.864\%$ de la suma de los costes anteriores.
- **Alquiler del equipo de medida:** Establecido en 2.1370 €/día.
- **I.V.A.:** Establecido en el 21% de la suma de las cantidades anteriores.

4.2 Alternativa 2: Reducción de potencia en periodo 1

4.2.1 Descripción de la alternativa 2

Esta alternativa consiste en obtener suministro eléctrico del sistema eléctrico Español con una modificación respecto de la alternativa ordinaria.

La potencia contratada en el periodo 1 pasa a reducirse a una potencia prácticamente nula, (50 kW o menor para consumo de auxiliares dependiendo de la instalación) y la energía demandada por la instalación en ese periodo 1 pasará a ser suministrada por un grupo generador de gasoil con capacidad suficiente.

El inconveniente de esta alternativa aparece en la posible sincronización del grupo generador con la red, dando lugar a dos posibles situaciones:

- Situación 1: El grupo trabaja en paralelo (sincronizado) con la red, y por lo tanto se requiere un pago de un Peaje de Respaldo por cada kWh producido.
- Situación 2: El grupo no trabaja sincronizado con la red y por tanto no se requiere el pago de un Peaje de Respaldo por la sincronización.

Sin embargo, en esta situación 2 sí que es necesaria una mayor inversión en modificar la instalación y adquirir algún tipo de dispositivo eléctrico que haga posible la no-sincronización de la red con el grupo.

4.2.2 Marco legal

Para esta modalidad de contratación no existe una legislación de aplicación en concreto, pero sí que para el cálculo de los costes es necesario recurrir a:

- Real Decreto 1164/2001: por el cual se establecen las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Todas las órdenes donde aparecen los precios de los diferentes términos de potencia y de energía. La última modificación de estos precios aparece en la orden IET/107/2014, de Febrero de 2014.
- Real Decreto 1699/2011: por el cual se definen el término de autoconsumo y todo lo relacionado con ello.
- REBT ITC 40: donde se explica todo lo relacionado con instalaciones generadoras asistidas.

4.2.3 Metodología de cálculo

Para llevar a cabo el cálculo del coste económico que supone esta alternativa de suministro eléctrico se desglosan los siguientes costes:

- **Coste potencia:** Resultado de la suma de los productos de los precios del término de potencia y de la potencia contratada para cada uno de los seis periodos, teniendo en cuenta que la potencia contratada en el periodo 1 es prácticamente nula.
- **Coste energía activa:** Resultado de la suma de los productos de los precios del término de energía y de la energía activa demandada a la red para cada uno de los seis periodos. Teniendo en cuenta que el coste de la energía activa en el periodo 1 no se incluye aquí, ya que la energía activa en dicho periodo no se obtiene de la red sino que se produce con un grupo generador.
- **Coste excesos de potencia:** Con un aparato de medida y midiendo en las curvas de carga cuartohorarias cuál es la potencia contratada para cada periodo y cuál es la potencia demandada, se puede establecer cuáles son los excesos de potencia.
- **Coste energía reactiva:** Resultado de la suma de los costes de energía reactiva de cada uno de los seis periodos. Es un término muy pequeño en comparación con los costes de energía activa y los costes del término de potencia.
- **Impuesto eléctrico:** Se aplica un factor de $1.05113 \times 4.864\%$ de la suma de los costes anteriores.
- **Coste grupo:** Incluye el coste de la energía activa demandada producida por el grupo en el periodo 1 (0.21€/kWh). (Ver Anexo 9 para el detalle de los cálculos)
- **Alquiler del equipo de medida:** Establecido en 2.1370 €/día.
- **I.V.A.:** Establecido en el 21% de la suma de las cantidades anteriores.

4.3 Alternativa 3: Reducción de potencia en periodo 1 y periodo 2

4.3.1 Descripción de la alternativa 3

Esta alternativa consiste en obtener suministro eléctrico del sistema eléctrico Español con una modificación respecto de la alternativa ordinaria.

Las potencias contratadas en los periodo 1 y periodo 2 pasa a reducirse a una potencia prácticamente nula, (50 kW o menor para consumo de auxiliares) y la energía demandada por la instalación en esos periodos 1 y 2 pasará a ser suministrada por un grupo generador de gasoil con capacidad suficiente.

El inconveniente de esta alternativa aparece en la posible sincronización del grupo generador con la red, dando lugar a dos posibles situaciones:

- Situación 1: El grupo trabaja en paralelo (sincronizado) con la red, y por lo tanto se requiere un pago de Peaje de Respaldo por cada kWh producido.
- Situación 2: El grupo no trabaja sincronizado con la red y por tanto no se requiere el pago de un Peaje de Respaldo por la sincronización.
Sin embargo, sí que es necesaria una mayor inversión en modificar la instalación y adquirir algún tipo de dispositivo que haga posible la no-sincronización de la red con el grupo.

4.3.2 Marco legal

Para esta modalidad de contratación no existe una legislación de aplicación en concreto, pero sí que para el cálculo de los costes es necesario recurrir a:

- Real Decreto 1164/2001: por el cual se establecen las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Todas las órdenes donde aparecen los precios de los diferentes términos de potencia y de energía. La última modificación de estos precios aparece en la orden IET/107/2014, de Febrero de 2014.
- Real Decreto 1699/2011: por el cual se definen el término de autoconsumo y todo lo relacionado con ello.
- Propuesta de Real Decreto, con fecha 18 de Julio de 2013: por el que se establece las condiciones y los precios del peaje de respaldo para cada kWh producido por el grupo electrógeno que trabaje en sincronización con la red.

4. Alternativas de suministro eléctrico

- REBT ITC 40: donde se explica todo lo relacionado con instalaciones generadoras asistidas.

4.3.3 Metodología de cálculo

Para llevar a cabo el cálculo del coste económico que supone esta alternativa de suministro eléctrico se desglosan los siguientes costes:

- **Coste potencia:** Resultado de la suma de los productos de los precios del término de potencia y de la potencia contratada para cada uno de los seis periodos, teniendo en cuenta que la potencia contratada en el periodo 1 y en el 2 es prácticamente nula.
- **Coste energía activa:** Resultado de la suma de los productos de los precios del término de energía y de la energía activa demandada a la red para cada uno de los seis periodos. Teniendo en cuenta que el coste de la energía activa en los periodos 1 y 2 no se incluyen aquí, ya que la energía activa en dichos periodos no se obtiene de la red sino que se produce con un grupo generador.
- **Coste excesos de potencia:** Con un aparato de medida y midiendo en las curvas de carga cuartohorarias cuál es la potencia contratada para cada periodo y cuál es la potencia demandada, se pueden establecer cuáles son los excesos de potencia.
- **Coste energía reactiva:** Resultado de la suma de los costes de energía reactiva de cada uno de los seis periodos. Es un término muy pequeño en comparación con los costes de energía activa y los costes del término de potencia.
- **Impuesto eléctrico:** Se aplica un factor de $1.05113 \times 4.864\%$ de la suma de los costes anteriores.
- **Coste grupo:** Incluye el coste de la energía activa demandada producida por el grupo en los periodos 1 y 2 (0.21€/kWh).
- **Alquiler del equipo de medida:** Establecido en 2.1370 €/día.
- **I.V.A.:** Establecido en el 21% de la suma de las cantidades anteriores.

4.4 Alternativa 4: Contratación en los periodos de 1 a 5 de menor potencia de la consumida.

4.4.1 Descripción de la alternativa

Esta alternativa consiste en obtener suministro eléctrico del sistema eléctrico Español con diferentes modificaciones respecto de la alternativa ordinaria.

Las potencias contratadas en los periodos 1 a 5 pasan a reducirse a una potencia objetivo, tal que se obtenga un coste lo mínimo posible.

Así, para su cálculo se tendrá que tener en cuenta que la potencia contratada deberá ser aquella que minimice el coste total de la alternativa, cumpliendo con la legislación y teniendo en cuenta que al ser dicha potencia menor que la demandada, se incurrirán en costes de exceso de potencia. Mientras que la potencia contratada en el periodo 6 deberá ser suficiente para cubrir las necesidades de la instalación.

Por otro lado, la energía demandada por la instalación en esos periodos seguirá siendo suministrada por la propia red eléctrica.

El objetivo de esta alternativa es estudiar hasta qué punto resulta más económico incurrir en costes de excesos de potencia obteniendo la energía de red, que obtener la energía de un grupo generador.

4.4.2 Marco legal

Para esta modalidad de contratación no existe una legislación de aplicación en concreto, pero sí que para el cálculo de los costes es necesario recurrir a:

- Real Decreto 1164/2001: por el cual se establecen las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Todas las órdenes donde aparecen los precios de los diferentes términos de potencia y de energía. La última modificación de estos precios aparece en la orden IET/107/2014, de Febrero de 2014.
- Real Decreto 1955/2000: Por el cuál se explica que la empresa distribuidora puede controlar o no que la potencia realmente demandada por el consumidor no exceda de la contratada.

4.4.3 Metodología de cálculo

Para llevar a cabo el cálculo del coste económico que supone esta alternativa de suministro eléctrico se desglosan los siguientes costes:

- **Coste potencia:** Resultado de la suma de los productos de los precios del término de potencia y de la potencia contratada para cada uno de los seis periodos.
- **Coste energía activa:** Resultado de la suma de los productos de los precios del término de energía y de la energía activa demandada a la red para cada uno de los seis periodos.
- **Coste excesos de potencia:** Con un aparato de y midiendo en las curvas de carga cuartohorarias cuál es la potencia contratada para cada periodo y cuál es la potencia demandada, se puede establecer cuáles son los excesos de potencia. En esta modalidad de cubrir las demandas de potencia y de energía eléctrica, este coste resulta fundamental en el análisis de la viabilidad de esta alternativa.
- **Coste energía reactiva:** Resultado de la suma de los costes de energía reactiva de cada uno de los seis periodos. Es un término muy pequeño en comparación con los costes de energía activa y los costes del término de potencia.
- **Impuesto eléctrico:** Se aplica un factor de $1.05113 \times 4.864\%$ de la suma de los costes anteriores.
- **Alquiler del equipo de medida:** Establecido en 2.1370 €/día.
- **I.V.A.:** Establecido en el 21% de la suma de las cantidades anteriores.

4.5 Alternativa 5: Contrato de temporada

4.5.1 Descripción de la alternativa

Esta alternativa consiste en obtener suministro eléctrico del sistema eléctrico Español con diferentes modificaciones respecto de la alternativa ordinaria.

El objetivo de esta alternativa es el estudio de la contratación de suministro eléctrico mediante la aplicación de la figura legal de la tarifa de acceso de temporada, que permitiría el suministro de la red eléctrica durante 5 meses y el suministro complementario mediante grupos generadores autónomos los restantes 7 meses de cada periodo anual.

Los contratos de temporada aparecían regulados inicialmente por el Real Decreto 1164/2001, donde se establecía que los precios del término de potencia (€/kW año) se incrementarían en un 100% en los meses de temporada alta y en un 50% en los meses restantes.

En la práctica, este tipo de contratación no se utilizó por el elevado coste que suponía el incremento anual del término de potencia en las instalaciones, lo que hacía muy poco rentable esta opción para consumos estacionales.

No obstante, para hacer más atractiva la contratación de la tarifa de acceso de temporada, el Gobierno readaptó la fórmula mediante la disposición adicional sexta del Real Decreto 1578/2008, donde se limitaba la contratación anual a 5 meses a cambio de unos porcentajes menores de incremento del término de potencia (35% en meses de temporada alta y 15% en el resto, en comparación con el 100% y el 50% de aumento establecidos anteriormente).

En esta disposición adicional sexta se añade una nueva restricción: el consumo de energía (kWh) en el periodo tarifario 6 debería ser superior al 60% de toda la energía consumida total en los seis periodos, para instalaciones de potencia contratada superior a 450kW, y del 40% para el resto de instalaciones.

Sin embargo, en 2014 ha habido modificaciones sustanciales, ya que el Real Decreto 1578/2008 ha quedado derogado, y actualmente queda como referencia al contrato de temporada el Real Decreto 1164/2001, artículo 6, apartado 2 donde el término de potencia se vuelve a incrementar un 100% en los meses de temporada alta, y un 50% en los meses de temporada baja, con la diferencia de que no hay restricción de que la temporada sean 5 meses, sino cualquier periodo de tiempo, y no hay restricción de potencia en el periodo 6.

4. Alternativas de suministro eléctrico

Por otro lado, mediante la *Circular 3/2014, de 2 de Julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad*, se establecen los peajes de aplicación a contratos de duración inferior a un año.

Los términos de potencia de los peajes de aplicación a los contratos de duración inferior a un año se incrementarían en los siguientes porcentajes, dependiendo de la duración de los mismos:

Duración de los contratos (D)	Porcentaje de recargo
$D \leq 3$ meses	145%
3 meses $< D \leq 4$ meses	97%
4 meses $< D \leq 5$ meses	68%
5 meses $< D \leq 6$ meses	48%
$D > 6$ meses	35%

4.5.2 Marco legal

Para esta modalidad de contratación no existe una legislación de aplicación en concreto, pero sí que para el cálculo de los costes es necesario recurrir a:

- Real Decreto 1164/2001: donde se establecen los porcentajes de incremento en los meses de temporada alta y en el resto
- Todas las órdenes donde aparecen los precios de los diferentes términos de potencia y de energía. La última modificación de estos precios aparece en la orden IET/107/2014, de Febrero de 2014.
- Real Decreto 1578/2008: donde se readapta la fórmula de contratación mediante la disposición adicional sexta → DEROGADO
- REBT ITC 40
- Circular 3/2014, de 2 de Julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

4.5.3 Metodología de cálculo

Para llevar a cabo el cálculo del coste económico que supone esta alternativa de suministro eléctrico se desglosan los siguientes costes, teniendo en cuenta que los meses de trabajo o de temporada son Mayo, Junio, Julio, Agosto y Septiembre en el caso de cinco meses, y se añadiría Abril para analizar la viabilidad de la alternativa con seis meses y referencia la Circular 3 de 2014 de CNMC.

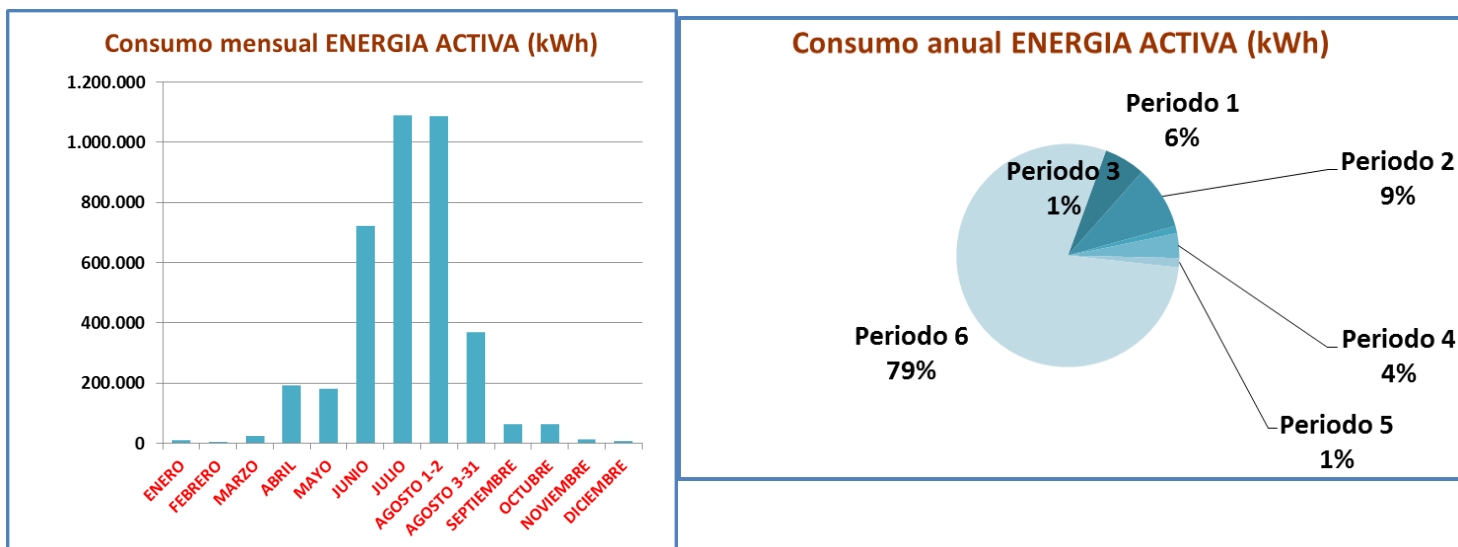
- **Coste potencia:** Resultado de la suma de los productos de los precios del término de potencia y de la potencia contratada para cada uno de los seis periodos.
- **Coste energía activa:** Resultado de la suma de los productos de los precios del término de energía y de la energía activa demandada a la red para cada uno de los seis periodos.
- **Coste excesos de potencia:** Con un aparato de medida y midiendo en las curvas de carga cuartohorarias cuál es la potencia contratada para cada periodo y cuál es la potencia demandada, se puede establecer cuáles son los excesos de potencia.
- **Coste energía reactiva:** Resultado de la suma de los costes de energía reactiva de cada uno de los seis periodos. Es un término muy pequeño en comparación con los costes de energía activa y los costes del término de potencia.
- **Impuesto eléctrico:** Se aplica un factor de $1.05113 \times 4.864\%$ de la suma de los costes anteriores.
- **Coste grupo:** Incluye el coste de la energía activa demandada en los meses que no se consideran en el contrato de temporada (0.21€/kWh).
- **Alquiler del equipo de medida:** Establecido en 2.1370 €/día.
- **I.V.A.:** Establecido en el 21% de la suma de las cantidades anteriores

Análisis económico de Comunidades de Regantes

5. ANÁLISIS COMUNIDAD DE REGANTES 1 (CR1)

5.1 Presentación y análisis de los datos de carga de CR1

A continuación se detallan las curvas de carga, potencias contratadas y necesidades de energía de la CR1 en el periodo anual de 2013. Estos datos son los que se utilizarán para hacer una previsión de los costes de CR1 en 2014.



En estos se puede apreciar que la cantidad máxima de energía consumida se da en el periodo 6, y en los meses de verano (Junio, Julio y Agosto), en concreto en Julio donde se alcanzan valores de 1.100.000 kWh/año.

Se observa una distinción entre el periodo de días 1 y 2 de Agosto y 3 y 31 de Agosto, esto es debido a que la IET vigente en 2013 establecía una distinción de precios en esos periodos. Sin embargo, la orden IET vigente en 2014 no establece esa diferencia, por lo que no será necesario llevar a cabo esa distinción.

Con estos datos de carga, y con los precios vigentes en 2013 la factura de esta comunidad de regantes se podía desglosar en los siguientes costes:

Resumen costes AÑO 2013

COSTE POTENCIA (euros)	96.499	19,3%
COSTE EXCESOS POTENCIA (euros)	15	0,0%
COSTE ENERGIA ACTIVA (euros)	295.755	59,2%
COSTE ENERGIA REACTIVA (euros)	0	0,0%
Impuesto eléctrico (1,05113 x 4,864%)	20.056	4,0%
ALQUILER equipo de medida	780	0,2%
IVA	86.588	17,3%
TOTAL (euros)	499.694	100,0%

Como se puede apreciar, uno de los principales factores influyentes, en la factura es el coste de la potencia contratada, reduciéndolo se podrían conseguir importantes ahorros en la factura.

5. Análisis Comunidad de Regantes 1

5.2 Alternativa 1: Suministro eléctrico ordinario (12 meses)

Actualizando los datos anteriormente mostrados, con los precios vigentes en 2014 (IET 107/2014), el desglose de elementos y de costes de la alternativa ordinaria de contratación de suministro eléctrico para esta comunidad de regantes 1 queda:

PERIODO 1	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 4	PERIODO 5	PERIODO 6	
POTENCIA CONTRATADA (kW)						
1115	1530	1530	1530	1530	1950	
ENERGIA ACTIVA (kWh)						TOTAL
228366	349735	40547	136309	50040	2945195	3750192
6%	9%	1%	4%	1%	79%	

Resumen costes AÑO 2014

COSTE POTENCIA (euros)	152.155	29,8%
COSTE EXCESOS POTENCIA (euros)	7	0,0%
COSTE ENERGIA ACTIVA (euros)	248.057	48,7%
COSTE GRUPO	0	
COSTE ENERGIA REACTIVA (euros)	0	0,0%
Impuesto eléctrico (1,05113 x 4,864%)	20.462	4,0%
ALQUILER equipo de medida	780	0,2%
IVA	88.343	17,3%
TOTAL (euros)	509.805	100,0%

Se puede observar el importante aumento de los costes del término de potencia, resultado de las sucesivas reformas e incrementos en los precios. Con los mismos datos de carga pero diferentes precios el coste de potencia pasa de representar el 19% al 30%.

En este caso, la modalidad de 12 meses no incluye la utilización de grupo en ninguno de los periodos, por eso el coste de grupo aparece como cero.

5.3 Alternativa 2: Reducción de potencia en periodo 1

En esta alternativa de estudio, se disminuye la potencia a prácticamente cero (50 kW para consumo de auxiliares).

PERIODO 1	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 4	PERIODO 5	PERIODO 6
POTENCIA CONTRATADA (kW)					
50	1530	1530	1530	1530	1950

Esta alternativa de contratación puede dar lugar a dos posibles situaciones (teniendo en cuenta que el Peaje de Respaldo es, a día de hoy, una propuesta):

- Situación 1: El grupo generador, con el que se va a suplir la energía demandada por la instalación en el periodo 1 va a trabajar en paralelo (sincronizado) con la red, y por ello se debe tener en cuenta el pago de un peaje de respaldo por cada kWh producido por el grupo.

Resumen costes AÑO 2014

COSTE POTENCIA (euros)	110.472	23,0%
COSTE EXCESOS POTENCIA (euros)	7	0,0%
COSTE ENERGIA ACTIVA (euros)	220.304	45,9%
COSTE ENERGIA REACTIVA (euros)	34	0,0%
IMPUESTO ELECTRICO (1,05113 x 4,864%)	16.914	3,5%
COSTE ENERGIA GRUPO	47.957	10,0%
COSTE PEAJE DE RESPALDO	10.082	2,1%
ALQUILER equipo de medida	780	0,2%
IVA	73.023	15,2%
TOTAL (euros)	479.572	100,0%

El coste asociado al termino de potencia se reduce, pasando a representar un 23% y aparece un coste de 10.082€ derivado del peaje de respaldo.

- Situación 2: El grupo no trabaja en paralelo con la red, y por tanto no es necesario el pago de un peaje de respaldo, sin embargo sí que es necesaria una mayor inversión de obra, para separar y aislar la red eléctrica del grupo generador (Anexo 1)

El desglose de costes de esta situación, sin tener en cuenta la inversión en aparamenta necesaria quedaría:

5. Análisis Comunidad de Regantes 1

Resumen costes AÑO 2014

COSTE POTENCIA (euros)	110.472	23,5%
COSTE EXCESOS POTENCIA (euros)	7	0,0%
COSTE ENERGIA ACTIVA (euros)	220.304	46,9%
COSTE ENERGIA REACTIVA (euros)	34	0,0%
IMPUESTO ELECTRICO (1,05113 x 4,864%)	16.914	3,6%
COSTE ENERGIA GRUPO	47.957	10,2%
COSTE PEAJE DE RESPALDO	0	0,0%
ALQUILER equipo de medida	780	0,2%
IVA	73.023	15,6%
TOTAL (euros)	469.490	100,0%

Esta alternativa supondría un ahorro de 40315 € anuales.

5.4 Alternativa 3: Reducción de potencia en periodo 1 y 2

En este caso, la relación de potencias contratadas, contratando 50 kW en los periodos 1 y 2 para consumo de auxiliares quedaría:

PERIODO 1	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 4	PERIODO 5	PERIODO 6
POTENCIA CONTRATADA (kW)					
50	50	1530	1530	1530	1950

Al igual que en el caso anterior 5.3, se dan dos posibles situaciones debidas al pago o no del peaje de respaldo por cada kWh generado con el grupo aislado o no de red:

- Situación 1: El grupo generador, con el que se va a suplir la energía demandada por la instalación va a trabajar en sincronización con la red.

Resumen costes AÑO 2014

COSTE POTENCIA (euros)	81.484	16,9%
COSTE EXCESOS POTENCIA (euros)	7	0,0%
COSTE ENERGIA ACTIVA (euros)	184.517	38,2%
COSTE ENERGIA REACTIVA (euros)	1.784	0,4%
MPUESTO ELECTRICO (1,05113 x 4,864%)	13.691	2,8%
COSTE GRUPO	121.401	25,1%
COSTE PEAJE DE RESPALDO	20.661	4,3%
ALQUILER equipo de medida	780	0,2%
IVA	59.111	12,2%
TOTAL (euros)	483.437	100,0%

- Situación 2: El grupo no trabaja en paralelo con la red, y por tanto no es necesario el pago de un peaje de respaldo.

Resumen costes AÑO 2014

COSTE POTENCIA (euros)	81.484	17,6%
COSTE EXCESOS POTENCIA (euros)	7	0,0%
COSTE ENERGIA ACTIVA (euros)	184.517	39,9%
COSTE ENERGIA REACTIVA (euros)	1.784	0,4%
MPUESTO ELECTRICO (1,05113 x 4,864%)	13.691	3,0%
COSTE GRUPO	121.401	26,2%
COSTE PEAJE DE RESPALDO	0	0,0%
ALQUILER equipo de medida	780	0,2%
IVA	59.111	12,8%
TOTAL (euros)	462.776	100,0%

Esta alternativa supondría un ahorro de 36918 €, sin tener en cuenta la inversión necesaria en aparamenta que separe la red del grupo.

5.5 Alternativa 4: Contratación en los periodos de 1 a 5 de menos potencia de la consumida

Esta alternativa supone el contrato de menos potencia en cada uno de los seis periodos, incurrir en costes de excesos de potencia cubriendo la energía activa con la propia red, y no con grupos generadores autónomos como en alternativas anteriores.

En este caso, las potencia contratadas con las que menos coste se asume son:

PERIODO 1	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 4	PERIODO 5	PERIODO 6
POTENCIA CONTRATADA (kW)					
750	1115	1115	1115	1115	1950

Y el coste asociado:

Resumen costes AÑO 2014		
COSTE POTENCIA (euros)	111.895	23,1%
COSTE EXCESOS POTENCIA (euros)	20.363	4,2%
COSTE ENERGIA ACTIVA (euros)	248.057	51,2%
COSTE GRUPO	0	
COSTE ENERGIA REACTIVA (euros)	0	0,0%
Impuesto eléctrico (1,05113 x 4,864%)	19.444	4,0%
ALQUILER equipo de medida	780	0,2%
IVA	83.950	17,3%
TOTAL (euros)	484.489	100,0%

Se obtiene un ahorro de 25316€, respecto de la contratación ordinaria.

5. Análisis Comunidad de Regantes 1

5.6 Alternativa 5: Contrato de temporada

Los meses de más demanda (Mayo, Junio, Julio, Agosto y Septiembre) se suplen con energía de red, mientras que el resto se suple con la energía proporcionada por un grupo electrógeno.

La potencia contratada en este contrato de temporada, es la misma que la potencia contratada en la modalidad de contratación ordinaria de doce meses

PERIODO 1	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 4	PERIODO 5	PERIODO 6
POTENCIA CONTRATADA (kW)					
1115	1530	1530	1530	1530	1950

En RD 1578/2008 se restringen los meses a cinco, para suplir sus demandas de energía activa con la red eléctrica. Sin embargo, como este Real Decreto ha sido derogado, ya no existe una restricción de los cinco meses, pero como los recargos en este tipo de contrato son muy altos, no resulta rentable. Por otro lado, cabe estudiar la posibilidad de un contrato de duración de 6 meses, con los porcentajes de incremento que aparecen en la Circular 3/2014 de CNMC.

A continuación se detallan la demanda de energía de CR1

	Energía activa (kWh)						TOTAL kWh
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	
ENERO	450	694	0	0	0	8349	9.493
FEBRERO	418	649	0	0	0	1092	2.159
MARZO	533	879	0	0	0	22135	23.547
ABRIL	0	0	0	0	32999	159432	192.431
MAYO	0	0	0	0	15650	163591	179.241
JUNIO	45159	83179	23033	76327	0	493766	721.464
JULIO	181613	264040	0	0	0	643071	1.088.724
AGOSTO	0	0	0	0	0	1084695	1.084.695
SEPTIEMBRE	0	0	17201	59536	0	291938	368.675
OCTUBRE	0	0	0	0	1391	60694	62.085
NOVIEMBRE	0	0	313	446	0	10413	11.172
DICIEMBRE	193	294	0	0	0	6019	6.506
TOTAL (kWh)	228366	349735	40547	136309	50040	2945195	3.750.192
	6%	9%	1%	4%	1%	79%	100%

Y el desglose de costes de esta alternativa disponible en la Circular 3/2014 de CNMC:

Resumen costes AÑO 2014		
COSTE POTENCIA (euros)	118.676	23,5%
COSTE EXCESOS POTENCIA (euros)	0	0,0%
COSTE ENERGIA ACTIVA (euros)	253.673	50,2%
		0,0%
COSTE ENERGIA REACTIVA (euros)	0	0,0%
IMPUESTO ELECTRICO (1,05113 x 4,864%)	19.037	3,8%
COSTE GRUPO	25.049	5,0%
COSTE PEAJE DE RESPALDO	0	0,0%
ALQUILER equipo de medida	780	0,2%
IVA	87.615	17,4%
TOTAL (euros)	504.830	100,0%

Supone un ahorro respecto de la alternativa de contratación ordinaria de 12 meses, pero este ahorro es el menos significativo.

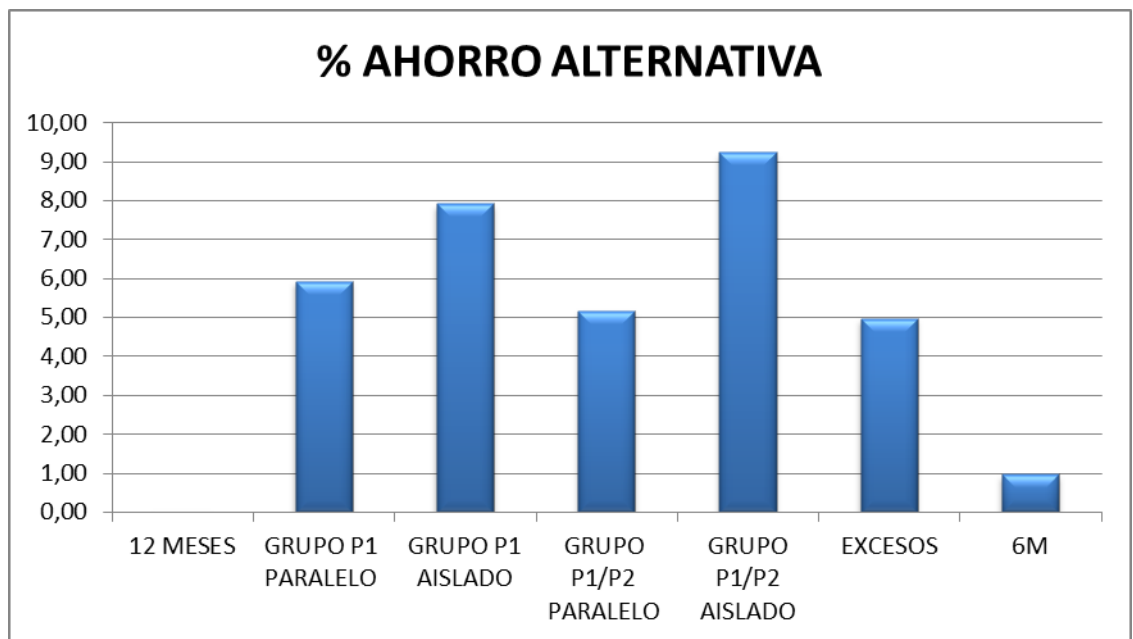
5.7 Comparativa de las alternativas y conclusiones CR1

A continuación se muestra una tabla comparativa de las diferentes alternativas:

MODALIDAD CONTRATO	12 MESES	ENERGIA P1 CON GRUPO		ENERGIA P1/P2 CON GRUPO		EXCESOS	TEMPORADA
SITUACION	12 MESES	GRUPO P1 PARALELO	GRUPO P1 AISLADO	GRUPO P1/P2 PARALELO	GRUPO P1/P2 AISLADO	EXCESOS	GRUPO
COSTE POTENCIA	152155,28	110471,80	110471,80	81483,58	81483,58	111894,94	118676,00
COSTE ENERGIA ACTIVA	248056,87	220303,54	220303,54	184517,26	184517,26	248056,87	253673,30
COSTE GRUPO	0,00	47956,86	47956,86	121401,21	121401,21	0,00	25048,59
COSTE PEAJE	0,00	10082,13	0,00	20660,91	0,00	0,00	0,00
COSTE TOTAL	509804,79	479571,81	469489,68	483436,74	462775,82	484489,50	504829,85
AHORRO ANUAL RESPECTO 12 MESES		30232,98	40315,11	26368,06	47028,97	25315,30	4974,95

Con estos datos, se puede calcular una gráfica con el porcentaje de ahorro anual que supondría cada alternativa respecto de la contratación ordinaria, en el caso de la CR1.

Se puede observar que la alternativa que mayor ahorro supone es reducir potencia contratada en los periodos 1 y 2 y suplir la demanda de energía con un grupo electrógeno.



Hay que tener en cuenta, sin embargo, que la solución óptima descrita requiere de modificaciones en embarrados, apartamenta, etc., con el consiguiente coste económico. Esta pequeña inversión sería necesaria para poder aislar el grupo de la red y evitar el pago del Peaje de Respaldo.

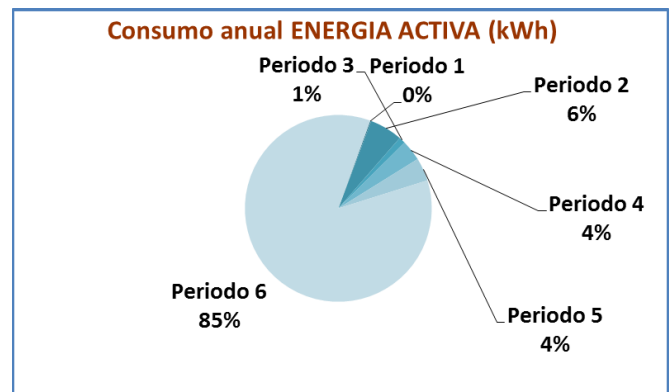
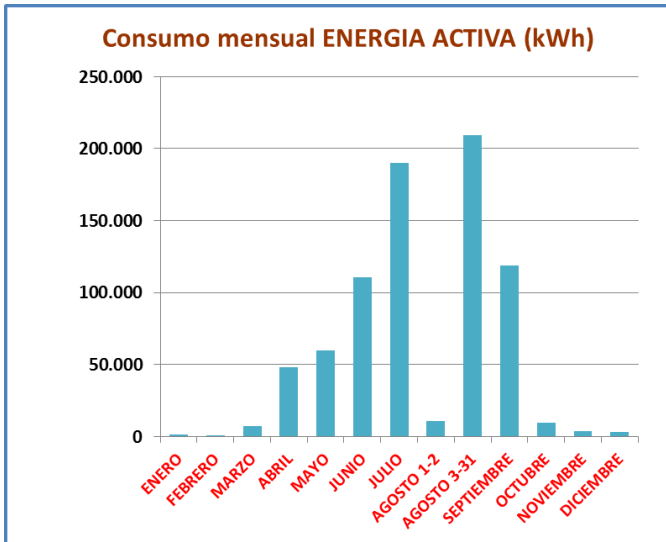
5. Análisis Comunidad de Regantes 1

En caso de optar por no realizar esta inversión, la solución más rentable sería contratar menos potencia a lo largo de todo el año e incurrir en costes de excesos de potencia en algunos periodos en los meses de máxima demanda.

6. ANÁLISIS COMUNIDAD DE REGANTES 2 (CR2)

6.1 Presentación y análisis de los datos de carga de CR2

A continuación se detallan las curvas de carga, potencias contratadas y necesidades de energía de la CR2 en el periodo anual de 2013.



En estos datos se puede apreciar que la cantidad máxima de energía consumida se da en el periodo 6, y en los meses de verano (Junio, Julio y Agosto), en concreto en el mes de Agosto donde se sobrepasan los 200.000 kWh/año

Se observa una distinción entre el periodo de días 1 y 2 de Agosto y 3 y 31 de Agosto, esto es debido a que la IET vigente en 2013 establecía una distinción de precios en esos periodos. Sin embargo, la orden IET vigente en 2014 no establece esa diferencia, por lo que no será necesario llevar a cabo esa distinción.

Con estos datos de carga, y con los precios vigentes en 2013 la factura de esta comunidad de regantes se podía desglosar en los siguientes costes:

Resumen costes AÑO 2013

COSTE POTENCIA (euros)	27.119	26,6%
COSTE EXCESOS POTENCIA (euros)	0	0,0%
COSTE ENERGIA ACTIVA (euros)	52.342	51,3%
COSTE ENERGIA REACTIVA (euros)	76	0,1%
Impuesto eléctrico (1,05113 x 4,864%)	4.066	4,0%
ALQUILER equipo de medida	782	0,8%
IVA	17.557	17,2%
TOTAL (euros)	101.942	100,0%

Como se puede apreciar, uno de los principales factores influyentes, en la factura es el coste de la potencia contratada, alcanzándose cifras de casi un 27% del total del coste de la factura eléctrica.

6.2 Alternativa 1: Suministro eléctrico ordinario (12 meses)

Actualizando los datos anteriormente mostrados para este consumidor, con los precios vigentes en 2014 (IET 107/2014), el desglose de elementos y de costes de la alternativa ordinaria de contratación de suministro eléctrico queda:

Resumen costes AÑO 2014

COSTE POTENCIA (euros)	48.780	40,3%
COSTE EXCESOS POTENCIA (euros)	95	0,1%
COSTE ENERGIA ACTIVA (euros)	45.608	37,7%
COSTE ENERGIA REACTIVA (euros)	76	0,1%
Impuesto eléctrico (1,05113 x 4,864%)	4.835	4,0%
ALQUILER equipo de medida	782	0,6%
IVA	20.873	17,2%
TOTAL (euros)	121.048	100,0%

En este caso se observa que el término de potencia pasa de representar un 27% del total de la factura de 2013 a un 40% del total de la estimación de factura de 2014, suponiendo con ello un importante aumento de los costes de dicho término.

6.3 Alternativa 2 : Reducción potencia en periodo 1

En esta alternativa de estudio, se disminuye la potencia a prácticamente cero en el periodo 1 (10 kW para consumo de auxiliares).

PERIODO 1	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 4	PERIODO 5	PERIODO 6	
POTENCIA CONTRATADA (kW)						
10	603	603	603	603	735	
ENERGIA ACTIVA (kWh)						TOTAL
1434	43858	8690	27808	30909	659644	770909
0%	6%	1%	4%	4%	86%	

Al igual que en el caso anterior, se pueden dar dos posibles situaciones según si el grupo trabaja sincronizado con la red o no:

- Situación 1: El grupo generador, con el que se va a suplir la energía demandada por la instalación va a trabajar en paralelo (sincronizado) con la red, y por ello se debe tener en cuenta el pago de un peaje de respaldo por cada kWh producido por el grupo.

Resumen costes AÑO 2014

COSTE POTENCIA (euros)	42.822	37,7%
COSTE EXCESOS POTENCIA (euros)	0	0,0%
COSTE ENERGIA ACTIVA (euros)	45.407	40,0%
COSTE ENERGIA REACTIVA (euros)	83	0,1%
Impuesto eléctrico (1,05113 x 4,864%)	4.515	4,0%
COSTE ENERGIA GRUPO	301	0,3%
COSTE PEAJE DE RESPALDO	63	0,1%
ALQUILER equipo de medida	778	0,7%
IVA	19.494	17,2%
TOTAL (euros)	113.463	100,0%

El coste asociado al término de potencia se reduce y aparece un coste muy pequeño derivado del peaje de respaldo, que se añade por estar el grupo trabajando en paralelo con la red.

Este tipo de contratación, supone un ahorro anual de aproximadamente 7500€ anuales.

- Situación 2: El grupo no trabaja en paralelo con la red, y por tanto no es necesario el pago de un peaje de respaldo, sin embargo sí que es necesaria una inversión para separar y aislar la red eléctrica del grupo generador (Anexo 10)

El desglose de costes de esta situación, sin tener en cuenta la inversión en aparamenta necesaria quedaría prácticamente igual que en la situación anterior, a diferencia de el no-pago de 63 € por el peaje de respaldo.

El ahorro de esta alternativa es también similar, por lo que no resultaría económica la inversión en aparamenta necesaria puesto que esta inversión es seguro mayor de 63 €.

6.4 Alternativa 3: Reducción de potencia en periodos 1 y 2:

En este caso, la relación de potencias contratadas quedaría:

PERIODO	PERIODO	PERIODO	PERIODO	PERIODO	PERIODO
1	2	3	4	5	6
POTENCIA CONTRATADA (kW)					
10	10	603	603	603	735

Al igual que en el caso anterior, se dan dos posibles situaciones debidas al pago o no del peaje de respaldo:

- Situación 1: El grupo generador, con el que se va a suplir la energía demandada por la instalación va a trabajar en sincronización con la red.

Resumen costes AÑO 2014

COSTE POTENCIA (euros)	31.239	30,1%
COSTE EXCESOS POTENCIA (euros)	30	0,0%
COSTE ENERGIA ACTIVA (euros)	40.941	39,5%
COSTE ENERGIA REACTIVA (euros)	123	0,1%
Impuesto eléctrico (1,05113 x 4,864%)	3.698	3,6%
COSTE ENERGIA GRUPO	9.511	9,2%
COSTE PEAJE DE RESPALDO	1.390	1,3%
ALQUILER equipo de medida	778	0,8%
IVA	15.967	15,4%
TOTAL (euros)	103.677	100,0%

- Situación 2: El grupo no trabaja en paralelo con la red, y por tanto no es necesario el pago de un peaje de respaldo.

Resumen costes AÑO 2014

COSTE POTENCIA (euros)	31.239	30,5%
COSTE EXCESOS POTENCIA (euros)	30	0,0%
COSTE ENERGIA ACTIVA (euros)	40.941	40,0%
COSTE ENERGIA REACTIVA (euros)	123	0,1%
Impuesto eléctrico (1,05113 x 4,864%)	3.698	3,6%
COSTE ENERGIA GRUPO	9.511	9,3%
COSTE PEAJE DE RESPALDO	0	0,0%
ALQUILER equipo de medida	778	0,8%
IVA	15.967	15,6%
TOTAL (euros)	102.287	100,0%

Esta alternativa supondría un ahorro de 18700 € aproximadamente.

6.5 Alternativa 4: Contratación en los periodos de 1 a 5 de menor potencia de la consumida

Esta alternativa supone el contrato de menos potencia en cada uno de los seis periodos, así las potencia contratadas con las que menos coste se asume son:

PERIODO	PERIODO	PERIODO	PERIODO	PERIODO	PERIODO
1	2	3	4	5	6
POTENCIA CONTRATADA (kW)					
10	10	50	50	50	735

Y el coste asociado:

Se obtiene un ahorro de 39600€, respecto de la contratación ordinaria.

Resumen costes AÑO 2014

COSTE POTENCIA (euros)	7.524	9,2%
COSTE EXCESOS POTENCIA (euros)	10.207	12,5%
COSTE ENERGIA ACTIVA (euros)	45.565	56,0%
COSTE ENERGIA REACTIVA (euros)	76	0,1%
Impuesto eléctrico (1,05113 x 4,864%)	3.240	4,0%
COSTE ENERGIA GRUPO		0,0%
COSTE PEAJE DE RESPALDO		0,0%
ALQUILER equipo de medida	778	1,0%
IVA	13.988	17,2%
TOTAL (euros)	81.378	100,0%

6.6 Alternativa 5: Contrato de temporada

Como se observa en la siguiente tabla, los meses de más demanda son los de Mayo, Junio, Julio, Agosto y Septiembre que se suplen con energía de red, mientras que el resto se suprime con la energía proporcionada por un grupo electrógeno. No obstante como, el RD 1578/2008 ha sido derogado, no resulta económicamente viable el contrato de temporada de cinco meses.

Se recurre, como en el caso de CR1, a la Circular 3/2014 de CNMC, donde indica que el % de aumento del término de potencia se aumenta en un 48% el caso de contrato de temporada de 6 meses

	Energía activa (kWh)						TOTAL kWh
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	
ENERO	232	389	0	0	0	677	1.298
FEBRERO	178	326	0	0	0	516	1.020
MARZO	0	0	956	1363	0	4857	7.176
ABRIL	0	0	0	0	14019	33874	47.893
MAYO	0	0	0	0	14203	45450	59.653
JUNIO	194	6198	995	9421	0	93643	110.451
JULIO	500	36380	0	0	0	153048	189.928
AGOSTO	0	0	0	0	0	219822	219.822
SEPTIEMBRE	0	0	6407	16433	0	95943	118.783
OCTUBRE	0	0	0	0	2687	6658	9.345
NOVIEMBRE	0	0	332	591	0	3094	4.017
DICIEMBRE	330	565	0	0	0	2062	2.957
TOTAL (kWh)	1434	43858	8690	27808	30909	659644	772.343
	0%	6%	1%	4%	4%	85%	100%

El resumen de costes de esta alternativa quedaría:

Resumen costes AÑO 2014

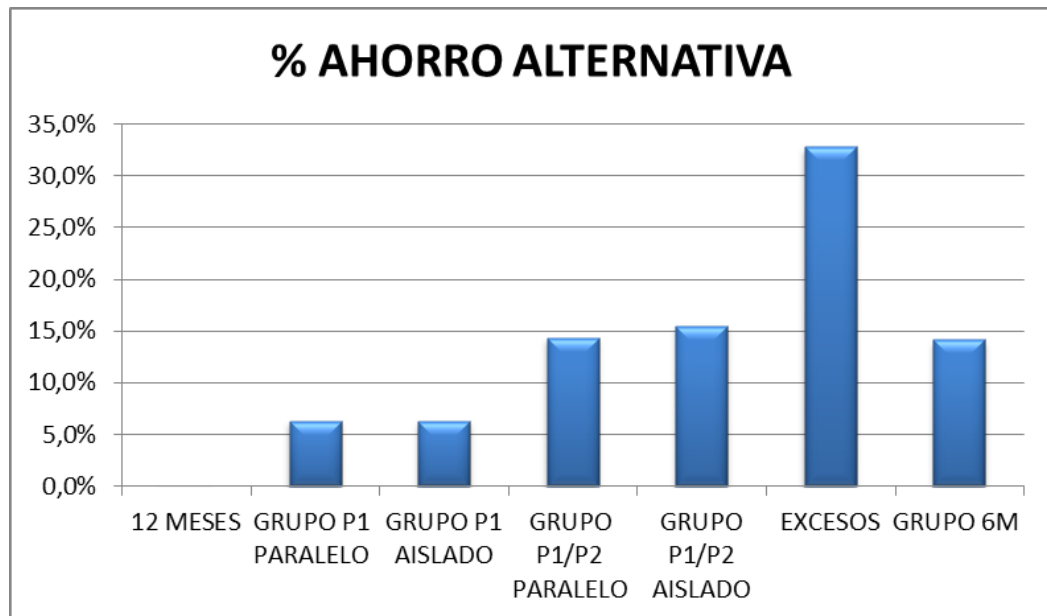
COSTE POTENCIA (euros)	27.758	26,7%
COSTE EXCESOS POTENCIA (euros)		0,0%
COSTE ENERGIA ACTIVA (euros)	47.840	46,0%
		0,0%
COSTE ENERGIA REACTIVA (euros)		0,0%
IMPUESTO ELECTRICO (1,05113 x 4,864%)	3.865	3,7%
COSTE GRUPO	5.624	5,4%
COSTE PEAJE DE RESPALDO	0	0,0%
ALQUILER equipo de medida	780	0,8%
IVA	18.032	17,4%
TOTAL (euros)	103.900	100,0%

6.7 Comparativa de las alternativas y conclusiones CR2

A continuación se muestra una tabla comparativa de las diferentes alternativas para la Comunidad de Regantes 2:

MODALIDAD CONTRATO	12 MESES	ENERGIA P1 CON GRUPO		ENERGIA P1/P2 CON GRUPO		EXCESOS	TEMPORADA
SITUACION	12 MESES	GRUPO P1 PARALELO	GRUPO P1 AISLADO	GRUPO P1/P2 PARALELO	GRUPO P1/P2 AISLADO	EXCESOS	GRUPO 6M
COSTE POTENCIA	48.780,19	42.822,00	42.822,00	31.293,00	31.293,00	7.524,00	27.758,00
COSTE ENERGIA ACTIVA	45.607,76	45.407,00	45.407,00	40.941,00	40.941,00	45.565,00	47.840,00
COSTE GRUPO	0,00	301,00	301,00	9.511,00	9.511,00	0,00	5.624,00
COSTE PEAJE	0,00	63,00	0,00	1.390,00	0,00	0,00	0,00
COSTE TOTAL	121.048,27	113.463,00	113.460,00	103.677,00	102.287,00	81.378,00	103.900,00
AHORRO ANUAL RESPECTO 12 MESES		7.585,27	7.588,27	17.371,27	18.761,27	39.670,27	17.148,27

Con estos datos, se puede calcular una gráfica con el % de ahorro anual que supondría cada alternativa respecto de la contratación ordinaria.



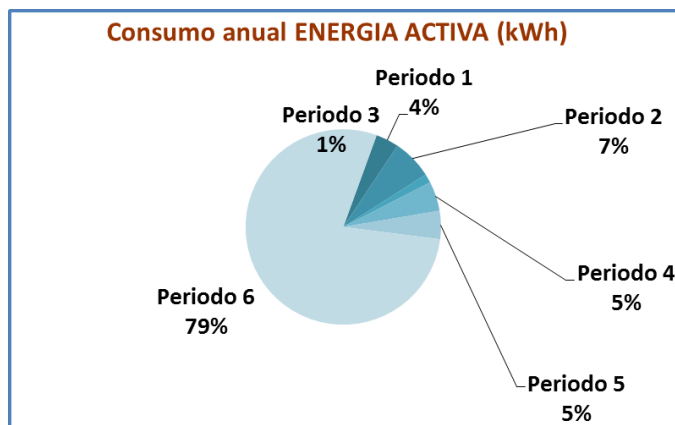
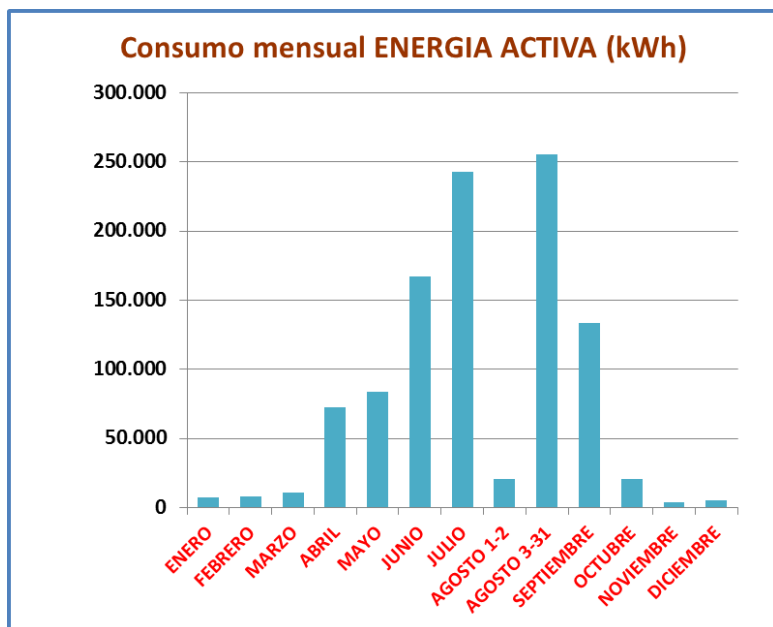
Se puede observar que la alternativa que mayor ahorro supone, para el caso de CR2 es la alternativa de reducir potencia contratada en los periodos de 1 a 5 e incurrir en costes de excesos de potencia. El ahorro de esta alternativa es superior al 30%.

La ventaja de esta alternativa aparece cuando no hay que llevar a cabo ninguna inversión en grupos generadores ni en aparamenta para separar dicho grupo de red.

7. ANALISIS COMUNIDAD DE REGANTES 3 (CR3)

7.1 Presentación y análisis de los datos de carga de CR3

A continuación se detallan las curvas de carga, potencias contratadas y necesidades de energía de la CR3 en el periodo anual de 2013.



El mayor de los consumos se da en el mes de Agosto alcanzándose cifras de aproximadamente 275000 kWh/año.

Se observa una distinción entre el periodo de días 1 y 2 de Agosto y 3 y 31 de Agosto, esto es debido a que la IET vigente en 2013 establecía una distinción de precios en esos periodos. Sin embargo, la orden IET vigente en 2014 no establece esa diferencia, por lo que no será necesario llevar a cabo esa distinción.

Con estos datos de carga, y con los precios vigentes en 2013 la factura de esta comunidad de regantes se podía desglosar en los siguientes costes:

Resumen costes AÑO 2013

COSTE POTENCIA (euros)	28.956	21,7%
COSTE EXCESOS POTENCIA (euros)	0	0,0%
COSTE ENERGIA ACTIVA (euros)	75.557	56,5%
COSTE ENERGIA REACTIVA (euros)	0	0,0%
Impuesto eléctrico (1,05113 x 4,864%)	5.343	4,0%
ALQUILER equipo de medida	780	0,6%
IVA	23.070	17,3%
TOTAL (euros)	133.707	100,0%

Como se puede apreciar, uno de los principales factores influyentes, en la factura es el coste de la potencia contratada, alcanzándose cifras de casi un 22% del total del coste de la factura eléctrica.

7.2 Alternativa 1: Suministro eléctrico ordinario (12 meses)

Actualizando los datos anteriormente mostrados, con los precios vigentes en 2014 (IET 107/2014), en la comunidad de regantes 3, el desglose de elementos y de costes de la alternativa ordinaria de contratación de suministro eléctrico queda:

Resumen costes AÑO 2014		
COSTE POTENCIA (euros)	43.323	31,4%
COSTE EXCESOS POTENCIA (euros)	0	0,0%
COSTE ENERGIA ACTIVA (euros)	64.476	46,8%
COSTE ENERGIA REACTIVA (euros)	0	0,0%
Impuesto eléctrico (1,05113 x 4,864%)	5.511	4,0%
COSTE GRUPO	0	0,0%
COSTE PEAJE DE RESPALDO	0	0,0%
ALQUILER equipo de medida	776	0,6%
IVA	23.795	17,3%
TOTAL (euros)	137.881	100,0%

Como se puede observar, debido a la modificación de las tarifas de acceso llevada a cabo por el Gobierno en Agosto de 2013, el peso del coste del término de potencia en la factura eléctrica adquiere, aún más, una gran importancia, y reduciendo este término se conseguiría una reducción del coste en la factura.

7.3 Alternativa 2: Reducción de potencia en periodo 1

En esta alternativa de estudio, se disminuye la potencia a prácticamente cero (50 kW para consumo de auxiliares).

PERIODO 1	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 4	PERIODO 5	PERIODO 6	
POTENCIA CONTRATADA (kW)						
50	400	500	500	500	650	
ENERGIA ACTIVA (kWh)						TOTAL
39276	68306	15082	50314	48220	810042	991964
4%	7%	2%	5%	5%	82%	

Esta alternativa de contratación puede dar lugar a dos posibles, como en casos anteriores:

- Situación 1: El grupo generador, va a trabajar en paralelo (sincronizado) con la red, y por ello se debe tener en cuenta el pago de un peaje de respaldo

Resumen costes AÑO 2014		
COSTE POTENCIA (euros)	35.538	26,9%
COSTE EXCESOS POTENCIA (euros)	0	0,0%
COSTE ENERGIA ACTIVA (euros)	59.724	45,3%
COSTE ENERGIA REACTIVA (euros)	0	0,0%
Impuesto eléctrico (1,05113 x 4,864%)	4.870	3,7%
COSTE GRUPO	8.248	6,3%
COSTE PEAJE DE RESPALDO	1.734	1,3%
ALQUILER equipo de medida	776	0,6%
IVA	21.028	15,9%
TOTAL (euros)	131.918	100,0%

El coste asociado al termino de potencia se reduce y por tanto el coste total de la factura eléctrica, aunque en una cantidad aproximada de 5900 €.

- Situación 2: El grupo no trabaja en paralelo con la red, y por tanto no es necesario el pago de un peaje de respaldo (Anexo 11). Pero si es necesaria una inversión en aparamenta que separe la red del grupo.

7. Análisis Comunidad de Regantes 3

El desglose de costes de esta situación, sin tener en cuenta la inversión en aparamenta necesaria quedaría:

Resumen costes AÑO 2014		
COSTE POTENCIA (euros)	35.538	27,3%
COSTE EXCESOS POTENCIA (euros)	0	0,0%
COSTE ENERGIA ACTIVA (euros)	59.724	45,9%
COSTE ENERGIA REACTIVA (euros)	0	0,0%
Impuesto eléctrico (1,05113 x 4,864%)	4.870	3,7%
COSTE GRUPO	8.248	6,3%
COSTE PEAJE DE RESPALDO	0	0,0%
ALQUILER equipo de medida	776	0,6%
IVA	21.028	16,2%
TOTAL (euros)	130.184	100,0%

Se observa un ahorro de aproximadamente 1000 €, respecto de la alternativa anterior debido al peaje de respaldo y con ello un ahorro de aproximadamente 7000€ respecto de la contratación ordinaria.

7.4 Alternativa 3: Reducción de potencia en periodos 1 y 2

En este caso, la relación de potencias contratadas quedaría:

PERIODO 1	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 4	PERIODO 5	PERIODO 6
POTENCIA CONTRATADA (kW)					
50	50	500	500	500	650

Se mantiene 50kW para consumo de auxiliares y al igual que en el caso anterior, se dan dos posibles situaciones debidas al pago o no del peaje de respaldo:

- Situación 1: El grupo generador, con el que se va a suplir la energía demandada por la instalación va a trabajar en sincronización con la red.

Resumen costes AÑO 2014		
COSTE POTENCIA (euros)	28.720	22,0%
COSTE EXCESOS POTENCIA (euros)	0	0,0%
COSTE ENERGIA ACTIVA (euros)	52.761	40,3%
COSTE ENERGIA REACTIVA (euros)	0	0,0%
Impuesto eléctrico (1,05113 x 4,864%)	4.166	3,2%
COSTE GRUPO	22.592	17,3%
COSTE PEAJE DE RESPALDO	3.800	2,9%
ALQUILER equipo de medida	776	0,6%
IVA	17.986	13,8%
TOTAL (euros)	130.800	100,0%

- Situación 2: El grupo no trabaja en paralelo con la red, y por tanto no es necesario el pago de un peaje de respaldo.

Resumen costes AÑO 2014		
COSTE POTENCIA (euros)	28.720	22,6%
COSTE EXCESOS POTENCIA (euros)	0	0,0%
COSTE ENERGIA ACTIVA (euros)	52.761	41,5%
COSTE ENERGIA REACTIVA (euros)	0	0,0%
Impuesto eléctrico (1,05113 x 4,864%)	4.166	3,3%
COSTE GRUPO	22.592	17,8%
COSTE PEAJE DE RESPALDO	0	0,0%
ALQUILER equipo de medida	776	0,6%
IVA	17.986	14,2%
TOTAL (euros)	127.000	100,0%

Suponiendo un ahorro de casi 4000 € anuales.

7.5 Alternativa 4: Contratación en los periodos de 1 a 5 de menor potencia de la consumida

Con ayuda de la herramienta SOLVER disponible en Microsoft Excel, se puede concluir que la relación de potencias contratadas que menor coste total eléctrico suponen son:

PERIODO 1	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 4	PERIODO 5	PERIODO 6
POTENCIA CONTRATADA (kW)					
50,00	237,50	237,50	237,50	237,50	650,00

El coste asociado a esta alternativa es:

Resumen costes AÑO 2014		
COSTE POTENCIA (euros)	21.146	17,2%
COSTE EXCESOS POTENCIA (euros)	3.671	3,0%
COSTE ENERGIA ACTIVA (euros)	64.476	52,6%
COSTE ENERGIA REACTIVA (euros)	0	0,0%
Impuesto eléctrico (1,05113 x 4,864%)	4.565	3,7%
COSTE GRUPO	8.248	6,7%
COSTE PEAJE DE RESPALDO	0	0,0%
ALQUILER equipo de medida	776	0,6%
IVA	19.710	16,1%
TOTAL (euros)	122.592	100,0%

Esta alternativa de contratar menos potencia, y con ello incurrir en costes de excesos de potencia, supone un ahorro de aproximadamente 15.200 €

7.6 Alternativa 5: Contrato de temporada

A continuación se detallan las necesidades de energía por periodos y por meses de la CR3, apareciendo resaltados los meses en los que CR3 cubriría sus necesidades de la red, y el resto de meses los cubriría con un grupo.

	Energía activa (kWh)						TOTAL kWh
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	
ENERO	605	1411	0	0	0	5012	7.028
FEBRERO	588	1122	0	0	0	6122	7.832
MARZO	0	0	1033	1599	0	8098	10.730
ABRIL	0	0	0	0	23361	48999	72.360
MAYO	0	0	0	0	21134	62201	83.335
JUNIO	4543	13538	5831	19568	0	123692	167.172
JULIO	33116	51530	0	0	0	158229	242.875
AGOSTO	0	0	0	0	0	276424	276.424
SEPTIEMBRE	0	0	7787	28427	0	97398	133.612
OCTUBRE	0	0	0	0	3725	16842	20.567
NOVIEMBRE	0	0	431	720	0	2780	3.931
DICIEMBRE	424	705	0	0	0	4245	5.374
TOTAL (kWh)	37659	65068	13618	47995	21134	717944	903.418
	4%	7%	2%	5%	2%	79%	100%

No obstante, al haber sido derogado el Real Decreto 1578/2008, no resulta tan económicamente viable esta alternativa, a no ser que como en el caso anterior, se recurra a la Circular 3/2014 de CNMC y se tomen 6 meses de contrato de temporada.

En tal caso el resumen de costes queda:

Resumen costes AÑO 2014		
COSTE POTENCIA (euros)	33.829	23,7%
COSTE EXCESOS POTENCIA (euros)		0,0%
COSTE ENERGIA ACTIVA (euros)	66.241	46,4%
		0,0%
COSTE ENERGIA REACTIVA (euros)		0,0%
IMPUESTO ELECTRICO (1,05113 x 4,864%)	5.116	3,6%
COSTE GRUPO	12.084	8,5%
COSTE PEAJE DE RESPALDO	0	0,0%
ALQUILER equipo de medida	780	0,5%
IVA	24.791	17,4%
TOTAL (euros)	142.841	100,0%

En este caso esta alternativa no es rentable, puesto que da mayor coste que la alternativa de suministro ordinario.

7.7 Comparativa de las alternativas y conclusiones CR3

A continuación se muestra una tabla comparativa de las diferentes alternativas:

MODALIDAD CONTRATO	12 MESES	ENERGIA P1 CON GRUPO		ENERGIA P1/P2 CON GRUPO		EXCESOS	TEMPORADA
SITUACION	12 MESES	GRUPO P1 PARALELO	GRUPO P1 AISLADO	GRUPO P1/P2 PARALELO	GRUPO P1/P2 AISLADO	EXCESOS	GRUPO 6M
COSTE POTENCIA	43.323,00	35.538,00	35.538,00	28.720,00	28.720,00	15.000,00	33.829,00
COSTE ENERGIA ACTIVA	64.476,00	59.724,00	59.724,00	52.761,00	52.761,00	64.476,00	66.241,00
COSTE GRUPO	0,00	8.248,00	8.248,00	22.592,00	22.592,00	0,00	12.084,00
COSTE PEAJE	0,00	1.734,00	0,00	3.800,00	0,00	0,00	0,00
COSTE TOTAL	137.881,00	131.918,00	130.184,00	130.800,00	127.000,00	120.850,00	142.841,00
AHORRO ANUAL RESPECTO 12 MESES	0,00	5.963,00	7.697,00	7.081,00	10.881,00	17.031,00	-4.960,00

Con estos datos, se puede calcular una gráfica con el % de ahorro anual que supondría cada alternativa respecto de la contratación ordinaria.



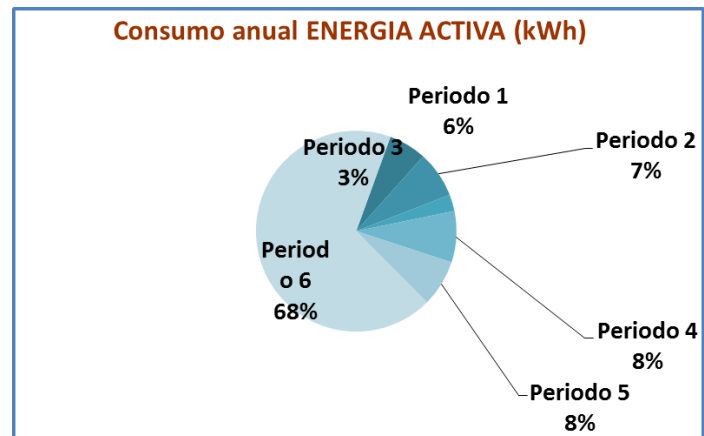
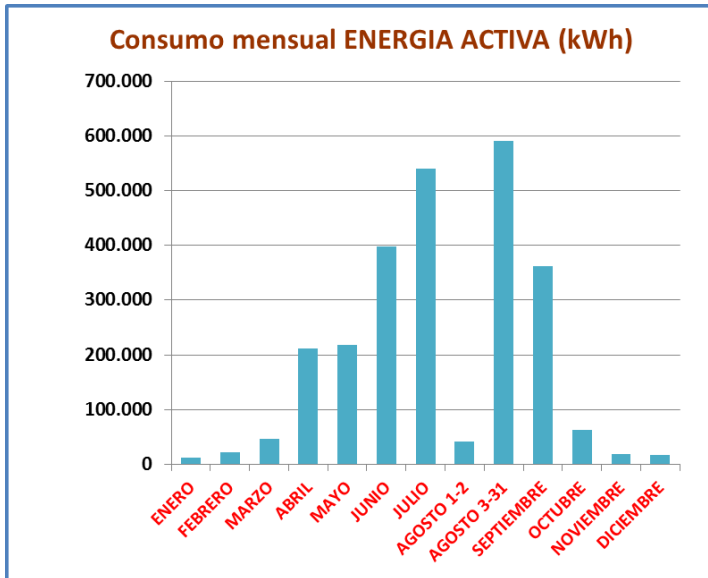
Se puede observar que la alternativa que mayor ahorro supone, para el caso de CR3 es la alternativa de reducir potencia contratada en los periodos de 1 a 5 e incurrir en costes de excesos de potencia.

La ventaja de esta alternativa aparece cuando no hay que llevar a cabo ninguna inversión en grupos generadores ni en apartamento para separar dicho grupo de red.

8. ANALISIS COMUNIDAD DE REGANTES 4 (CR4)

8.1 Presentación y análisis de los datos de carga de CR4

A continuación se detallan las curvas de carga, potencias contratadas y necesidades de energía de la CR4 en el periodo anual de 2013.



Como en casos anteriores, la mayor demanda de energía se lleva a cabo en los meses de verano, en concreto en Agosto donde se llegan a superar los 600.000 kWh.

Se observa una distinción entre el periodo de días 1 y 2 de Agosto y 3 y 31 de Agosto, esto es debido a que la IET vigente en 2013 establecía una distinción de precios en esos periodos. Sin embargo, la orden IET vigente en 2014 no establece esa diferencia, por lo que no será necesario llevar a cabo esa distinción.

Con estos datos de carga, y con los precios vigentes en 2013 la factura de esta comunidad de regantes se podía desglosar en los siguientes costes:

Resumen costes AÑO 2013

COSTE POTENCIA (euros)	88.915	24,2%
COSTE EXCESOS POTENCIA (euros)	324	0,1%
COSTE ENERGIA ACTIVA (euros)	198.955	54,2%
COSTE ENERGIA REACTIVA (euros)	0	0,0%
Impuesto eléctrico (1,05113 x 4,864%)	14.734	4,0%
ALQUILER equipo de medida	780	0,2%
IVA	63.615	17,3%
TOTAL (euros)	367.323	100,0%

Como se puede apreciar, uno de los principales factores influyentes, en la factura es el coste de la potencia contratada, alcanzándose cifras de casi un 27% del total del coste de la factura eléctrica.

8.2 Alternativa 1: Suministro eléctrico ordinario (12 meses)

Actualizando los datos anteriormente mostrados, con los precios vigentes en 2014 (IET 107/2014), en la comunidad de regantes 4, el desglose de elementos y de costes de la alternativa ordinaria de contratación de suministro eléctrico queda:

Resumen costes AÑO 2014		
COSTE POTENCIA (euros)	161.195	38,4%
COSTE EXCESOS POTENCIA (euros)	324	0,1%
COSTE ENERGIA ACTIVA (euros)	167.814	40,0%
COSTE ENERGIA REACTIVA (euros)	0	0,0%
COSTE GRUPO	0	0,0%
COSTE PEAJE DE RESPALDO	0	0,0%
Impuesto eléctrico (1,05113 x 4,864%)	16.838	4,0%
ALQUILER equipo de medida	776	0,2%
IVA	72.696	17,3%
TOTAL (euros)	419.643	100,0%

Se puede observar el importante aumento de los costes del término de potencia, que en esta comunidad pasa de representar el 24% del coste total de la factura eléctrica al 38%, por lo que buscar diferentes alternativas para reducir el peso de este término en la factura, resulta clave para reducir el coste total de la factura eléctrica.

8.3 Alternativa 2: Reducción de potencia en el periodo 1

En esta alternativa de estudio, se disminuye la potencia a prácticamente cero (50 kW para consumo de auxiliares).

PERIODO 1	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 4	PERIODO 5	PERIODO 6	
POTENCIA CONTRATADA (kW)						
50	1400	1400	1400	1400	1400	
ENERGIA ACTIVA (kWh)						TOTAL
154639	189640	67921	209833	190764	1728971	2541768
6%	7%	3%	8%	8%	68%	

Esta alternativa de contratación puede dar lugar a dos posibles situaciones

- Situación 1: El grupo generador, trabajar en paralelo (sincronizado) con la red, y por ello se debe tener en cuenta el pago de un peaje de respaldo por cada kWh producido por el grupo.

Resumen costes AÑO 2014

COSTE POTENCIA (euros)	119.507	30,5%
COSTE EXCESOS POTENCIA (euros)	79	0,0%
COSTE ENERGIA ACTIVA (euros)	149.123	38,0%
COSTE ENERGIA REACTIVA (euros)	1.645	0,4%
COSTE GRUPO	32.474	8,3%
COSTE PEAJE DE RESPALDO	6.827	1,7%
Impuesto eléctrico (1,05113 x 4,864%)	13.822	3,5%
ALQUILER equipo de medida	776	0,2%
IVA	67.930	17,3%
TOTAL (euros)	392.184	100,0%

El coste asociado al termino de potencia se reduce y aparece un coste de aproximadamente 6800 € asociado al peaje de respaldo.

- Situación 2: El grupo no trabaja en paralelo con la red, y por tanto no es necesario el pago de un peaje de respaldo.

El desglose de costes de esta situación, sin tener en cuenta la inversión en aparataje necesaria quedaría:

Resumen costes AÑO 2014

COSTE POTENCIA (euros)	119.507	31,1%
COSTE EXCESOS POTENCIA (euros)	79	0,0%
COSTE ENERGIA ACTIVA (euros)	149.123	38,8%
COSTE ENERGIA REACTIVA (euros)	1.645	0,4%
COSTE GRUPO	32.474	8,5%
COSTE PEAJE DE RESPALDO	0	0,0%
Impuesto eléctrico (1,05113 x 4,864%)	13.822	3,6%
ALQUILER equipo de medida	776	0,2%
IVA	66.497	17,3%
TOTAL (euros)	383.924	100,0%

Esta alternativa supondría un ahorro de aproximadamente de 35200 €, por lo que habría que estudiar la viabilidad de si la inversión en aparamenta necesaria resulta rentable o no con ese ahorro.

8.4 Alternativa 3: Reducción de potencia en periodo 1 y 2

En este caso, la relación de potencias contratadas quedaría:

PERIODO 1	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 4	PERIODO 5	PERIODO 6
POTENCIA CONTRATADA (kW)					
50	50	1400	1400	1400	1400

Al igual que en el caso anterior, se dan dos posibles situaciones debidas al pago o no del peaje de respaldo:

- Situación 1: El grupo generador, con el que se va a suplir la energía demandada por la instalación va a trabajar en sincronización con la red.

Resumen costes AÑO 2014

COSTE POTENCIA (euros)	87.503	22,7%
COSTE EXCESOS POTENCIA (euros)	44	0,0%
COSTE ENERGIA ACTIVA (euros)	129.811	33,7%
COSTE ENERGIA REACTIVA (euros)	3.735	1,0%
COSTE GRUPO	72.299	18,8%
COSTE PEAJE DE RESPALDO	12.563	3,3%
Impuesto eléctrico (1,05113 x 4,864%)	11.304	2,9%
ALQUILER equipo de medida	776	0,2%
IVA	66.624	17,3%
TOTAL (euros)	384.660	100,0%

- Situación 2: El grupo no trabaja en paralelo con la red, y por tanto no es necesario el pago de un peaje de respaldo.

Resumen costes AÑO 2014

COSTE POTENCIA (euros)	87.503	23,7%
COSTE EXCESOS POTENCIA (euros)	44	0,0%
COSTE ENERGIA ACTIVA (euros)	129.811	35,1%
COSTE ENERGIA REACTIVA (euros)	3.735	1,0%
COSTE GRUPO	72.299	19,6%
COSTE PEAJE DE RESPALDO	0	0,0%
Impuesto eléctrico (1,05113 x 4,864%)	11.304	3,1%
ALQUILER equipo de medida	776	0,2%
IVA	63.986	17,3%
TOTAL (euros)	369.458	100,0%

Supondría un ahorro de 50100 € anuales

8.5 Alternativa 4: Contratación en los periodos de 1 a 5 de menor potencia de la consumida

En este caso, las potencias que minimizan costes, obtenidas con ayuda de la herramienta SOLVER, son $P_2 = P_3 = P_4 = P_5 = 597.65$, que se redondean a 598 kW:

PERIODO 1	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 4	PERIODO 5	PERIODO 6
POTENCIA CONTRATADA (kW)					
50	598	598	598	598	1400

Y el coste asociado:

Resumen costes AÑO 2014

COSTE POTENCIA (euros)	58.752	15,3%
COSTE EXCESOS POTENCIA (euros)	74.571	19,4%
COSTE ENERGIA ACTIVA (euros)	167.814	43,7%
COSTE ENERGIA REACTIVA (euros)	0	0,0%
COSTE GRUPO	0	0,0%
COSTE PEAJE DE RESPALDO	0	0,0%
Impuesto eléctrico (1,05113 x 4,864%)	15.396	4,0%
ALQUILER equipo de medida	776	0,2%
IVA	66.472	17,3%
TOTAL (euros)	383.782	100,0%

Se obtiene un ahorro de 35800€, respecto de la contratación ordinaria.

8.6 Alternativa 5: Contrato de temporada

A continuación se detallan las necesidades de energía activa por meses y por periodos de la CR4. Aparecen detallados los meses que se suplirían con energía de red, en caso de que estuviese vigente el Contrato de Temporada de 5 meses, el cual a día de hoy esta derogado.

Adaptarse a este contrato a día de hoy no resultaría económicamente viable:

	Energía activa (kWh)						TOTAL kWh
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	
ENERO	988	2425	0	0	0	9488	12.901
FEBRERO	2186	3833	0	0	0	15984	22.003
MARZO	0	0	4875	8506	0	32715	46.096
ABRIL	0	0	0	0	88760	123469	212.229
MAYO	0	0	0	0	79609	138566	218.175
JUNIO	30976	44184	22404	66319	0	233862	397.745
JULIO	118445	136686	0	0	0	285347	540.478
AGOSTO	0	0	0	0	0	632369	632.369
SEPTIEMBRE	0	0	39886	132864	0	188726	361.476
OCTUBRE	0	0	0	0	22395	40756	63.151
NOVIEMBRE	0	0	756	2144	0	15416	18.316
DICIEMBRE	2044	2512	0	0	0	12273	16.829
TOTAL (kWh)	149421	180870	62290	199183	79609	1478870	2.150.243
	7%	8%	3%	9%	4%	69%	100%

El coste total de un contrato de temporada para esta Comunidad de Regantes, sin estar apoyado por el Real Decreto 1578/2008 (derogado) alcanzaria cifras de 425.688 € frente a los 419.643 € de la contratación ordinaria.

Se podría adaptar al contrato de 6 meses disponible en la Circular 3/2014 de CNMC, en tal caso el resumen de costes quedaría:

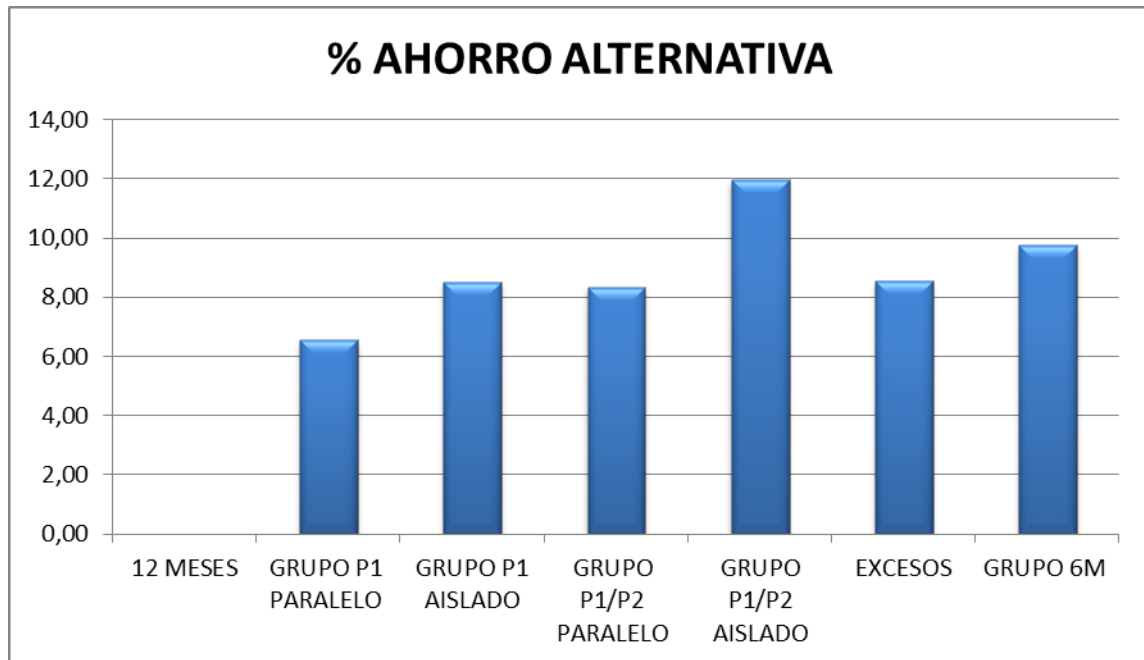
Resumen costes AÑO 2014		
COSTE POTENCIA (euros)	103.876	27,4%
COSTE EXCESOS POTENCIA (euros)	0	0,0%
COSTE ENERGIA ACTIVA (euros)	155.954	41,2%
		0,0%
COSTE ENERGIA REACTIVA (euros)	0	0,0%
IMPUESTO ELECTRICO (1,05113 x 4,864%)	13.284	3,5%
COSTE GRUPO	39.066	10,3%
COSTE PEAJE DE RESPALDO	0	0,0%
ALQUILER equipo de medida	780	0,2%
IVA	65.722	17,4%
TOTAL (euros)	378.682	100,0%

8.7 Comparativa de las alternativas y conclusiones CR4

A continuación se muestra una tabla comparativa de las diferentes alternativas:

MODALIDAD CONTRATO	12 MESES	ENERGIA P1 CON GRUPO		ENERGIA P1/P2 CON GRUPO		EXCESOS	TEMPORADA
SITUACION	12 MESES	GRUPO P1 PARALELO	GRUPO P1 AISLADO	GRUPO P1/P2 PARALELO	GRUPO P1/P2 AISLADO	EXCESOS	GRUPO 6M
COSTE POTENCIA	161.195,00	119.507,00	119.507,00	87.503,00	87.503,00	58.752,00	103.876,00
COSTE ENERGIA ACTIVA	167.814,00	149.123,00	149.123,00	129.811,00	129.811,00	167.814,00	155.954,00
COSTE GRUPO	0,00	32.474,00	32.474,00	72.299,00	72.299,00	0,00	39.066,00
COSTE PEAJE	0,00	6.827,00	0,00	12.563,00	0,00	0,00	0,00
COSTE TOTAL	419.643,00	392.184,00	383.924,00	384.660,00	369.458,00	383.782,00	378.682,00
AHORRO ANUAL RESPECTO 12 MESES		27.459,00	35.719,00	34.983,00	50.185,00	35.861,00	40.961,00

Con estos datos, se puede calcular una gráfica con el % de ahorro anual que supondría cada alternativa respecto de la contratación ordinaria.



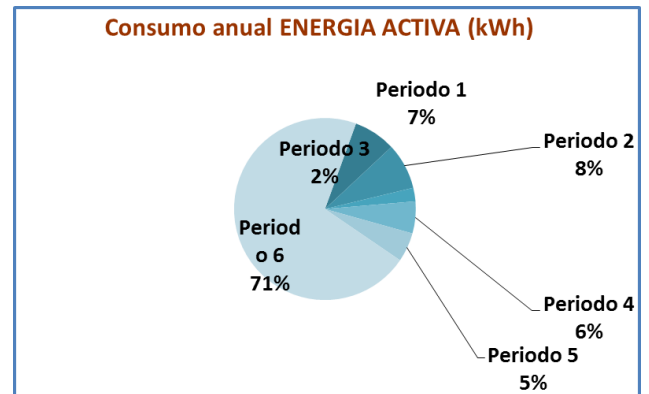
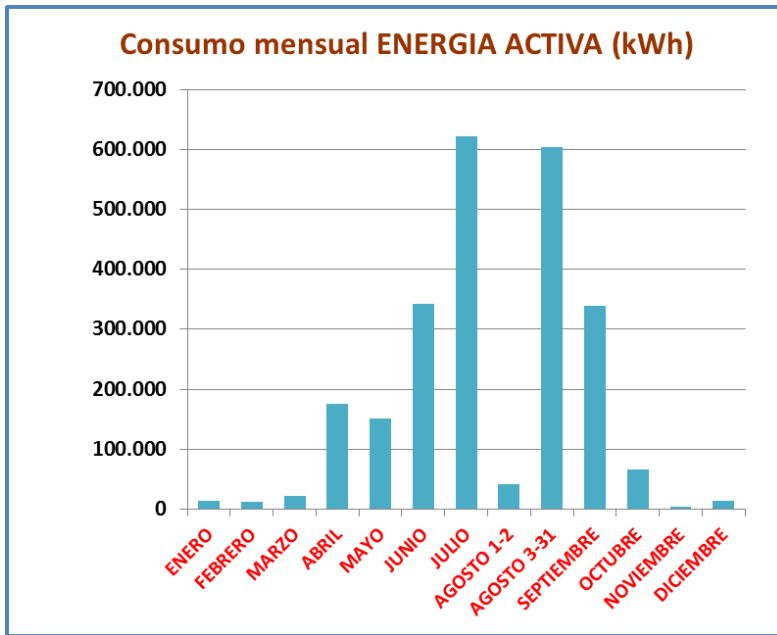
Se puede observar que la alternativa que mayor ahorro supone, para el caso de CR4 es la alternativa de reducir potencia contratada en los periodos 1 y 2 a prácticamente cero y suplir la energía de esos periodos con grupos electrógenos

La desventaja de esta alternativa aparece cuando hay que llevar la inversión necesaria en grupos generadores y en apartamento para separar dicho grupo de red.

9. ANALISIS COMUNIDAD DE REGANTES 5 (CR5)

9.1 Presentación y análisis de los datos de carga de CR5

A continuación se detallan las curvas de carga, potencias contratadas y necesidades de energía de la CR5 en el periodo anual de 2013.



Como se observa en los datos anteriores, la mayor demanda de energía se produce en los meses de Julio y Agosto, en concreto en el mes de Agosto, en el cual si sumamos la demanda de energía activa de los dos periodos (1-2,3-31) se alcanzarían cifras de aproximadamente de 650.000 kWh.

Se observa una distinción entre el periodo de días 1 y 2 de Agosto y 3 y 31 de Agosto, esto es debido a que la IET vigente en 2013 establecía una distinción de precios en esos periodos. Sin embargo, la orden IET vigente en 2014 no establece esa diferencia, por lo que no será necesario llevar a cabo esa distinción.

Resumen costes AÑO 2013

Con estos datos de carga, y con los precios vigentes en 2013 la factura de esta comunidad de regantes se podía desglosar en los siguientes costes:

COSTE POTENCIA (euros)	65.175	19,9%
COSTE EXCESOS POTENCIA (euros)	16	0,0%
COSTE ENERGIA ACTIVA (euros)	190.375	58,2%
COSTE ENERGIA REACTIVA (euros)	1.037	0,3%
Impuesto eléctrico (1,05113 x 4,864%)	13.119	4,0%
ALQUILER equipo de medida	782	0,2%
IVA	56.642	17,3%
TOTAL (euros)	327.146	100,0%

9.2 Alternativa 1: suministro eléctrico ordinario (12 meses)

Actualizando los datos anteriormente mostrados, con los precios vigentes en 2014 (IET 107/2014), el desglose de elementos y de costes de la alternativa ordinaria de contratación de suministro eléctrico queda:

PERIODO 1	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 4	PERIODO 5	PERIODO 6	
POTENCIA CONTRATADA (kW)						
900	900	900	900	900	900	
ENERGIA ACTIVA (kWh)						TOTAL
180484	197297	57861	136708	124818	1709883	2407051
7%	8%	2%	6%	5%	71%	

Resumen costes AÑO 2014

COSTE POTENCIA (euros)	118.206	33,3%
COSTE EXCESOS POTENCIA (euros)	16	0,0%
COSTE ENERGIA ACTIVA (euros)	159.171	44,8%
COSTE ENERGIA REACTIVA (euros)	1.037	0,3%
Impuesto eléctrico (1,05113 x 4,864%)	14.235	4,0%
ALQUILER equipo de medida	778	0,2%
IVA	61.460	17,3%
TOTAL (euros)	354.902	100,0%

Se puede observar el importante aumento de los costes del término de potencia, resultado de las sucesivas reformas e incrementos en los precios de los mismos por parte del Gobierno comentadas anteriormente, así mismo la importancia de este término pasa de ser del 19% a casi un 34%.

9.3 Alternativa 2: Reducción de potencia en periodo 1

En esta alternativa de estudio, se disminuye la potencia a prácticamente cero (50 kW para consumo de auxiliares).

PERIODO 1	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 4	PERIODO 5	PERIODO 6
POTENCIA CONTRATADA (kW)					
50	900	900	900	900	900

Esta alternativa de contratación puede dar lugar a dos posibles situaciones (teniendo en cuenta que el Peaje de Respaldo es, a día de hoy, una propuesta):

- Situación 1: El grupo generador, con el que se va a suplir la energía demandada por la instalación va a trabajar en paralelo (sincronizado) con la red, y por ello se debe tener en cuenta el pago de un peaje de respaldo por cada kWh producido por el grupo.

Resumen costes AÑO 2014

COSTE POTENCIA (euros)	77.848	24,2%
COSTE EXCESOS POTENCIA (euros)	16	0,0%
COSTE ENERGIA ACTIVA (euros)	137.266	42,7%
COSTE ENERGIA REACTIVA (euros)	716	0,2%
Impuesto eléctrico (1,05113 x 4,864%)	11.036	3,4%
COSTE GRUPO (euros)	37.902	11,8%
COSTE PEAJE RESPALDO	7.968	2,5%
ALQUILER equipo de medida	778	0,2%
IVA	47.645	14,8%
TOTAL (euros)	321.174	100,0%

El coste asociado al termino de potencia se reduce y aparece un coste de 10.082€ derivado del peaje de respaldo. Esta posibilidad de contrato añade un coste adicional (coste peaje de respaldo) asociado al grupo trabajando en paralelo con la red.

- Situación 2: El grupo no trabaja en paralelo con la red, y por tanto no es necesario el pago de un peaje de respaldo, sin embargo sí que es necesaria una mayor inversión de obra, para separar y aislar la red eléctrica del grupo generador

El desglose de costes de esta situación, sin tener en cuenta la inversión en aparamenta necesaria quedaría

Resumen costes AÑO 2014

COSTE POTENCIA (euros)	77.848	24,9%
COSTE EXCESOS POTENCIA (euros)	16	0,0%
COSTE ENERGIA ACTIVA (euros)	137.266	43,8%
COSTE ENERGIA REACTIVA (euros)	716	0,2%
Impuesto eléctrico (1,05113 x 4,864%)	11.036	3,5%
COSTE GRUPO (euros)	37.902	12,1%
COSTE PEAJE RESPALDO	0	0,0%
ALQUILER equipo de medida	778	0,2%
IVA	47.645	15,2%
TOTAL (euros)	313.206	100,0%

9.4 Alternativa 3: Reducción potencia en periodos 1 y 2

En este caso, la relación de potencias contratadas quedaría:

PERIODO	PERIODO	PERIODO	PERIODO	PERIODO	PERIODO
1	2	3	4	5	6
POTENCIA CONTRATADA (kW)					
50	50	900	900	900	900

Al igual que en el caso anterior 5.3, se dan dos posibles situaciones debidas al pago o no del peaje de respaldo:

- Situación 1: El grupo generador, con el que se va a suplir la energía demandada por la instalación va a trabajar en sincronizado con la red.

COSTE POTENCIA (euros)	57.652	18,2%
COSTE EXCESOS POTENCIA (euros)	16	0,0%
COSTE ENERGIA ACTIVA (euros)	117.114	37,0%
COSTE ENERGIA REACTIVA (euros)	356	0,1%
Impuesto eléctrico (1,05113 x 4,864%)	8.954	2,8%
COSTE GRUPO (euros)	79.334	25,0%
COSTE PEAJE RESPALDO	13.936	4,4%
ALQUILER equipo de medida	778	0,2%
IVA	38.659	12,2%
TOTAL (euros)	316.800	100,0%

- Situación 2: El grupo no trabaja en paralelo con la red, y por tanto no es necesario el pago de un peaje de respaldo.

Resumen costes AÑO 2014

COSTE POTENCIA (euros)	57.652	19,0%
COSTE EXCESOS POTENCIA (euros)	16	0,0%
COSTE ENERGIA ACTIVA (euros)	117.114	38,7%
COSTE ENERGIA REACTIVA (euros)	356	0,1%
Impuesto eléctrico (1,05113 x 4,864%)	8.954	3,0%
COSTE GRUPO (euros)	79.334	26,2%
COSTE PEAJE RESPALDO	0	0,0%
ALQUILER equipo de medida	778	0,3%
IVA	38.659	12,8%
TOTAL (euros)	302.864	100,0%

9.5 Alternativa 4: Contratación en los periodos de 1 a 5 de menor potencia de la consumida

En este caso, las potencia contratadas con las que menos coste se asume son:

PERIODO	PERIODO	PERIODO	PERIODO	PERIODO	PERIODO
1	2	3	4	5	6
POTENCIA CONTRATADA (kW)					
50	50	112,5	300	300	900

Y el coste asociado:

Resumen costes AÑO 2014

COSTE POTENCIA (euros)	23.092	7,0%
COSTE EXCESOS POTENCIA (euros)	73.643	22,5%
COSTE ENERGIA ACTIVA (euros)	159.171	48,6%
COSTE ENERGIA REACTIVA (euros)	1.037	0,3%
Impuesto eléctrico (1,05113 x 4,864%)	13.137	4,0%
ALQUILER equipo de medida	778	0,2%
IVA	56.717	17,3%
TOTAL (euros)	327.573	100,0%

9.6 Desglose de costes de la modalidad de contrato de temporada

A continuación se detallan las necesidades de energía activa de la comunidad de regantes 5, por periodos y por meses.

	Energía activa (kWh)						TOTAL kWh
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	
ENERO	699	1145	0	0	0	12103	13.947
FEBRERO	605	1075	0	0	0	10526	12.206
MARZO	0	0	646	1248	0	20783	22.677
ABRIL	0	0	0	0	65305	109549	174.854
MAYO	0	0	0	0	48641	102902	151.543
JUNIO	26794	33433	23449	43584	0	214440	341.700
JULIO	151792	160659	0	0	0	309755	622.206
AGOSTO	0	0	0	0	0	645660	645.660
SEPTIEMBRE	0	0	33201	90905	0	215125	339.231
OCTUBRE	0	0	0	0	10872	55792	66.664
NOVIEMBRE	0	0	565	971	0	1863	3.399
DICIEMBRE	594	985	0	0	0	11385	12.964
TOTAL (kWh)	180484	197297	57861	136708	124818	1709883	2.407.051
	7%	8%	2%	6%	5%	71%	100%

Si el Real Decreto 1578/2008, por el que se reducían los porcentajes de aumento de los términos de potencia en temporada alta y temporada, no hubiese sido derogado, resultaría de interés el analizar esta alternativa, ya que se alcanzaría costes de 366.385 € frente a los 354.902 € que suponen los costes de la alternativa ordinaria, por lo que esta alternativa no resultaría interesante económicamente.

Sin embargo, la opción propuesta en la Circular 3/2014 da lugar a los siguientes costes:

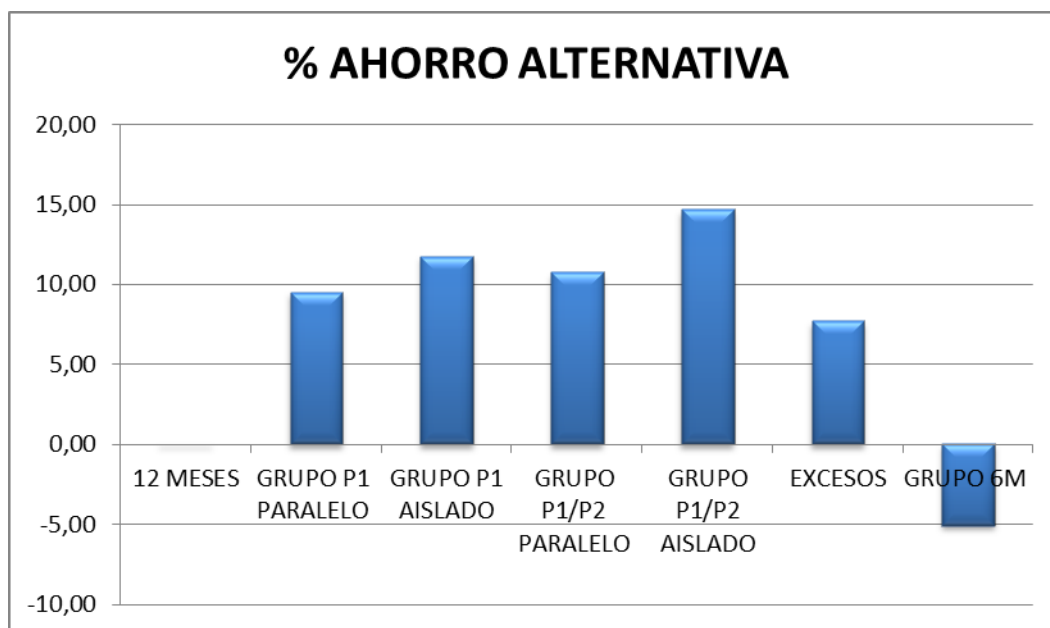
Resumen costes AÑO 2014		
COSTE POTENCIA (euros)	76.001	20,4%
COSTE EXCESOS POTENCIA (euros)	0	0,0%
COSTE ENERGIA ACTIVA (euros)	152.895	41,0%
		0,0%
COSTE ENERGIA REACTIVA (euros)	0	0,0%
IMPUESTO ELECTRICO (1,05113 x 4,864%)	11.703	3,1%
COSTE GRUPO	66.828	17,9%
COSTE PEAJE DE RESPALDO	0	0,0%
ALQUILER equipo de medida	780	0,2%
IVA	64.724	17,4%
TOTAL (euros)	372.931	100,0%

9.7 Comparativa de las alternativas y conclusiones CR5

A continuación se muestra una tabla comparativa de las diferentes alternativas y sus costes derivados para la CR5:

MODALIDAD CONTRATO	12 MESES	ENERGIA P1 CON GRUPO		ENERGIA P1/P2 CON GRUPO		EXCESOS	TEMPORADA
SITUACION	12 MESES	GRUPO P1 PARALELO	GRUPO P1 AISLADO	GRUPO P1/P2 PARALELO	GRUPO P1/P2 AISLADO	EXCESOS	GRUPO 6M
COSTE POTENCIA	118.206,00	77.848,00	77.848,00	57.652,00	57.652,00	23.902,00	76.001,00
COSTE ENERGIA ACTIVA	159.171,00	137.266,00	137.266,00	117.114,00	117.114,00	159.171,00	152.895,00
COSTE GRUPO	0,00	37.902,00	37.902,00	79.334,00	79.334,00	0,00	66.828,00
COSTE PEAJE	0,00	7.968,00	0,00	13.936,00	0,00	0,00	0,00
COSTE TOTAL	354.902,00	321.174,00	313.206,00	316.800,00	302.864,00	327.573,00	372.931,00
AHORRO ANUAL RESPECTO 12 MESES		33.728,00	41.696,00	38.102,00	52.038,00	27.329,00	-18.029,00

Se puede observar que la alternativa que mayor ahorro supone, para el caso de CR5 es la alternativa de reducir potencia contratada en los periodos 1 y 2 y suplir la demanda de energía con un grupo electrógeno:



El inconveniente aparecería con el gasto derivado de las modificaciones en apartamento etc... necesaria para poder aislar el grupo de la red y evitar el pago del Peaje de Respaldo.

10. CONCLUSIONES

En este trabajo se ha planteado un breve análisis del sector eléctrico español, antes y después de la entrada en vigor de la Ley 54/1997, por la cual se produce el proceso de Liberalización del mercado eléctrico.

Por otro lado, en 2013 aparece la orden IET /1491/2013 mediante la cual se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para su aplicación a partir de Agosto de 2013. En este proyecto se ha estudiado la evolución de los precios de los elementos de una factura, y más en concreto del término de potencia de la misma, así como la importancia y la influencia en la factura de este término en los consumidores, y más en concreto en las estaciones de bombeo.

A continuación, se presenta un cuando resumen con diferentes consumidores y diferentes alternativas de ahorro económicos, como solución al aumento de precios de IET/1491/2013

Se presenta un cuadro resumen de los resultados de los cálculos realizados, con las cinco comunidades de regantes analizadas y las diferentes alternativas que se han estudiado.

Para cada una de ellas se establece el % de ahorro que supondría cada alternativa:

% AHORRO ALTERNATIVA	CR1	CR2	CR3	CR4	CR5
12 MESES	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
GRUPO P1 PARALELO	5,93%	6,27%	4,32%	6,54%	9,50%
GRUPO P1 AISLADO	7,91%	6,27%	5,58%	8,51%	11,75%
GRUPO P1/P2 PARALELO	5,17%	14,35%	5,14%	8,34%	10,74%
GRUPO P1/P2 AISLADO	9,22%	15,50%	7,89%	11,96%	14,66%
EXCESOS	4,97%	32,77%	12,35%	8,55%	7,70%
6 MESES	0,98%	14,17%	-3,60%	9,76%	-5,08%

No obstante, se pueden establecer unas conclusiones comunes a todos los casos analizados:

10. Conclusiones

1. Si el Real Decreto 1578/2008 (por el que se establecían en la disposición adicional sexta unos porcentajes menores de incremento del termino de potencia, en concreto 35% en meses de temporada alta y 15% en el resto, y limitando el contrato de temporada a 5 meses) no hubiese sido derogado, resultaría una alternativa muy interesante de estudio para cada comunidad, pero actualmente la disposición legal que regula el Contrato de Temporada es el RD 1164/2001, por el que se incrementan los precios del término de potencia en un 100 % en los meses de temporada alta y un 50 % el resto.
2. Las dos alternativas que, en la mayoría de los casos resultan más económicas son :
 - a) Reducir la potencia contratada a prácticamente cero en los periodos tarifarios 1 y 2, y cubrir el resto de la demanda en estos periodos con Grupos generadores.
 - b) Contratar menos potencia en varios de los periodos e incurrir en costes de excesos de potencia en los meses de mayor demanda.

En principio la opción más rentable a medio plazo es la primera de ellas, pero para aislar el grupo de la red eléctrica sería necesaria una pequeña inversión en apartamento, dependiendo en cada caso del esquema unifilar de cada instalación.

11. BIBLIOGRAFÍA

- Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnologías solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- REBT, Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, de 18 de Septiembre de 2002
- 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.
- Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte distribución de energía eléctrica.
- Ley 54/1997, de 27 de Noviembre de 1997 del Sector Eléctrico
- IET/843/2012, de 25 de abril, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2012 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.
- IET/3586/2011, de 30 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2012 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

11. Bibliografía

- IET/688/2011, de 30 de marzo, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2011 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial
- IET/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.
- IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014.
- Circular 3/2014 de la CNMC
- Real Decreto Ley 9/2013, 12 de Julio, disposición derogatoria.
- J.M. YUSTA LOYO, ' Contratación del suministro eléctrico', Ed. Paraninfo, 2013
- J.M. YUSTA LOYO, ' Tecnología Eléctrica', Ed. Prensas Universitarias, 2010

ANEXOS

ANEXO 1

En el presente anexo, se establece una comparativa de la evolución de los precios del término de potencia para la opción de contratación en tres periodos, en concreto en la opción 3.1A para los años 2011, 2012 y 2013, debido a sus respectivas Instrucciones, con el objetivo de mostrar su paulatino aumento:

3.1A	P1	P2	P3
Abril 2011	24,01276	14,808024	3,395649
Enero 2012	24,493015	15,105184	3,463562
Abril 2012	25,588674	15,779848	3,618499
Agosto 2013	57,605223	35,523594	8,145965
Febrero 2014	59,1735	36,4907	8,3677

Todos estos valores aparecen recogidos en las siguientes Instrucciones:

- Abril 2011 → Orden ITC/688/2011
- Enero 2012 → Orden IET/3586/2011
- Abril 2012 → Orden IET/843/2012
- Agosto 2013 → Orden IET/1491/2013
- Febrero 2014 → Orden IET/107/2014

ANEXO 2

En el presente anexo, se establece una comparativa de la evolución de los precios del término de potencia para la opción de contratación en seis periodos, en concreto en la opción 3.1 para los años 2011, 2012 y 2013, debido a sus respectivas Instrucciones, con el objetivo de mostrar su paulatino aumento:

6.1	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Febrero 2014	39,1394	19,5867	14,3342	14,3342	14,3342	6,5402
Agosto 2013	38,102134	19,067559	13,954286	13,954286	13,954286	6,366846
Abril 2012	17,683102	8,849205	6,476148	6,476148	6,476148	2,954837
Enero 2012	16,925945	8,470298	6,198851	6,198851	6,198851	2,828316
Abril 2011	16,594064	8,304214	6,077305	6,077305	6,077305	2,772859

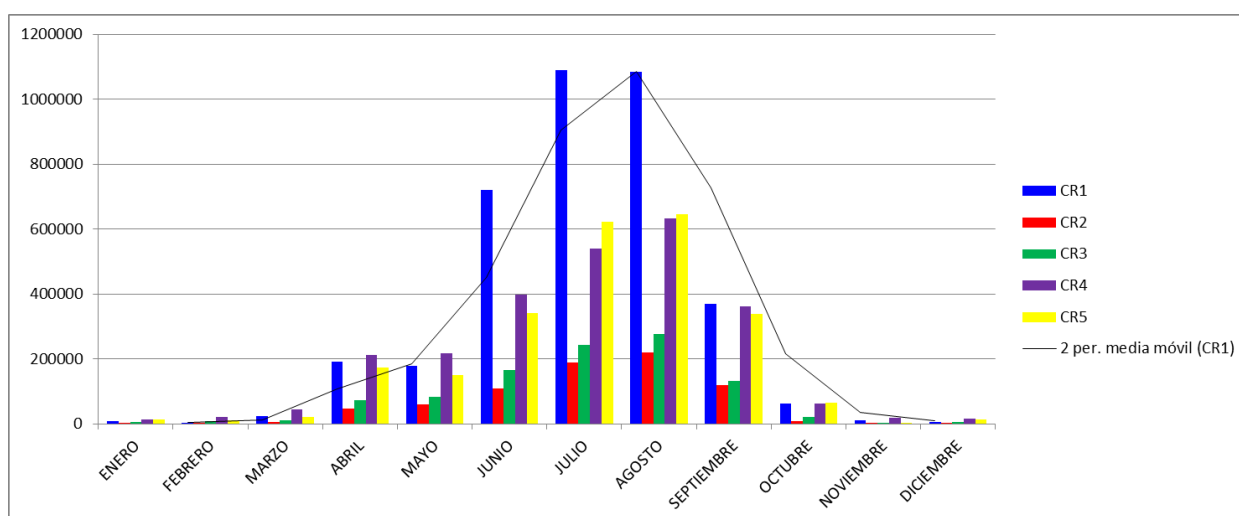
Todos estos valores aparecen recogidos en las siguientes Instrucciones:

- Abril 2011 → Orden ITC/688/2011
- Enero 2012 → Orden IET/3586/2011
- Abril 2012 → Orden IET/843/2012
- Agosto 2013 → Orden IET/1491/2013
- Febrero 2014 → Orden IET/107/2014

ANEXO 3

En el presente anexo, se establece una comparativa de las necesidades de energía activa de las cinco estaciones de bombeo para el periodo anual de 2013, por meses y en kWh/año:

mes	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CR1	9493	2159	23547	192431	179241	721464	1088724	1084695	368675	62085	11172	6506
CR2	1298	1020	7176	47893	59653	110451	189928	219822	118783	9345	4017	2957
CR3	7028	7832	10730	72360	83335	167172	242875	276424	133612	20567	3931	5374
CR4	12901	22003	46096	212229	218175	397745	540478	632369	361476	63151	18316	16829
CR5	13947	12206	22677	174854	151543	341700	622206	645660	339231	66664	3399	12964



El perfil de todas ellas es común y sigue un patrón creciente, hasta los meses de Julio y Agosto y posteriormente un perfil decreciente hasta los meses de invierno.

Esto es debido a que la máxima demanda de energía activa se produce en los meses de verano, mientras que en los meses de invierno esa demanda es muy inferior.

ANEXO 4: Generadores

REBT ITC-40: GENERADORES

INSTALACIONES GENERADORAS ASISTIDAS

1. En la instalación interior, la alimentación alternativa por red o por grupo, podrá hacerse en varios puntos que irán provistos de un sistema de conmutación para todos los conductores activos y el neutro, que impida el acoplamiento simultáneo a ambas fuentes de alimentación.

Esa conmutación puede llevarse a cabo manualmente, normalmente con enclavamiento mecánico o interruptores de leva, o mediante conmutación automática, normalmente con enclavamiento eléctrico.

Puede darse el caso que se realicen maniobras de transferencia de carga sin corte, para ello deberán cumplirse, entre otros, los siguientes requisitos:

- Solo podrán realizar maniobras de transferencia de carga sin corte los generadores de potencia superior a 100 kVA.
- En el momento de interconexión entre el generador y la red de distribución, se desconectará el neutro del generador de tierra.
- Deberá incluirse un sistema de protección que imposibilite el envío de potencia del generador a la red.
- Se dispondrá de un equipo de sincronización y no se podrá mantener la interconexión más de 5 segundos.

Para evitar los efectos de sobretensiones debidas a las conmutaciones podrá ser necesario instalar protectores contra sobretensiones transitorias, adecuados a la instalación que alimenten.

En el caso de tener la posibilidad de funcionamiento en modo separado y ante la eventualidad de la desconexión de la red, el control del generador deberá garantizar que primero se desconecta el generador de la red y después se pone en modo de funcionamiento separado, antes de conectarse a las cargas.

2. La conexión de la instalación generadora no deberá afectar al funcionamiento normal de la red ni a la calidad del suministro de los clientes conectados a ella. Tampoco deberá producir cambios en ella filosofía de explotación, protección y desarrollos de la misma. Por ello, el punto de conexión debe tener elementos que cumplan las funciones de corte y aislamiento de red, accesibles en todo momento a la empresa distribuidora.

3. CONDICIONES ESPECÍFICAS PARA EL ARRANQUE Y ACOPLAMIENTOS DE LA INSTALACION GENERADORA A LA RED DE DISTRIBUCION PÚBLICA.

1. GENERADORES ASINCRONOS

La conexión de un generador asíncrono a la red no se realizara hasta que, accionado por la turbina o motor, este haya adquirido una velocidad entre el 90 y el 100% de la velocidad de sincronismo.

La caída de tensión que puede producirse en la conexión de los generadores a la red no será superior al 3% de la tensión asignada de la red. Para limitar la intensidad y las caídas de tensión en el momento de la conexión, a los valores limitados, se emplearan los dispositivos adecuados.

En instalaciones con generadores asíncronos el factor de potencia de la instalación generadora no será inferior a 0.86 a la potencia nominal y para ello, cuando sea necesario se instalaran las baterías de condensadores precisas.

2. GENERADORES SINCRONOS

La utilización de generadores síncronos que se deseen interconectarse a Redes de Distribución Publica, deberá ser acordada con la empresa distribuidora de energía eléctrica, atendiendo a la necesidad de funcionamiento independiente de la red y a las condiciones de explotación de la misma.

La conexión de la instalación generador a la Red de Distribución Publica deberá efectuarse cuando en la operación de sincronización las diferencias entre las magnitudes eléctricas de generador y de la red no sean superiores a:

- Diferencia de tensiones +/- 8 %
- Diferencia de frecuencia +/- 0.1 Hz
- Diferencia de fase +/- 10º

Los generadores síncronos deberán tener una capacidad de generación de energía reactiva suficiente para mantener el factor de potencia entre 0.8 y 1, en adelanto o en retraso.

4. El generador deberá garantizar que la corriente continua inyectada a la red no supere el 0.5 % de la corriente nominal

ANEXO 5: Control de la potencia contratada

(REAL DECRETO 1955/2000)

En el Artículo 92 (Control de la potencia contratada) de la Sección 6ª (Medida y Control) del REAL DECRETO 1955/2000 se establece lo necesario para el control de que la potencia demandada exceda la potencia contratada:

1. En los contratos de suministro a tarifa y de acceso se establecerá la potencia o potencia contratadas del suministro.
2. La empresa distribuidora podrá controlar que la potencia realmente demandada por el consumidor no exceda de la contratada. El control de la potencia contratada se podrá realizar a elección del consumidor mediante interruptores de control de potencia, maxímetros u otros aparatos de corte automático.
3. Cuando el control de potencia se efectuó por medio de maxímetro o por integradores incorporados al equipo de medida de la energía, la facturación del suministro se realizara atendiendo a las lecturas resultantes. El registro de una potencia superior a la vigente en la acometida autoriza a la empresa distribuidora a facturar al consumidor los derechos de acometida correspondientes a dicho exceso, cuyo valor quedara adscrito a la instalación, sin que esta práctica pueda dar lugar a prácticas discriminatorias entre comercializadores y consumidores.

Se pueden establecer como consecuencias de este Anexo, que se pueden incurrir en exceso de potencia y por tanto en coste de exceso de potencia puesto que esta se controla a través de la empresa distribuidora.

ANEXO 6: Determinación de los componentes de facturación de tarifas de acceso

(REAL DECRETO 1164/2001)

En el Artículo 9 (Determinación de los componentes de la facturación de las tarifas de acceso) del REAL DECRETO 1164/2001 se establecen los componentes de los que se componen la facturación de las tarifas de acceso:

1. TERMINO DE FACTURACION DE POTENCIA:

- a. *Termino básico de facturación de potencia:* Resultado del sumatorio de multiplicar la potencia a facturar en cada periodo tarifario por el término de potencia correspondiente.
- b. *Determinación de la potencia a facturar:* La determinación de la potencia a facturar se realizara en función de las potencias contratadas en cada periodo tarifario y, en su caso, dependiendo de cada tarifa, las potencias realmente demandadas en el mismo durante el periodo de facturación considerado.

2. TERMINO DE FACTURACION DE ENERGIA ACTIVA

El término de facturación de energía activa será el sumatorio resultante de multiplicar la energía consumida y medida por el contador en cada periodo tarifario por el precio del término de energía correspondiente, con sus correspondientes correcciones, en el caso de que las hubiese.

3. TERMINO DE FACTURACION DE ENERGIA REACTIVA

ANEXO 7: Legislación de aplicación de contratos de temporada

Los contratos de temporada están regulados inicialmente por el REAL DECRETO 1164/2001, donde se indica que los precios del término de potencia (€/kW año) se incrementarían en un 100% en los meses de temporada alta y en un 50% en los meses restantes

2. A efectos de aplicación de tarifas de acceso se considerarán como contratos de suministros de temporada aquellos en los que se prevé una utilización del suministro con una duración inferior a un año y de forma repetitiva en los sucesivos años.

A estos suministros no les será de aplicación la tarifa simple de baja tensión.

Los precios del término de potencia se aumentarán en un 100 por 100 para los meses de temporada alta y en un 50 por 100 para los restantes en que se reciba la energía.

En la práctica, este tipo de contratación apenas se utilizó por el elevado coste que suponía el incremento anual del término de potencia en las instalaciones, lo que hacía muy poco rentable esta alternativa para consumos estacionales.

Para hacer más atractiva la contratación de la tarifa de acceso de temporada, el Gobierno readaptó la fórmula mediante la disposición adicional sexta del REAL DECRETO 1578/2008 donde se limitaba la contratación anual a 5 meses a cambio de unos porcentajes menores del incremento del término de potencia, pasando a ser 35% en meses de temporada alta y 15% en el resto, pero añadiendo una nueva restricción de que el consumo de energía (kWh) en el periodo tarifario 6 debería ser superior al 60% para instalaciones de potencia contratada superior a 450 kW,

Disposición adicional sexta. Aplicación de tarifas de acceso a contratos de temporada de duración inferior o igual a cinco meses.

A efectos de la aplicación de tarifas de acceso, en los contratos de temporada regulados en el artículo 6.2 del 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, cuando su duración sea inferior o igual a cinco meses, los precios del término de potencia se aumentarán en un 35 por ciento para los meses de temporada alta y en un 15 por ciento para los restantes en que se reciba la energía, siempre que se cumpla lo siguiente:

a) En el caso de los consumidores acogidos a la tarifa de acceso 3.1.A que su consumo en el periodo tarifario 3 sea superior o igual al 40 por ciento del total.

b) En el caso de los consumidores acogidos a tarifas de acceso de seis periodos, 6.X.A, que su consumo en el periodo tarifario 6 sea superior o igual al 60 por ciento del total.

A día de hoy, el Real Decreto 1578/2008 ha sido derogado, por lo que de nuevo queda vigente el Real Decreto 1164/2001, haciendo la alternativa poco atractiva por el elevado aumento del coste del término de potencia.

ANEXO 8: Definición de Autoconsumo

DEFINICION

Se define en LA PROPUESTA DE REAL DECRETO (por el que se establece la regulación de las condiciones administrativa, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción de autoconsumo, a fecha de 18-JULIO-2013), que se entiende por autoconsumo: El consumo horario de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa.

ÁMBITO DE APLICACIÓN

El ámbito de aplicación de la PROPUESTA DE REAL DECRETO, será de aplicación a los consumidores de energía eléctrica de potencia contratada no superior a 100 kW por punto de suministro o instalación, que instalen en su red interior (REAL DECRETO 1699/2011: Instalación eléctrica formada por los conductores apartamentada y equipos necesarios para dar servicio a una instalación receptora que no pertenece a la red de distribución) una instalación de generación eléctrica destinada a su propio consumo. También será de aplicación a los consumidores de energía eléctrica con independencia de su potencia contratada que estén conectados a una instalación de producción

ANEXO 9: Selección del grupo electrógeno

En este anexo se detallan las características físicas, mecánicas y eléctricas del grupo electrógeno elegido para todos los cálculos presentes en las previsiones para 2014 de las CR:

El cálculo del coste de la energía generada mediante grupo electrógeno se ha realizado considerando:

- La elección de un grupo electrógeno que sea capaz de mantener aproximadamente el suministro de energía eléctrica a las bombas necesaria para la demanda de riego en los meses fuera de campaña (grupo GESAN DVS 630)

DVS 630

Tensión (V): 400/230

Otras tensiones: Consultar

Frecuencia (Hz): 50

INSONORIZADO

ARRANQUE MANUAL PLACA



- El coste de combustible actualizado (0.84 €/litro), suponiendo bonificación fiscal de gasóleo para uso agrícola.
- El consumo de combustible del grupo electrógeno seleccionado para la carga de trabajo exigida (102 litros/hora al 80% de la carga para todos los casos de CR).
- Como resultado, se obtiene 0.21 €/kWh producido por el grupo.

A continuación se adjuntan las características técnicas de este GRUPO GESAN DVS 630:



DVS 630

Tensión (V): 400/230
 Otras tensiones: Consultar
 Frecuencia (Hz): 50
INSONORIZADO
ARRANQUE MANUAL PLACA



Ficha Técnica

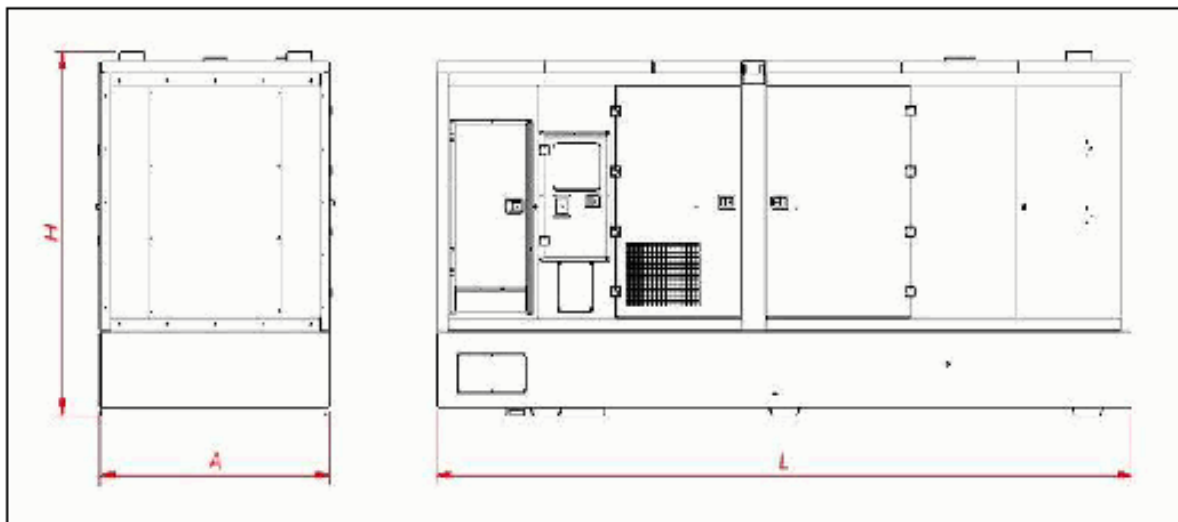
Datos Generales

Potencia continua (kVA)	629,8
Potencia emergencia (kVA)	700,3
Potencia continua (kW)	503,8
Potencia emergencia (kW)	560,2
Estructura mecánica	INSONORIZADO

Equipamiento estándar	
Bomba manual de vaciado de aceite	✓✓
Filtro decantador combustible altas prestaciones	✓✓
Capo insonorizado galvanizado	✓✓

Pesos y Dimensiones (mm)	
Largo (L)	5600
Ancho (A)	1860
Alto (H)	2330
Peso (kg)	6170
Capacidad depósito (l)	960

Nivel Sonoro	
Presión acústica [LpA] (dBA @7m)	71
Potencia Acústica [LwA] (dBA)	98



Consumos				
	Potencia Continua		Potencia Emergencia	
	L/h	Autonomía(horas)	L/h	Autonomía(horas)
25%	35	27,4	37,9	25,3
50%	63,8	15	70,3	13,7
75%	95,6	10	106	9,1
100%	129,5	7,4	144,2	6,7

Motor

Marca	VOLVO
Modelo	TWD 1643 GE
Controlada Electrónicamente	✓
Nº de cilindros	6
Cilindrada (c.c.)	16120
Diámetro (mm)	144
Carrera (mm)	165
Relación de compresión	16,5:1
Refrigeración agua	✓
Velocidad (r.p.m.)	1500
Potencia Mecanica Neta (kWm)	536

Sistema de Refrigeración

Caudal del aire del ventilador (m3/min)	660
---	-----

Sistema de Lubricación

Capacidad carter de aceite (l)	95
Consumo aceite (% consumo combustible)	0,11

Sistema de Admisión

Caudal de admisión aire aspirado (m3/min)	43,65
---	-------

Sistema eléctrico

Nº Baterías	2
Batería	12V 44Ah-730A

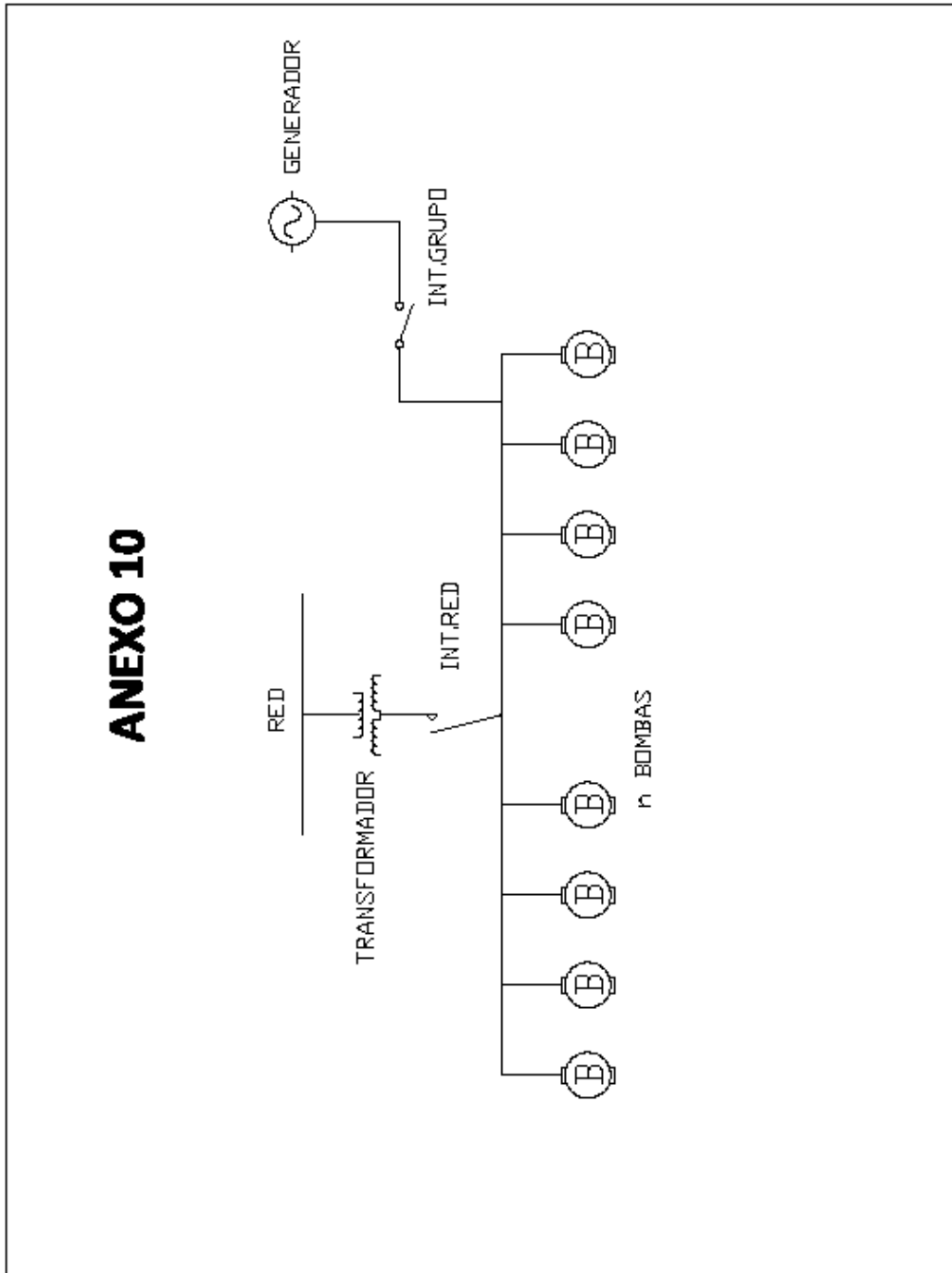
Sistema de Escape

Diámetro entrada (")	6
Diámetro salida (")	7,6
Temperatura salida gases (°C)	450
Caudal gases (m3/min)	101,6

Alternador

Modelo	LSA 49.1 S4 6H
Regulación electrónica	✓
AVR	R 450
Potencia (kVA)	660
Descripción Pot. Alternador	Continua (H)

ANEXO 10: Esquema unifilar instalación



ANEXO 10

En el esquema anterior, se puede apreciar la acometida de red, con el transformador y posteriormente un esquema simplificado de cómo separar la alimentación de los grupos de bombas, por un lado de red y por otro lado de los grupos electrógenos.