



Evaluación del papel de los costes energéticos en las comunidades agrarias: el caso de la Comunidad General de Riegos del Alto Aragón

Sofía Jiménez, Raquel Langarita*, Cristina Sarasa

*rlan@unizar.es

Departamento: Análisis económico.

Universidad: Universidad de Zaragoza.

Área Temática: Energía, sostenibilidad, recursos naturales y medio ambiente.

Resumen: La energía es un elemento esencial para el funcionamiento de una economía. Actualmente, es muy conocido el aumento del precio de la energía, el cual está principalmente causado por el incremento de las tarifas de acceso, cuyo objetivo es la financiación del déficit tarifario.

El objetivo de este artículo es analizar el incremento de los costes de la energía en el sector agrario y comparar estos costes según distintos regímenes tarifarios, particularmente los cambios asociados a las nuevas tarifas, comparando los precios y los costes en 2011, 2012 y con las previsiones de precios y costes para 2014. Como caso de estudio, nuestro trabajo se centra en la Comunidad General de Riegos del Alto Aragón (CGRAA), un significativo grupo de comunidades (son 58) de regantes de la provincia de Huesca, situada en el Noreste de Aragón (España), donde los costes de la energía han aumentado. Este aumento se debe, por un lado, al aumento del consumo, debido a los procesos de modernización del regadío; y, por otro, al aumento en el precio de la energía.

Palabras Clave: energía, sector agrario, Riegos del Alto Aragón, regadío, tarifas eléctricas.

Clasificación JEL: Q0, Q10, Q20, Q40 y Q42.

1. Introducción

La energía es un elemento esencial para el funcionamiento de una economía, ya que todo lo que conocemos necesita de ella para operar. Debido al importante incremento del consumo de energía eléctrica en las últimas décadas y su impacto sobre

la naturaleza, se ha generado una mayor conciencia sobre los problemas del calentamiento global y se ha estado apostando por nuevas energías más limpias: las energías renovables.

En términos generales, un problema que se presenta en la actualidad es el desarrollo sostenible, por lo que existe una cierta preocupación sobre qué tipo de fuentes energéticas usar y sobre si es posible compaginar la sostenibilidad económica con la sostenibilidad medioambiental. Hay estudios que demuestran que la sostenibilidad económica y la sostenibilidad medioambiental son compatibles; no obstante, hay otros que hablan de la existencia de un límite en el uso de los recursos renovables por sus impactos medioambientales, que también existen, y por las dificultades de las energías renovables para cubrir las demandas en el momento en que se producen. Además, no podemos olvidar que la capacidad de almacenamiento de energía eléctrica en España es muy pequeña, es casi nula.

Además de los problemas medio ambientales, que ocurren a nivel global, en España existen otros problemas. Para entenderlos, vamos a explicar, en primer lugar, cómo se organiza el sistema eléctrico español.

Para entender el funcionamiento del sistema eléctrico español, es necesario hablar en primer lugar de la Ley del Sector Eléctrico de 1997, la cual se elaboró con el supuesto objetivo de introducir competencia entre las empresas del sector eléctrico, separando entre las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de energía. Según esta ley, las actividades que pueden ejercerse en régimen de competencia o libres son generación y comercialización. Por otra parte, las actividades de transporte y distribución son reguladas y controladas por el Estado, aunque puedan ser realizadas parcialmente por entidades privadas. Además, esta ley establece que no puede ser la misma empresa la que realice más de una de estas actividades; esta separación fue considerada la base de la competencia deseada entre empresas; sin embargo, en la práctica no se cumple, creando ineficiencias, ya que, a la hora de establecer la compra y venta de energía en el mercado diario no puede haber total transparencia al ser, en el fondo, vendedor y comprador la misma empresa.

En la actividad de generación se distinguen dos regímenes: el régimen ordinario, dentro del cual se incluyen las instalaciones con una potencia superior a 50MW; y el régimen especial, dentro del cual se incluyen las instalaciones con una potencia inferior

a 50MW (energías renovables y cogeneración). Las instalaciones de régimen ordinario operan directamente en el mercado y las de régimen especial pueden optar por vender su producción o excedentes de energía eléctrica al distribuidor de electricidad más cercano, percibiendo por ello una retribución en forma de tarifa fija o pueden optar por venderla en el mercado diario directamente, donde recibían, hasta julio de 2013, además del precio de mercado, una prima y un incentivo por participar en él. A través de la primera opción, las generadoras tenían garantizada la venta de su producción a un precio mucho mayor del que podrían obtener en el mercado de electricidad. Desde julio de 2013 no se recibe ninguna prima ni ningún incentivo por participar en el mercado.

El mercado diario (OMIE) funciona a través de un sistema de subastas, basado en un sistema de casación de oferta y demanda. Así, el precio final es el precio marginal. Aquí nos encontramos con problemas de competencia, dado que hay energías que tienen preferencia de vertido o energías como la nuclear que para asegurar su venta ofertan en el mercado un precio cero. De esta forma hay instalaciones que salen beneficiadas de este sistema (nuclear y eólica) mientras que otras salen perjudicadas (ciclo combinado), viéndose algunas de ellas obligadas a parar su producción.

En cuanto a las redes de distribución y transporte, podemos decir que hay muy pocas conexiones con Europa. De hecho, las transacciones comerciales totales de energía eléctrica representaron un 2,4% con respecto a la generación neta, las cuales se debían principalmente a las relaciones con Portugal y Marruecos. Una mayor conexión con Europa incrementaría la competencia dentro del sector y además permitiría vender/comprar energía en momentos de superávit/déficit.

En cuanto a la comercialización, se puede distinguir entre la tarifa libre y el recientemente denominado precio voluntario al pequeño consumidor (tarifa 2.0), el cual es realizado por las comercializadoras de último recurso y al que pueden acogerse aquellos consumidores que tengan una potencia contratada inferior a 10KW. En la tarifa libre son los comercializadores del mercado los encargados de suministrar energía a los consumidores no acogidos al precio voluntario al pequeño consumidor.

Además, el sistema eléctrico español presenta otros problemas, de los cuales el principal es el déficit tarifario, el cual se define como la diferencia entre la cantidad total recaudada por los ingresos regulados y los costes a cubrir con dichas tarifas. Su origen tiene lugar en el año 1997, cuando las empresas eléctricas empezaron a ejercer presión

para que el Gobierno aumentase los beneficios a repartirse entre ellas. Ante la fuerte influencia social, mediática y política de las empresas eléctricas (y dado que este mercado es un oligopolio) y la necesidad de congelar los incrementos de costes energéticos en la factura de los consumidores (ya que el aumento de la factura de la luz es algo muy poco popular), en 1997 el Gobierno decidió aumentar los beneficios de las empresas eléctricas, pero congelando el recibo de la luz, dando origen al déficit tarifario. Es decir, los consumidores pagarían la tarifa en dos partes: una al contado y la otra aplazada a través del reconocimiento de una deuda del sistema con las empresas eléctricas. Hay partidas que, por sus características, no se deberían contabilizar como un gasto regulado, ya que no deberían tener tal carácter. Estas partidas son: “Moratoria nuclear”, “Primas al régimen especial”, “Desajustes de ingresos de las revisiones de los costes de generación insular y extra peninsular” y la partida “Déficit/ Superávit del sistema de pagos por capacidad”. Además, si nos fijamos en la cifra de las primas al régimen especial, vemos que eliminando tal partida se solucionaría el problema del déficit tarifario. La otra partida que más influye en la generación del déficit era “Compensación insulares y extra peninsulares”. No obstante, no parece razonable hacer que desaparezcan los incentivos a producir electricidad mediante fuentes de energía renovable, simplemente no deberían financiarse mediante la factura de los consumidores. En España, los costes de generación no son mayores que en otros países, están en torno a la media. Sin embargo, el incremento del déficit tarifario y el hecho de que haya intentado financiarse mediante la factura de los consumidores han hecho que, en los últimos años, los precios eléctricos en España hayan pasado de encontrarse entre los más bajos de la Unión Europea a encontrarse dentro de los más altos. Este problema del aumento de precios de la energía afecta a todos los sectores de la economía en general, ya que todos necesitan de ella para operar, y al sector de la agricultura en particular, ya que, tras la modernización del regadío, se ha aumentado mucho el consumo de energía para regar, es por ello que particularizaremos nuestro análisis a una comunidad de regantes: la Comunidad General de Riegos del Alto Aragón (CGRAA), un sistema de regadío con más de 125.000 hectáreas de cultivo.

Otro de los problemas que presenta el sistema eléctrico español es la gran incertidumbre jurídica. Desde la implantación de la ley inicial de 1997 han surgido muchos reales decretos con los que se ha cambiado la legislación en materia de energía,

de forma que las empresas y, sobre todo, los inversores extranjeros dudan de cómo actuar dado que de un año para otro pueden cambiar “las reglas del juego”.

La última gran reforma es la que plantea el Real Decreto 9/2013, que trata de poner fin al problema del déficit tarifario anteriormente comentado, influyendo principalmente en el sistema de retribución de las instalaciones de régimen especial, que se ha visto bastante reducido. En particular, la CGRAA, la comunidad de regantes para la que particularizaremos el análisis, se ve también afectada por esta reforma porque dispone de seis minicentrales hidroeléctricas, las cuales han visto reducidas a cero sus primas a la producción de energía.

Otro gran problema que existe en la actualidad es el carácter negativamente ecológico que presenta la última gran reforma. Además del carácter anti ecológico que presenta en sí misma la retirada de las primas a la producción de energía renovable, con la última gran reforma (agosto de 2013) aumenta considerablemente la tarifa de acceso por potencia, que es una cantidad que hay que pagar por kW de potencia contratada independientemente del consumo de energía. Este aumento de la tarifa por potencia, como se mostrará más adelante, incentiva el mal uso de la energía, puesto que hace que, en términos relativos, sea mucho más barato el consumo de energía.

Tras esta breve introducción al sistema eléctrico español y a los problemas que en él se detectan, el objetivo de este trabajo es analizar cómo han afectado las últimas reformas a los costes energéticos, particularizando a la Comunidad General de Riegos del Alto Aragón, ya que, como decíamos, la agricultura de regadío es uno de los sectores donde más influyen los costes energéticos. Además, se pretende plantear alguna posible alternativa, con el objetivo de lograr una gestión más eficiente de la energía eléctrica y de conseguir una reducción de los costes.

El resto del artículo se estructura de la siguiente forma: en el segundo apartado explicaremos los datos utilizados para el análisis realizado; en el apartado número tres se analiza la situación particular de la producción de energía en la CGRAA; en el apartado cuatro analizamos el consumo energético en la CGRAA, para ello, necesitamos analizar las tarifas eléctricas fijadas por el gobierno y los precios pactados con las empresas eléctricas y la evolución del consumo de energía; y, finalmente, en el apartado quinto se proponen algunas posibles alternativas que podrían servir

especialmente para reducir los costes en las comunidades de regantes. Terminaremos el trabajo con unas breves reflexiones finales.

2. Datos

La CGRAA se compone de 58 comunidades de regantes, que se encuentran situadas en la zona del Canal de Monegros y el Canal del Cinca, en la provincia de Huesca, al norte de Aragón (España). Sin embargo, no todas las comunidades de regantes disponen de un punto de suministro de energía. Los puntos de suministro de la CGRAA son cuarenta, con lo que no necesariamente cada comunidad cuenta con un punto de suministro. Del punto 1 al 35 y el punto número 40 son puntos de suministro de energía para riego; los puntos de suministro 36, 37, 38 y 39 se encargan de suministrar energía a las centrales hidroeléctricas, no se usan para regar sino para mantener las centrales.

Disponemos, por tanto, de dos tipos de información: información acerca de la producción de las centrales hidroeléctricas e información acerca del consumo de los puntos de suministro.

En el caso de la producción, disponemos de información acerca de la energía producida en las seis minicentrales hidroeléctricas de las que dispone la CGRAA. Obtenemos directamente de la CGRAA los datos de producción en términos de kW de energía producidos y el precio al que se vende se obtiene de la página oficial del mercado diario de OMIE.

En el caso de los puntos de suministro, disponemos de la información que se refiere a la potencia contratada y a la energía activa consumida por meses y por periodos horarios en cada uno de los cuarenta puntos de suministro para los años 2010, 2011, 2012 y 2013.

Además, en la CGRAA las tarifas contratadas son la tarifa 3.1 A, la tarifa 6.1 y la tarifa 6.2, cuyas características se explicarán en el apartado cuatro de este trabajo. En el BOE están publicadas, para cada una de estas tarifas, tanto la tarifa de acceso por potencia contratada como la tarifa de acceso por energía activa. Finalmente, la propia CGRAA nos ha proporcionado la información necesaria acerca de los precios pactados con las empresas eléctricas.

3. Producción de energía en las minicentrales de la CGRAA

En las comunidades de regantes no es habitual que haya centrales de producción de energía; sin embargo, desde los años ochenta, en la CGRAA se ha invertido en varias mini centrales hidroeléctricas para producir energía y después venderla en el mercado mayorista. En el año 1989 se crearon las mini centrales hidroeléctricas de Valdespartera y La Sotonera, con una potencia instalada de 5.000 kW cada una. En 1991 se crearon las centrales de Berbegal y Odina, con 2.300 y 630 kW de potencia instalada cada una de ellas, respectivamente. En adelante consideraremos a estas dos centrales como una sola; así, tendremos la mini central “Berbegal y Odina”, con una potencia instalada 2.930 KW. Finalmente, en el año 2000, la sociedad “Promoción de Energías Renovables de las Comunidades de Regantes de Aragón, S.L.” instaló las minicentrales de Montanera, Piracés y Torrollón, con 1.145, 1.135 y 893 KW de potencia instalada cada una de ellas respectivamente.

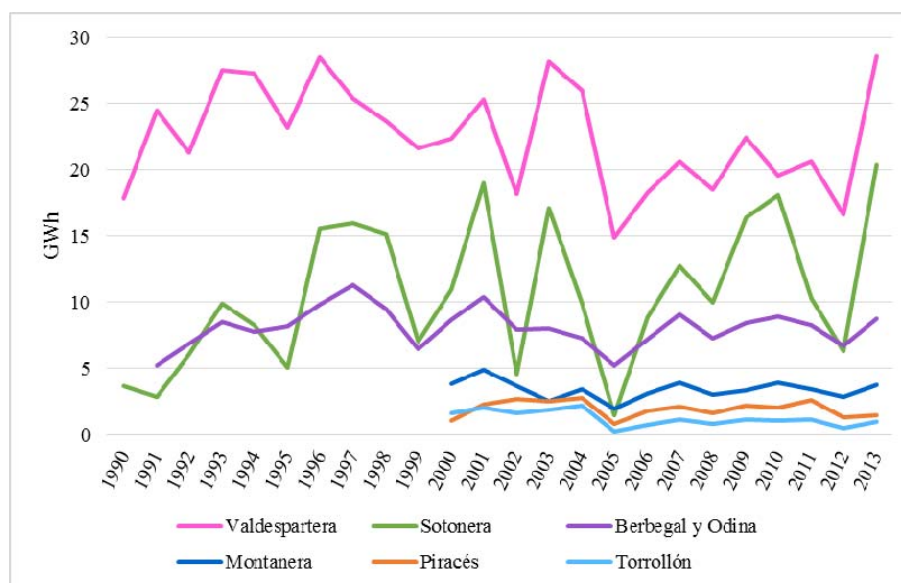
El consumo de energía para riego hacía que el coste energético fuese muy elevado en la agricultura de regadío, concretamente en la CGRAA. A finales de los años ochenta, cuando se empezó a producir energía en las mini centrales de la Comunidad General de Riegos del Alto Aragón (CGRAA), la venta de energía, vertiéndola a la red, sirvió para financiar el consumo de energía en los puntos de suministros, reduciéndose, en términos netos, el coste energético.

Como se ha comentado, en los últimos años ha habido numerosas reformas en lo que al sistema eléctrico se refiere. En la parte de la producción de electricidad, la reforma más significativa ha sido la reducción de las primas a la producción de energía renovable, lo cual es muy negativo para la CGRAA, ya que los ingresos percibidos por la producción de energía eléctrica en las centrales han disminuido considerablemente, como vamos a mostrar en este apartado.

En primer lugar, vamos a evaluar la producción de energía en términos físicos, es decir, la evolución que ha seguido la cantidad de GWh producidos por las mini centrales de la CGRAA. Así, podremos evaluar después la evolución de la producción en términos de ingresos, evaluados en euros.

En el Gráfico 1 se muestra la evolución anual de cada una de las minicentrales de la CGRAA desde su creación en el año 1990 hasta el año 2013, con el objetivo de observar la tendencia de la producción de cada una de ellas.

Gráfico 1: Evolución de la producción eléctrica por mini central 1990-2013 (GWh)



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de Ortega et al. (2012) y de los datos de la CGRAA.

La producción de energía eléctrica de la central de Valdespartera muestra una tendencia creciente desde el inicio del periodo analizado hasta alrededor del año 1996. Desde el año 1996 hasta el año 2012, aunque con un pico en el año 2003, parece que hay una tendencia decreciente; sin embargo, en el año 2013 vuelve a aumentar su producción. Además, una característica reseñable de esta central es que es la que produce una mayor cantidad de energía en la CGRAA.

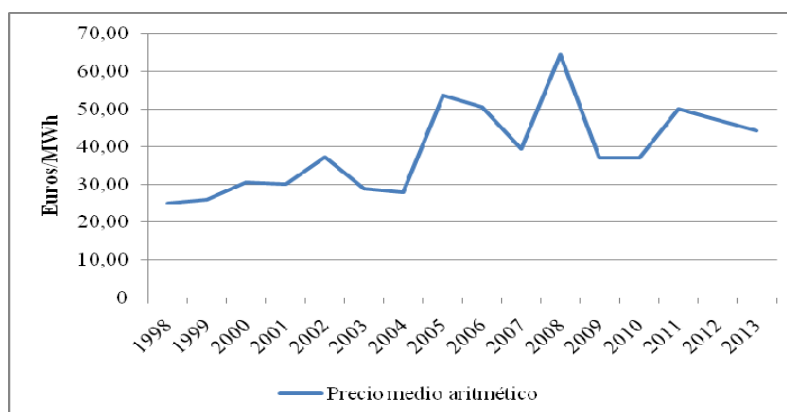
La central de La Sotonera es la que sigue a la de Valdespartera en cuanto a cantidad de energía eléctrica producida y presenta una tendencia creciente a lo largo del periodo analizado, aunque con una disminución considerable de su producción en el año 2005, como puede observarse en el gráfico.

La siguiente mini central, en cuanto a cantidad de energía producida, es la de Berbegal y Odina que, aunque, en general, produce una menor cantidad de energía que la de Valdespartera y la de La Sotonera, en algunos años, incluso, supera la cantidad de energía producida por la mini central de La Sotonera. La central de Berbegal y Odina presenta una tendencia prácticamente constante a lo largo del periodo analizado.

El resto de centrales hidroeléctricas (Montanera, Piracés y Torrollón) muestra una tendencia constante o ligeramente decreciente a lo largo de los años, con niveles de producción muy inferiores a los de las centrales que se acaban de comentar.

A continuación se muestra un gráfico en el que aparece la evolución del precio medio en el mercado libre español desde 1998 hasta 2013.

Gráfico 2: Evolución del precio medio en el mercado diario (Euros/MWh)



Fuente: Elaboración propia a partir de OMIE.

Como se observa en el Gráfico 2, existe una tendencia creciente en el precio medio de la energía desde el año 1998. Teniendo en cuenta el precio del mercado diario y la producción en kWh mostrada anteriormente, se obtienen los ingresos por producción en la CGRAA (procedentes del mercado) que se muestran a continuación.

Tabla 1: Ingresos por la producción de energía procedentes del mercado y de las primas, 2010-2013 (Euros)

		Sotonera	Valdespartera	Berbegal y Odina	Montanera	Piracés	Torrollón	Total
2010	Mercado	476.697,87	737.158,78	341.996,97	148.787,22	87.943,54	43.753,51	1.836.337,89
	Primas	983.377,87	901.021,10	404.576,90	176.107,57	85.451,93	41.462,17	2.591.997,54
	Total	1.460.075,74	1.638.179,88	746.573,87	324.894,79	173.395,47	85.215,68	4.428.335,43
2011	Mercado	508.933,18	1.020.142,41	431.043,13	179.313,08	135.234,81	59.391,99	2.334.058,60
	Primas	379.981,40	788.751,48	292.500,46	105.986,60	78.679,89	33.501,99	1.679.401,82
	Total	888.914,58	1.808.893,89	723.543,59	285.299,68	213.914,70	92.893,98	4.013.460,42
2012	Mercado	307.095,92	823.035,51	351.436,68	147.384,03	68.033,08	27.609,48	1.724.594,70
	Primas	247.213,12	675.940,89	251.951,87	92.347,91	41.787,72	16.056,29	1.325.297,80
	Total	554.309,04	1.498.976,40	603.388,55	239.731,94	109.820,80	43.665,77	3.049.892,50
2013	Mercado	874.577,10	1.288.297,74	375.319,77	159.070,43	70.494,60	44.713,48	2.812.473,12
	Primas	948.912,04	1.215.827,53	397.067,23	153.854,63	52.244,18	34.485,16	2.802.390,77
	Total	1.823.489,14	2.504.125,27	772.387,00	312.925,06	122.738,78	79.198,64	5.614.863,89

Fuente: elaboración propia a partir de los datos de la CGRAA.

Además, hasta la última reforma, las empresas eléctricas recibían unas primas por la producción de energía renovable, concretamente la CGRAA recibió las que se muestran Tabla 1; sin embargo, hay que tener en cuenta que de la producción de energía

del año 2013 habrá que devolver a la CNE las primas ingresadas por producción de energía renovable desde julio de 2013 hasta julio de 2014, tras la aparición de nueva legislación en julio de 2014.

4. Coste de energía en los puntos de suministro de la CGRAA

4.1 Tarifas y precios

En el cálculo del precio de la energía se distinguen dos partes: el término de potencia y el término de energía. El término de potencia es íntegramente fijado por el Gobierno: son las tarifas de acceso por potencia contratada. Este término de potencia, aunque se paga a las empresas suministradoras, éstas únicamente hacen de intermediarias, debiendo pagar después esta cantidad al Estado. El término de energía se pacta con las empresas eléctricas y en él se incluyen varios aspectos, entre ellos la tarifa de acceso por energía activa consumida.

En este apartado vamos a analizar, en primer lugar, las tarifas de acceso tanto por potencia como por energía. Tras la liberalización del mercado eléctrico y la desaparición de las tarifas eléctricas especiales que podían ser aplicadas en la agricultura en julio de 2008, en la CGRAA las tarifas que han sido contratadas tradicionalmente son las tarifas 3.1 A y 6.1, según la potencia contratada en cada uno de los puntos de suministro. Sin embargo, en el año 2013 se instala un nuevo punto de suministro en el que se contrata la tarifa 6.2. A continuación se muestra la evolución de cada una de las ellas.

La tarifa 6.1 es una tarifa de seis periodos horarios y se puede aplicar a instalaciones cuya tensión se encuentre entre 0 y 36 kV y cuya potencia contratada sea mayor o igual que 450 kW. En los siguientes gráficos se muestra la evolución de las tarifas de acceso por potencia y por energía.

El término de potencia de la tarifa 6.1 sigue una tendencia creciente desde el año 2005, lo cual induce a una pérdida de eficiencia energética, puesto que aumenta el **coste** que representa la parte fija respecto del total del gasto en la factura eléctrica. Además, unido a esto, tenemos una reducción del término de energía en la factura eléctrica a partir de agosto de 2013, con lo que se agrava el incentivo a descuidar la energía que se consume.

La tarifa 3.1 A es una tarifa de tres periodos horarios y es aplicable a instalaciones cuya tensión esté comprendida entre 1 y 36 kV y cuya potencia contratada sea inferior a 450 KW. A continuación se muestra la evolución de sus tarifas.

Algo similar a lo que ocurre con la tarifa 6.1 sucede con la tarifa 3.1 A: el término de potencia aumenta. Además, del mismo modo que en el caso anterior, el término de energía disminuye. También se tiende a la ineficiencia energética al contratar esta tarifa.

La tarifa 6.2 se puede contratar en aquellas instalaciones cuya tensión se encuentre entre 36 y 72,5 kV y cuya potencia contratada sea igual o superior a 450 KW. Los periodos tarifarios en la tarifa 6.2 son los mismos que en la tarifa 6.1; sin embargo, sí difieren las tarifas a aplicar, puesto que la tensión es distinta.

Lo mismo sucede para la tarifa de acceso 6.2, aunque, salvo para las tarifas del periodo 1, el aumento de la parte de potencia es menos acentuado.

A continuación vamos a mostrar los precios pactados en la CGRAA con las empresas eléctricas, con el objetivo de analizar más adelante la evolución de los costes. Como decíamos, los precios pactados por el término de potencia son íntegramente fijados por el Gobierno y se publican en el BOE.

Los precios pactados por el término de energía para la tarifa 6.1 y para los puntos de suministro que contraten con HC Energía se han obtenido directamente de la CGRAA y son los que se muestran a continuación.

Tabla 2: Precios pactados con HC Energía para la tarifa 6.1 (€/KWh)

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2010	0,1474	0,1222	0,0939	0,0783	0,0699	0,0500
2011	0,1490	0,1270	0,0980	0,0820	0,0760	0,0510
abr2011	0,1505	0,1281	0,0986	0,0823	0,0762	0,0511
2012	0,1705	0,1401	0,1166	0,0973	0,0842	0,0601
abr2012	0,1705	0,1401	0,1166	0,0973	0,0842	0,0601
2013	0,1800	0,1470	0,1190	0,0990	0,0870	0,0660
3ago2013	0,1270	0,1070	0,0980	0,0880	0,0800	0,0590
ene2014	0,1270	0,1070	0,0980	0,0880	0,0800	0,0590
feb-may 2014	0,1278	0,1076	0,0983	0,0882	0,0801	0,0591
jun-dic 2014	0,1296	0,1083	0,0995	0,0891	0,0808	0,0599

Fuente: Elaboración propia a partir de la información obtenida de la CGRAA.

4.2 Consumo de energía física

Del consumo de energía realizado en Tarifa 3.1 A la mayor parte corresponde al periodo 3 a lo largo de los cuatro años analizados. Sin embargo, sí se observa una disminución en el consumo realizado del periodo 3 en el año 2013.

En el caso de la tarifa 6.2 solamente existe consumo en el año 2013, puesto que es el primer año en el que se contrata esta tarifa (en un nuevo punto de suministro).

Analizando el consumo de energía mensual, podemos observar que, tanto para la tarifa 6.1 como para la tarifa 3.1 A, el grueso del consumo de energía se da entre mayo y octubre, sin embargo, es necesario tener contratada la potencia durante todo el año (dividimos el consumo en las distintas tarifas en dos gráficos, dado la gran diferencia que hay entre el consumo en Tarifa 6.1 y en las otras dos).

En el caso de la tarifa 6.2 el grueso del consumo se da entre marzo y mayo y también es necesario tener la potencia contratada durante todo el año.

Viendo que el grueso del consumo sólo se realiza en algunos meses, más adelante trataremos de proponer algún tipo de contrato alternativo en el que sea posible disminuir el coste por la potencia contratada. Adelantando ya aquí parte de las propuestas del apartado cinco, fijándonos en el consumo por meses a lo largo del año, parece razonable pensar en algún tipo de contrato de suministro eléctrico alternativo en el que se distingan distintas tarifas para regantes, distinguiendo por temporadas de alto y bajo consumo a lo largo del año.

4.3 Coste energético en la CGRAA 2011-2013

Una vez que se ha analizado tanto el consumo de energía como los precios de ella (los fijados por el gobierno y los pactados con las empresas eléctricas), estamos en condiciones de analizar el coste energético para cada uno de los puntos de suministro de las comunidades de regantes de la CGRAA en los años 2011, 2012 y 2013. Aunque se han analizado por separado los costes energéticos en cada uno de los puntos de suministro, únicamente se van a mostrar en este trabajo a nivel agregado, diferenciando por tarifas contratadas.

Tabla 3: Potencia contratada, energía consumida y coste total en tarifa 3.1 A, 2011-2013

	Potencia				Energía				Coste
	P1	P2	P3	Total	P1	P2	P3	Total	Total
2011	580	1.715	1.715	4.010	114.856	675.163	1.280.758	2.070.777	228.671
2012	530	1.355	1.465	3.350	92.741	605.833	1.151.808	1.850.382	229.669
2013	480	1.415	1.415	3.310	55.605	699.079	1.086.250	1.840.934	390.425

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de la CGRAA.

Como se puede observar en la Tabla 3, en el periodo 2011-2013 disminuye la potencia contratada total en la CGRAA en tarifa 3.1 A, siendo los periodos 2 y 3 los periodos en los que más potencia se contrata en los tres años analizados.

Además, se muestra el consumo de energía activa total en la CGRAA en los años 2011, 2012 y 2013. Observamos que hay una tendencia a disminuir el consumo de energía de una forma muy significativa en el periodo 1 y a aumentarlo levemente en el periodo 2, disminuyéndose también en el periodo 3.

Sin embargo, como se observa también en esta tabla, a pesar de disminuir tanto la potencia contratada como la energía consumida, el coste total aumenta en estos años, debido, en su mayor parte, al aumento de las tarifas de acceso por potencia.

Tabla 4: Potencia contratada, energía consumida y coste en tarifa 6.1, 2011-2013

	Potencia (KW)						Energía (KWh)							Coste (Euros)
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Total	Total
2011	10.825	20.791	20.891	20.891	20.891	26.924	1.588.367	3.192.995	470.313	1.636.054	2.781.834	35.437.538	45.107.101	4.035.201
2012	9.420	19.520	19.620	19.620	20.930	28.225	900.812	2.195.129	533.830	1.668.506	1.505.481	32.604.768	39.408.526	4.401.254
2013	10.277	22.955	23.055	23.055	24.365	30.998	1.179.937	3.329.836	492.293	1.888.034	1.863.571	34.795.021	43.548.692	5.775.541

Fuente: elaboración propia a partir de los datos de la CGRAA.

Como se puede observar en la Tabla 4, en el periodo 2011-2013 la potencia contratada total en la CGRAA aumenta en tarifa 6.1. Sin embargo, en el periodo 1 disminuye la potencia contratada. El periodo en el que más potencia se contrata a lo largo de los años 2011, 2012 y 2013 es el periodo 6. Observamos también que hay una tendencia a disminuir el consumo de energía activa en los periodos 1, 5 y 6 y a aumentarlo en los periodos 2, 3 y 4, disminuyendo el total de energía consumida para el conjunto de periodos horarios. Sin embargo, se observa un aumento del coste total, debido fundamentalmente al aumento de las tarifas de acceso por potencia contratada.

Tabla 5: Potencia contratada, energía consumida y coste total en tarifa 6.2, 2013

2013	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Potencia (kW)	50	50	50	700	1.400	1.754
Energía (kWh)	4.404	11.709	6.002	9.877	207.751	569.194
Coste total (Euros)	103.892					

Fuente: elaboración propia a partir de los datos de la CGRAA.

El único punto de suministro que contrata con la tarifa 6.2 es el 40 y, como se ha comentado anteriormente, es de reciente creación, por ello, sólo disponemos de información acerca del año 2013.

Hemos observado que tras las últimas reformas energéticas han aumentado los costes energéticos en la CGRAA. Además, el aumento de la tarifa de acceso por potencia hace que el consumo de energía sea relativamente más barato, y, por tanto, crea una ineficiencia al desincentivar el ahorro de energía. Con todo esto, no debemos olvidar que el hecho de haber retirado las primas a las energías renovables afianza la idea de que estamos descuidando el medio ambiente.

4.4 Previsión del coste en el año 2014 según tarifas

En este apartado, en primer lugar, se estima la previsión del coste energético para el año 2014 teniendo en cuenta el consumo de energía activa y la potencia contratada en la CGRAA en el año 2013, ya que no se dispone de esta información todavía para el año 2014. Sí se dispone de la información necesaria en cuanto a precios pactados con las empresas eléctricas por el coste por energía consumida, que se obtiene directamente de la CGRAA y las tarifas de acceso tanto de potencia como de energía activa se obtienen del BOE.

El coste por potencia para el año 2014 se ha calculado teniendo en cuenta que las tarifas de acceso publicadas en el BOE han cambiado a lo largo del año. Así, a continuación se muestran las tarifas de acceso que se han aplicado para este cálculo. Puede observarse que las tarifas de acceso de febrero a mayo y de junio a diciembre son las mismas; sin embargo, se han separado en dos filas para apreciar que la tarifa por potencia no cambia, sin embargo, sí lo hace la tarifa por energía y, por tanto, los precios pactados por consumo con las empresas eléctricas, como veremos más adelante.

Tabla 6: Tarifas de acceso por potencia contratada en el año 2014 (Tarifa 6.1)

POTENCIA	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Ene 2014	38,102134	19,067559	13,954286	13,954286	13,954286	6,366846
Feb-may 2014	39,139427	19,586654	14,334178	14,3334178	14,334178	6,540177
Jun-dic 2014	39,139427	19,586654	14,334178	14,334178	14,334178	6,540177

Fuente: Elaboración propia a partir de BOE.

Tabla 7: Tarifa de acceso por potencia contratada en el año 2014 (Tarifa 3.1 A)

POTENCIA	P1	P2	P3
Ene 2014	57,605223	35,523594	8,145965
Feb-may 2014	59,173468	36,490689	8,367731
Jun-dic 2014	59,173468	36,490689	8,367731

Fuente: Elaboración propia a partir de BOE.

Tabla 8: Tarifa de acceso por potencia contratada en el año 2014 (Tarifa 6.2)

POTENCIA	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Ene 2014	21,550117	10,784384	7,892379	7,892379	7,892379	3,601014
Feb-may 2014	22,158348	11,088763	8,115134	8,115134	8,115134	8,115134
Jun-dic 2014	22,158348	11,088763	8,115134	8,115134	8,115134	8,115134

Fuente: Elaboración propia a partir de BOE.

Teniendo en cuenta la potencia contratada en el año 2013 y las tarifas que se acaban de mostrar, la previsión del coste total para las comunidades de la CGRAA en el año 2014 es 2.184.415,43 euros.

También se ha calculado el coste por el consumo de energía activa. Los datos acerca del consumo de energía en las distintas comunidades de la CGRAA se obtienen directamente de la CGRAA. En este caso necesitamos los datos acerca de los precios pactados con las empresas eléctricas, que se han obtenido directamente de la CGRAA.

En segundo lugar, se va a simular cuál hubiese sido el coste previsto para el año 2014 según las tarifas anteriores. Se realizan cinco estimaciones, de acuerdo con lo que se muestra en la tabla siguiente. En todos los casos, para realizar el cálculo del coste para el total anual de las comunidades se han tenido en cuenta los costes por meses y por periodos de cada una de las comunidades. Hemos utilizado, también en todos los casos, la potencia contratada y la energía consumida del año 2013, datos que se han obtenido directamente de la CGRAA. En el caso de las tarifas de acceso por energía se utilizan los precios pactados con las empresas eléctricas y en el caso de las tarifas de acceso por potencia, las que se muestran a continuación.

Tabla 9: Tarifas de acceso por potencia para cada una de las simulaciones

Simulación	Tarifas de acceso por potencia
Simulación 1: tarifas 2010	BOE de 31 de diciembre de 2009, aplicables durante el año 2010 y los primeros meses del año 2011.
Simulación 2: tarifas 1 de abril de 2011	BOE de 31 de marzo de 2011, que serán de aplicación desde el 1 de abril de 2011 hasta el 31 de diciembre de este mismo año.
Simulación 3: tarifas 1 de enero de 2012	BOE de 31 de diciembre de 2011, que serán de aplicación desde el 1 de enero de 2012 hasta el 31 de marzo de 2012.
Simulación 4: tarifas de 1 de abril de 2012	BOE de 26 de abril de 2012, que serán de aplicación desde el 1 de abril de 2012 hasta el 2 de agosto de 2013.
Simulación 5: tarifas de 3 de agosto de 2013	BOE de 3 de agosto de 2013, que serán de aplicación desde el 3 de agosto de 2013 hasta el 31 de enero de 2014.

Fuente: elaboración propia.

Tabla 10: Porcentaje que representan el coste por potencia y el coste por energía sobre el coste total

Tarifa	P1		P2		P3		P4		P5		P6	
	Potencia	Energía	Potencia	Energía	Potencia	Energía	Potencia	Energía	Potencia	Energía	Potencia	Energía
1 ene 2010	49,75%	50,25%	30,03%	69,97%	69,38%	30,62%	52,39%	47,61%	49,09%	50,91%	4,72%	95,28%
1 abr 2011	50,38%	49,62%	31,92%	68,08%	33,36%	66,64%	51,94%	48,06%	47,85%	52,15%	4,82%	95,18%
1 ene 2012	47,38%	52,62%	28,82%	71,18%	51,46%	48,54%	55,65%	44,35%	50,66%	49,34%	4,19%	95,81%
1 abr 2012	47,12%	52,88%	28,91%	71,09%	50,87%	49,13%	55,00%	45,00%	50,38%	49,62%	3,99%	96,01%
3 ago 2013	73,21%	26,79%	54,71%	45,29%	27,50%	72,50%	33,68%	66,32%	29,87%	70,13%	9,02%	90,98%
1 feb 2014	73,32%	26,68%	55,04%	44,96%	27,27%	72,73%	33,40%	66,60%	29,41%	70,59%	9,40%	90,60%

Fuente: elaboración propia.

En la tabla anterior se muestra una comparación entre el coste por potencia y por energía consumida para el total de las comunidades de la CGRAA.

Observamos que para un mismo consumo, como se ha comentado anteriormente, todos los cálculos se han realizado teniendo en cuenta el consumo energético en la CGRAA en el año 2013, el porcentaje que representa el coste por potencia sobre el total del coste va aumentando a lo largo de estos años, produciéndose el mayor incremento con la reforma del 3 de agosto de 2013. Además, no solamente aumenta en términos relativos, sino que también lo hace en términos absolutos, como puede observarse en el apartado número cuatro de este trabajo. Además, como también puede observarse en ese apartado, el coste en términos absolutos del término de energía disminuye. Esto hace que haya incentivos a no hacer un buen uso de la energía, puesto que en términos relativos, resulta mucho más barato el consumo.

Aunque desde el año 2010 ya había una tendencia al alza en el porcentaje que representaba el coste por potencia sobre el total, el mayor incremento del coste por potencia contratada en el periodo horario 1 se produce con la reforma del 3 de agosto de

2013. Así, suponiendo un mismo consumo que el que se ha supuesto para las anteriores simulaciones, vemos que el total del coste sería de 574.074,78 euros, de los cuales 420.303,64 euros (un 73,21%) corresponden a la parte de potencia contratada, mientras que si teniendo en cuenta la tarifa que era de aplicación en el año 2010 el porcentaje que representaba la parte del coste energético que corresponde a la potencia contratada era de un 50,25%. Además, no parece que vaya a reducirse este fuerte incremento, puesto que, aunque en menor medida, la tendencia sigue al alza en el año 2014, ya la previsión indica que la parte que corresponde a la potencia es de un 73,32%. No cabe duda, además, de que ante un mismo consumo, el coste en términos absolutos es mucho mayor tras la reforma.

Como se comentaba en la introducción de este trabajo, desde 1997 se están llevando a cabo distintas reformas (que no han sido pocas) en la legislación relativa al sector eléctrico con el supuesto objetivo de liberalizarlo y aumentar la competencia. Sin embargo, aunque habría que analizar si esto se ha cumplido (que no parece haber sido así), nadie parece haberse preocupado por la eficiencia energética, ya que el porcentaje que representa el coste por potencia es mucho mayor que el que representa el coste por consumo y esto incentiva claramente a no hacer un buen uso de la energía, puesto que, en términos relativos es mucho más barato consumir energía.

En el caso del periodo 2 sucede algo similar al caso del periodo 1: con la tarifa del año 2010 el porcentaje que hubiese representado el coste por potencia sobre el coste total es de un 30,03%, mientras que con la reforma de agosto de 2013 es de un 54,71%. Además, con la reforma de este año 2014 la tendencia al alza continúa.

En el caso del periodo 3, aunque con la reforma de abril de 2011 ya aumentó mucho el porcentaje que representaba el coste por potencia, esto fue debido en mayor medida a la disminución del coste por energía consumida. No obstante, ya había una tendencia al alza antes de la reforma de agosto de 2013, pronunciándose con mayor intensidad en este caso. Una vez más se produce un gran aumento del porcentaje que representa el coste por potencia tras la reforma de agosto de 2013.

En el caso del periodo 5 sucede algo similar, parece que se confirma, pues, esta tendencia a que no importe cuánta energía consumamos, sino que el grueso del coste sea debido a la parte de potencia contratada.

Aunque en el caso del periodo 6 el porcentaje que representa la parte del coste por potencia contratada es menor que en el resto de periodos, también existe esta tendencia a incrementar el porcentaje que éste representa.

5. Posibles alternativas

En este apartado se va a tratar de proponer alguna alternativa para conseguir reducir el coste de la energía para los regantes.

5.1 Contrato de temporada

Viendo que la potencia contratada supone una gran parte del coste total de la energía y que, además, con las últimas reformas ha aumentado considerablemente, y, viendo, también, que, como ya se ha comentado, el grueso del consumo se realiza en los meses de verano, convendría idear alguna otra forma de contratación que no obligase a pagar por un acceso a la red que no se utiliza. La propuesta de algunos regantes es implantar un contrato anual flexible en el que se resuelva el problema que sufre el regadío con un patrón de consumo estacional, donde el regante pueda ajustar las necesidades de energía a un contrato adecuado.

Así, la propuesta de algunos regantes contempla la posibilidad de contratos anuales en los que, por ejemplo, podrían distinguirse dos periodos a lo largo del año: un periodo de consumo intensivo, que sería aquel coincidente con los meses en los que más consumo se realiza en una comunidad de regantes (como se ha comentado, de mayo a octubre), y otro de consumo residual, en el que pueda contratarse, como máximo, el 20% de la potencia total, de tal manera que permitiera a los regantes disponer durante esos meses de invierno de cierto suministro de electricidad, necesario para puntuales demandas de riego estos meses y para el mantenimiento del resto de usos dentro de una comunidad de regantes distintos al regadío en sí mismo. En la propuesta se incluyen algunos otros condicionantes (para evitar que algunos otros consumidores que no sean regantes la contraten) como que alrededor de un 90% del consumo debe realizarse en los periodos de consumo intensivo y que este periodo intensivo no debe prolongarse más de ocho meses.

Recordando el punto 6.4 de este trabajo, en las comunidades de regantes el mayor consumo de energía se da entre los meses de mayo a septiembre, con lo que, sería conveniente para los regantes una tarifa más reducida en este periodo.

Una posibilidad de implementar esto sería permitiendo a los regantes activos dos contratos distintos, uno para cada periodo y que los costes de rescisión y nuevo contrato fuesen muy bajos. Esto podría negociarse también con las empresas comercializadoras.

5.2 Tarif Vert

En Francia existe una tarifa especial para regantes, la cual se asemeja a la tarifa de temporada planteada para España, la *Tarif Vert A5-Option Base*, en la cual se distinguen dos temporadas: invierno y verano. La temporada de “invierno” transcurre de noviembre a marzo y la temporada de “verano” va de abril a octubre. Además, se distinguen cinco periodos tarifarios: horas punta, horas “plenas” de invierno, horas “huecas” de invierno, horas “plenas” de verano y horas “huecas” de verano.

En la temporada de verano, en la cual la demanda de energía es mucho mayor (al igual que en España) que en la de invierno, las tarifas de acceso son considerablemente más reducidas que las de invierno.

5.3 Autoconsumo

En términos generales, la opción del autoconsumo consiste en que se produzca lo que se consuma. Esta opción sería muy interesante para las comunidades de regantes; concretamente, significaría que la CGRAA vendiera a las comunidades lo que se produce o que fueran ellas mismas las que produjesen la energía que van a consumir.

Por el momento, solamente existen dos borradores de real decreto. El primero de ellos es el *Proyecto de Real Decreto por el que se establece la regulación del Autoconsumo fotovoltaico o Balance Neto en España*. Este consumo de balance neto se define como “el consumo instantáneo o diferido de la energía eléctrica que hubiera sido producida en el interior de la red de un punto de suministro o instalación titularidad de un consumidor y que estuviera destinada al consumo propio”. La idea es que el productor pudiera enviar a la red una cantidad determinada de kW y que pudiera coger en el momento que quisiera la cantidad que necesitase. Al final del año se liquidaría: habría que pagar si la cantidad de kW consumidos es mayor que la cantidad de kW producidos e ingresar en caso contrario. Habría una tarifa que pagar por el uso de la red, el “peaje de acceso”, pero no por potencia contratada.

Podrán acogerse a la modalidad de balance neto aquellos consumidores de energía eléctrica de potencia contratada igual o inferior a 100 kW por punto de

suministro, que tengan una instalación interior de generación de energía eléctrica destinada a su propio consumo. El consumidor podrá ceder a la empresa comercializadora la energía sobrante (que haya producido y no haya consumido), sin contraprestación económica alguna. La cesión de la energía sobrante generará unos derechos de consumo futuro, que podrán ser utilizados en un plazo máximo de 12 meses. La adquisición de energía con cargo a los derechos por consumo diferido tendrá un coste para el consumidor, en concepto de “peaje de acceso”, no debiendo pagar la energía consumida. Además, tendrá otro coste para el consumidor, que abonará a la comercializadora, y que será fijado por el Ministro de Industria, Turismo y Comercio.

El segundo de los borradores es el *Proyecto de Real Decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo*. En este caso se plantean dos modalidades de autoconsumo. La primera de ellas se centra en el suministro de energía eléctrica para consumidores. Un consumidor que dispusiera de una instalación de generación, destinada al consumo propio, conectada en el interior de la red de su punto de suministro y que no estuviera ni hubiera estado con anterioridad dada de alta como instalación de producción. En este caso existirá un único sujeto: el sujeto consumidor.

La segunda modalidad es la de suministro de energía eléctrica de los consumidores asociados a instalaciones de producción que figuren en el registro correspondiente y que estén conectadas en el interior de su red o a través de una línea directa. En este caso existirán dos sujetos de los previstos en el artículo 9 de la Ley 54/1997 de 27 de noviembre: el sujeto consumidor y el productor. En caso de que a dicho productor le sobrase energía (es decir, la diferencia entre la cantidad que él produjese y la que consumiese su consumidor asociado fuese positiva), podría venderla con las condiciones que también se regulan en este borrador de real decreto.

Además, este 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 una instalación de generación de energía eléctrica destinada a su propio consumo y de potencia instalada igual o inferior a 100 kW. También será de aplicación a aquellos consumidores de energía eléctrica que estén

conectados a una instalación de producción, bien en su red interior o bien a través de una línea directa. Se establece, al igual que en el caso anterior, el “peaje de respaldo”.

5.4 Creación de una empresa con las centrales

Otra opción para poder lograr reducir el coste energético por la energía consumida en el regadío sería la creación de una empresa con las seis centrales hidroeléctricas de las que dispone la CGRAA. La idea es que esta nueva empresa solamente venda energía a las comunidades de la CGRAA para riego.

5.5 Reajuste de potencias contratadas y periodos en los que se consume

Como se ha ido sugiriendo a lo largo del trabajo, y de acuerdo con los datos y los cálculos presentados, otra alternativa, en el caso de que las tarifas y los periodos tarifarios siguieran más o menos como se encuentran actualmente, sería pensar en ajustar las infraestructuras para comenzar a reducir el uso de los periodos tarifarios más caros.

La propuesta que se realiza es comenzar a utilizar únicamente (o en su gran mayoría, en la medida de lo posible) el periodo 6 en el caso de las tarifas de 6 periodos tarifarios, con lo que, además, podría reducirse (incluso, ser casi nula) la potencia contratada en el resto de periodos. En el caso de los puntos de suministro que contratan con la tarifa 3.1 A (que es de 3 periodos), debería pensarse en utilizar en su mayor parte el periodo 3; y, al igual que en el caso anterior, además de reducirse el coste por el consumo de energía activa, se reduciría el coste por potencia contratada, ya que ésta podría ser menor en los periodos 1 y 2.

5.6 Nuevos contratos si se aprueba la reforma

En la Circular 3/2014, de 2 de julio, se propuso, entre otras cosas, la eliminación de la tarifa de acceso 3.1 A. Con lo que, para contratos de alta tensión inferior a 36 kV, solamente quedaría la tarifa de seis periodos tarifarios, independientemente de la potencia contratada. En nuestro caso, todos los puntos de suministro en alta tensión que actualmente contratan con 3 periodos tarifarios, pasarían a contratar en 6 periodos.

Además, se modificarían los periodos horarios de las tarifas de acceso en alta tensión. Entre algunos de los cambios estaría la eliminación de los periodos P1 y P2 de junio y julio, y el mes de agosto pasaría a ser P3, P4 y P6.

Estos cambios no tienen aún fecha de entrada en vigor, aunque se rumorea en el sector que se aplicarán probablemente desde 2015, tal y como está publicado en la página oficial de la CGRAA.

En el caso de que se aplicase esta nueva regulación, la tarifa 3.1 A y la tarifa 6.1 pasarían a ser una misma tarifa y se llamaría Tarifa 6.1 TD. Esta nueva propuesta no discrimina por potencia contratada, únicamente por tensión. Así, la tarifa 6.1 TD sería aplicable a instalaciones con tensión inferior a 36 kV, independientemente de la potencia contratada.

En la tarifa 6.1 TD se distinguiría entre tres tipos de temporadas: alta (noviembre-marzo), media (junio-octubre) y baja (abril y mayo). También se distinguiría entre tipos de días: A (de lunes a viernes no festivos de temporada alta), B (de lunes a viernes no festivos de temporada media), C (de lunes a viernes no festivos de temporada baja) y D (sábados, domingos y festivos).

La actual tarifa 6.2 pasaría a llamarse Tarifa 6.2 TD. La tarifa 6.2 TD sería aplicable a instalaciones con tensión entre 36 y 72,5 kV, independientemente de la potencia contratada.

6. Comentarios finales

Viendo la importancia del sector energético, en primer lugar, repasemos los principales problemas que se han detectado al estudiar su funcionamiento. El principal problema al que se enfrenta actualmente el sistema eléctrico español es el déficit tarifario, el cual, con el objetivo de su financiación, ha hecho incrementar los precios de la energía considerablemente. Otros problemas a los que se enfrenta el sector eléctrico actualmente son el incremento de la incertidumbre jurídica, la reducción de los incentivos a las energías renovables (los cuales deberían implantarse, pero, como ya decíamos, financiados de otro modo) y el carácter negativamente ecológico que presentan las últimas reformas, principalmente tras el aumento de la tarifa de acceso por potencia, que hace que, relativamente, sea mucho más barato consumir energía, con lo que se desincentiva el ahorro de energía.

A finales de los años ochenta comenzó la producción de energía en la CGRAA con la inauguración de la central de Valdespartera. A ésta le siguieron otras cinco, así, hoy, la CGRAA dispone de seis minicentrales hidroeléctricas que aprovechan el

desnivel de agua de sus pantanos y canales. Observando el consumo eléctrico, vemos incrementos tanto en la potencia contratada como en la energía activa consumida, lo cual hace que, unido al incremento de las tarifas de acceso, aumente considerablemente el coste de la energía eléctrica, principalmente a partir de agosto de 2013. Es sabido que existe una fuerte dependencia entre el consumo de energía y la modernización del regadío, por lo que, de cara a un futuro próximo, debería pensarse en este aspecto desde una perspectiva medio ambiental, ya que, viendo que aumenta considerablemente el consumo de energía, debería incentivarse (y no se está haciendo así, como se comenta a lo largo del trabajo) la producción de energías renovables. Además, el aumento de las tarifas de acceso por potencia (unido a la reducción de las tarifas de acceso por energía consumida) hace que se desincentive el ahorro de energía, puesto que, como se ha comentado a lo largo de este trabajo, el consumo de energía resulta, en términos relativos, mucho más barato.

A lo largo del trabajo se ha querido transmitir que es muy importante tener en cuenta los horarios de riegos, los periodos en los que más energía se consume, así como las potencias contratadas en cada uno de los periodos, ya que, teniendo en cuenta estas variables, podría ahorrarse en costes energéticos. Además, analizando los costes tanto por potencia contratada como por energía consumida, se ha comprobado que, sobre todo, tras la reforma de agosto de 2013, ha aumentado mucho el porcentaje que representa el coste por potencia sobre el coste total.

Del análisis individualizado para cada uno de los puntos de suministro en el periodo 2010-2013 se deduce que es verdaderamente importante estudiar cuidadosamente las potencias que se han de contratar en cada uno de los puntos, ya que, como decíamos el peso que representa el coste por potencia contratada sobre el total es relevante. Además, debería tenerse muy en cuenta la potencia contratada en cada uno de los periodos tarifarios, intentando evitar potencias contratadas muy elevadas en los periodos más caros, especialmente en el periodo 2, cuando se trate de tarifas de seis periodos, ya que esto obliga a contratar también potencias elevadas en el resto de periodos. También debería cuidarse el consumo que se realiza en cada uno de los periodos tarifarios, debiendo ir acorde con la potencia contratada. Es decir, debería pensarse en intentar consumir la mayor cantidad posible de energía en el periodo 6 en las tarifas de seis periodos tarifarios, ya que es el más económico y, por ello debería

intentar contratarse la mayor potencia también en el periodo 6. También debería tenerse muy en cuenta el tipo de tarifa a contratar, dependiendo de cuál sea el consumo realizado en cada uno de los puntos.

Además, se ha estimado la previsión del coste para el año 2014 y se ha realizado una simulación de cuál hubiese sido el coste esperado con otras tarifas eléctricas. De ello observamos que, para un mismo consumo, el porcentaje que representa el coste por potencia sobre el total del coste va aumentando conforme van elaborándose distintas regulaciones, produciéndose el mayor incremento con la reforma del 3 de agosto de 2013. Además, no solamente aumenta en términos relativos, sino que también lo hace en términos absolutos. Además, el coste en términos absolutos del término de energía disminuye. Esto hace que haya incentivos a no hacer un buen uso de la energía, puesto que en términos relativos, resulta mucho más barato el consumo.

Con el objetivo de reducir los costes energéticos, en primer lugar, debería pensarse en un contrato de temporada, siendo la propuesta de algunos regantes la posibilidad de contratos anuales en los que podrían distinguirse dos temporadas a lo largo del año: una de consumo intensivo, que sería aquella coincidente con los meses en los que más consumo se realiza en una comunidad de regantes (mayo a septiembre u octubre), y otra temporada de consumo residual, en la que pudiera contratarse, como máximo, el 20% de la potencia total, de tal manera que permitiera a los regantes disponer durante la temporada baja de cierto suministro de electricidad, y, además, permitiría, junto con la cláusula de que alrededor de un 90% del consumo debe realizarse en los periodos de consumo intensivo y que este periodo intensivo no debe prolongarse más de ocho meses, evitar que algunos otros consumidores que no sean regantes la contraten. Otra de las propuestas es la implantación de la tarifa francesa *Tarif Vert A5-Option Base*, una tarifa especial para regantes, la cual se asemeja a la tarifa de temporada planteada para España, en la cual se distinguen dos temporadas: invierno y verano. En la temporada de verano, en la cual la demanda de energía es mucho mayor (al igual que en España) que en la de invierno, las tarifas de acceso son considerablemente más reducidas que las de invierno. Además, en las comunidades de regantes se viene planteando desde hace tiempo la posibilidad del autoconsumo, es decir, que se produzca la energía que se vaya a consumir. Para su posible implantación ya se han elaborado dos borradores de reales decretos, los cuales pueden consultarse en

el apartado ocho de este trabajo. Otra posibilidad, en el caso de la CGRAA, sería la creación de una empresa eléctrica que se dedicase a vender energía únicamente a los puntos de suministro de la CGRAA. Sin embargo, en el caso de que ninguna de estas opciones se lograra llevar a cabo y en el caso también de que continuasen en vigencia las actuales tarifas, lo que sí habría que hacer, como ya se ha comentado a lo largo de todo el trabajo, es reajustar las potencias contratadas y los consumos de energía activa, de acuerdo con las necesidades reales de consumo energético para riego, para lo cual se han intentado realizar algunas recomendaciones a lo largo de este trabajo. No obstante, se está planteando la desaparición de las actuales tarifas y la creación de las tarifas 6.1 TD y 6.2 TD, cuyas características pueden consultarse en el apartado ocho de este trabajo. Así, las iniciativas para la reducción de los costes energéticos en el regadío podrían resumirse en el seguimiento de las facturas eléctricas con el objetivo de poder contratar correctamente los KW necesarios de potencia y una planificación óptima de los periodos horarios en los que consumir energía.

Todas estas recomendaciones no sólo son importantes por el objetivo de un ahorro económico en el coste energético, sino que también son importantes teniendo en cuenta el medio ambiente. Como se comentaba en el apartado tercero de este trabajo, desde 1997 se están llevando a cabo distintas reformas en la legislación relativa al sector eléctrico con el supuesto objetivo de liberalizarlo y aumentar la competencia. Sin embargo, aunque habría que analizar si esto se ha cumplido (que no parece haber sido así), nadie parece haberse preocupado por la eficiencia energética, ya que, como hemos observado, el porcentaje que representa el coste por potencia es mucho mayor que el que representa el coste por consumo y esto incentiva claramente a no hacer un buen uso de la energía, puesto que, en términos relativos es mucho más barato consumir energía. Por tanto, debemos preocuparnos no sólo por el ahorro energético en términos económicos, sino también por el ahorro energético en términos medio ambientales.

7. Bibliografía

- CNE. (2010). *Informe sobre la liquidación-compensación definitiva de las instalaciones de generación eléctrica en régimen ordinario en los sistemas eléctricos insulares y extra peninsulares. Año 2009*. 22 de diciembre de 2010.
- Fabra, J. (2011). *Sostenibilidad económica y sostenibilidad medioambiental: ¿son compatibles en el sector eléctrico?* España 2010. Un balance.

- Hernández, A. y Yusta, J. M. *Nuevos retos y oportunidades para los consumidores en el mercado liberalizado.*
- Lafita, B., Malo, S. y García, A. (2011). *Sector eléctrico.* Economía industrial.
- Martínez, L. (2013). *Demanda de electricidad y déficit tarifario.* Revista de economía crítica nº 15, primer semestre 2013, ISSN 2013-5254.
- Modrego, S. y Sánchez, J. (2011). *Generación de electricidad en España y recursos renovables. Análisis del presente y perspectivas de futuro.* Proyecto fin de máster.
- Ortega, M. M., Rebahi, S., Sarasa, C. y Sánchez, J. (2012). *El coste energético en el regadío en la CGRAA.* Comunidad General de Riegos del Alto Aragón (CGRAA). Huesca.
- REE. (2012). *El sistema eléctrico español en 2012.*
- REE. (2013). *Avance Informe 2013.*
- Riegos del Alto Aragón. (2008). *Boletín 24.* Comunidad General de Riegos del Alto Aragón, julio 2008.
- Riegos del Alto Aragón. (2012). *Memoria 2012.*
- Sánchez-Chóliz, J. y Sarasa, C. *Análisis de los recursos hídricos de Riegos del Alto Aragón (Huesca) en la primera década del siglo XXI.* Economía Agraria y Recursos Naturales. ISSN: 1578-0732. e-ISSN: 2174-7350. Vol. 13, 1. (2013). pp. 97-124.
- UNESA. (2007). *El precio de la electricidad en los países de la Unión Europea.*
- UNESA. (2012). *Avance estadístico 2012.*
- Yusta Loyo, J. M. (2013). *Contratación del suministro eléctrico. Oportunidades y estrategias para reducir el coste de las facturas eléctricas.*