

Estudios sobre la Economía Española - 2019/13

**Los costes de la transición: las centrales de bombeo y el gas
en sistemas aislados**

Diego Rodríguez Rodríguez
(Universidad Complutense de Madrid y Fedea)

Fedea

Las opiniones recogidas en este documento son las de sus autores y no coinciden necesariamente con las de FEDEA.

Los costes de la transición: las centrales de bombeo y el gas en sistemas aislados

Diego Rodríguez Rodríguez

Universidad Complutense de Madrid y Fedea

Mayo de 2019

Resumen: El objetivo de este trabajo es analizar dos aspectos relevantes vinculados a la transición energética en sistemas aislados, particularmente en los sistemas eléctricos no peninsulares españoles: el uso de sistemas de almacenamiento y la transformación del parque de generación térmica tradicional. Por un lado, en el trabajo se pone de manifiesto la necesidad de que los proyectos de transformación del parque de generación eléctrica, especialmente cuando se tratan de proyectos innovadores, se acompañen de una regulación económica que corrija tempranamente posibles situaciones de rentabilidad excesiva. Esto se ilustra con la experiencia acumulada tras varios años de funcionamiento de la central hidroeléctrica de Gorona del Viento, en El Hierro, para la que se analizan tanto los costes regulatorios como las características de su funcionamiento. Adicionalmente, se introduce el caso de la central de bombeo de Chira-Soria, en Gran Canaria, con un tamaño considerablemente mayor y en fase de desarrollo. Por otro lado, se introduce la discusión sobre el contexto de sustitución de hidrocarburos líquidos por gas natural en las centrales tradicionales.

1. Introducción
2. Los sistemas eléctricos no peninsulares
 - 2.1 Renovables y almacenamiento
 - 2.2 Despacho y retribución
3. La central de Gorona del Viento
 - 3.1 El sistema retributivo de GdV
 - 3.2 El funcionamiento de la central de GdV
4. La central de Chira-Soria
5. El uso del gas en las plantas convencionales
6. Conclusiones para el marco regulatorio

1. Introducción

La generación eléctrica en los sistemas no peninsulares se basa en un mix de tecnologías que induce un coste medio de generación mayor que en el sistema peninsular. En Canarias, ese mix mantiene como componente fundamental el uso de grupos térmicos que hacen uso de hidrocarburos líquidos (diésel, gasóleo, ...), un tipo de generación que ya no existe en el sistema peninsular pues no es competitiva frente a otras alternativas. En el caso de Baleares también se utilizan motores diésel, aunque la estructura de generación se basa sobre todo en el uso del carbón y, también, se utiliza gas natural al disponerse de una conexión por gasoducto con la península. El extracoste de generación en los sistemas no peninsulares no se traspasa a los consumidores locales sino que se retribuye como un coste regulado del sistema eléctrico, en la parte de *otros cargos*, y figura en la factura de todos los consumidores nacionales en los peajes de acceso.

Adicionalmente, esa estructura de generación induce altas emisiones de CO₂ y otros contaminantes atmosféricos. En 2018, las emisiones fueron de 0,649 y 0,822 toneladas de CO₂ por MWh en Canarias y Baleares, respectivamente, frente a 0,219 tCO₂/MWh en el sistema peninsular. Conjuntamente, ambos archipiélagos contribuyeron con un 15,1% de las emisiones nacionales asociadas a la generación eléctrica en ese año, mientras que aportaron un 5,2% de la generación.

Como ocurre en el resto del sistema eléctrico nacional, los sistemas no peninsulares afrontan un proceso de transición hacia una generación descarbonizada. El aumento de la penetración de generación renovable, de origen eólico y solar, puede ser relativamente rápido en los sistemas eléctricos de los dos archipiélagos, tanto porque se dispone de abundante recurso natural como porque los costes de nueva instalación de generación renovable son claramente inferiores a los costes totales por unidad generada en las centrales tradicionales. Sin embargo, el hecho de que se trate de sistemas eléctricos aislados, completamente en el caso de Canarias y solo parcialmente en el de Baleares, introduce algunas dificultades para avanzar en ese proceso de transición, especialmente cuando se desea alcanzar una alta tasa de penetración renovable. En este trabajo se analizan dos elementos relevantes en ese contexto.

En primer lugar, el desplazamiento de los grupos térmicos convencionales que hacen uso de combustibles fósiles y, eventualmente, su completa sustitución por tecnologías de generación renovable, solo es posible si se acompaña con una solución de almacenamiento que ofrezca seguridad de suministro y flexibilidad, con independencia de las condiciones horarias y climatológicas que determinan la generación con fuente primaria eólica o solar. Además, ese almacenamiento facilita la penetración de renovables porque rentabiliza los excesos de generación, en relación con la demanda, que puedan producirse. Si es posible la interconexión con un sistema más amplio, como es el caso de Baleares con el sistema peninsular, esta apoya la garantía de suministro y la estabilidad de la red. Si no es posible, como en el caso de Canarias, la solución técnica para una penetración muy alta de generación renovable requiere poder disponer de ese sistema de almacenamiento.

La solución más desarrollada para lograr un almacenamiento de alta capacidad con los menores costes unitarios es el bombeo hidráulico, que está basado en una operativa simple: bombear agua desde un depósito inferior a otro superior para almacenarla y poder generar electricidad en un momento

posterior mediante la caída del agua embalsada (turbinación). En el contexto de la España peninsular, el bombeo contribuye con casi un 1% de la generación y la potencia instalada de bombeo puro es un 16,3% de la potencia hidráulica instalada¹. Hasta este momento, la única central de bombeo en la España no peninsular es la central hidroeléctrica de Gorona del Viento (GdV en adelante), en la isla de El Hierro. En avanzado estado se encuentra también el proyecto de la central de bombeo de Chira-Soria, en Gran Canaria, con un tamaño considerablemente mayor al de GdV.

En este trabajo se presta especial atención a la experiencia reciente en el régimen retributivo implementado para GdV, de carácter singular, ya que ofrece un buen estudio de caso sobre la necesidad de definir un marco regulatorio flexible que corrija situaciones de sobrerretribución. Al mismo tiempo, la observación de su comportamiento en el subsistema eléctrico insular permite también obtener algunas conclusiones sobre las dificultades para transitar a sistemas completamente renovables. En el caso de Chira-Soria, en el que no deberán cometerse los errores regulatorios detectados en el caso de GdV, no se analiza su régimen de funcionamiento, pues está aún en fase de desarrollo previo al inicio de su construcción, aunque sí se introduce de un modo sencillo su posible papel en el sistema eléctrico.

En segundo lugar, en los sistemas no peninsulares, con mayor razón que en el sistema peninsular, la penetración de generación renovable requerirá del apoyo de centrales térmicas durante un largo periodo de tiempo. Tanto por razones de eficiencia económica como por razones medioambientales, lo óptimo es el uso de gas natural en lugar de hidrocarburos líquidos, que es el combustible utilizado actualmente en Canarias. Sin embargo, a diferencia de lo ocurrido en el sistema peninsular, esa sustitución no se ha producido por la falta de una infraestructura de regasificación. Este asunto se aborda también en este trabajo teniendo en cuenta el contexto actual y reflexionando sobre el papel de la regulación. En particular, se llama la atención sobre el hecho de que la financiación íntegra de los extracostes vía Presupuestos Generales del Estado, además de ser más coherente desde el punto de vista de la socialización de esos costes, facilitaría una actuación más global para la reducción de los extracostes energéticos en las islas.

Aunque algunos de las cuestiones planteadas en este trabajo son extensibles a todos los sistemas no peninsulares, y en el sentido genérico de buenas prácticas reguladoras a cualquier otro sistema, el análisis se centra en el caso de Canarias porque ejemplifica las características de un sistema eléctrico y gasista aislado, lo que confiere protagonismo a las experiencias de almacenamiento y a las dificultades de sustitución del parque de generación térmica.

La estructura del trabajo es la siguiente. En el apartado segundo se introduce la discusión sobre los sistemas de almacenamiento, prestando especial atención a su papel en sistemas aislados. En el tercer y cuarto apartado se analizan, respectivamente, los casos de la central hidroeléctrica de GdV y Chira-Soria, si bien con mayor profundidad el primero al tratarse de una instalación ya en funcionamiento. En el quinto apartado se analiza el caso de la regasificación en las dos islas canarias de mayor tamaño,

¹ Se recoge aquí el dato de bombeo puro, sin aportación de agua al vaso superior más allá de la que proporciona el sistema de bombeo, porque es el equivalente al caso de Gorona del Viento (El Hierro) que aquí se analizará. El segundo caso analizado, el de Chira-Soria (Gran Canaria), es más similar al de bombeo mixto, porque en ese caso el vaso superior sí recibe agua más allá de la que proviene del bombeo.

señalando cuál es el problema detectado y proponiendo una posible línea de desarrollo regulatorio. Por último, el trabajo concluye con algunas recomendaciones.

2. Los sistemas eléctricos no peninsulares

2.1 Renovables y almacenamiento

Es ampliamente conocido que la introducción de generación renovable en sistemas eléctricos aislados y de pequeño tamaño se enfrenta con las dificultades de asegurar la garantía de suministro y la estabilidad en el funcionamiento de la red. Estos sistemas no están interconectados, o lo están débilmente, y su mix de generación se ha basado tradicionalmente en un peso mayoritario, y en ocasiones exclusivo, de centrales térmicas que hacen uso de combustibles fósiles. En ese sentido, los sistemas aislados, como es el caso de los sistemas no peninsulares en el caso de España, constituyen por su propia naturaleza un campo de interés porque ejemplifican las limitaciones y los costes para lograr una alta penetración de energías renovables, que son intrínsecamente intermitentes.

La solución obvia para posibilitar una alta penetración de energías de origen renovables en sistemas aislados es combinarlo con sistemas de almacenamiento que permiten dar respuesta a las necesidades de energía, flexibilidad y control de estabilidad de la red, aspectos todos ellos que la generación eólica y fotovoltaica no pueden asegurar. Evidentemente, el valor que aporten esos sistemas de almacenamiento en las islas es mayor cuanto menor es la capacidad de interconexión entre estas o, en su caso, con el territorio peninsular.

Existen diversas soluciones tecnológicas para el almacenamiento de energía² y, de hecho, hay una creciente literatura sobre sus bondades y limitaciones en el ámbito de sistemas eléctricos aislados. Por ejemplo, un reciente trabajo de Caralis *et al* (2019) evalúa las condiciones técnicas y económicas de tres alternativas para el caso de la isla de Creta: bombeo hidráulico, almacenamiento mediante aire comprimido y baterías de sodio-sulfuro. Los autores obtienen que la utilización de almacenamiento mediante aire comprimido es la solución con menores costes nivelados, esto es, teniendo en consideración los costes de inversión a lo largo de la vida útil, así como los costes de operación y mantenimiento. Sin embargo, el almacenamiento por compresión de aire utiliza una caverna subterránea (un recurso natural no siempre disponible) y cuenta con muy escasas experiencias reales en todo el mundo.

Las baterías sí que van a ofrecer soluciones a futuro y, de hecho, comienzan a implantarse debido, por ejemplo, a las posibilidades que ofrecen para abastecer puntas de demanda con menores costes que nuevas centrales de pico³. Pese a que su vida útil es más corta que otras alternativas, tienen un mayor grado de eficiencia. En España ya se han desarrollado algunos proyectos de I+D para su uso en la red

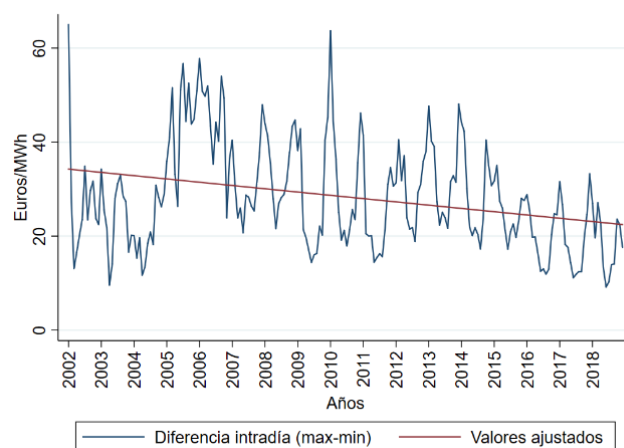
² Véanse Luo *et al* (2015) Sevket y Tepe (2017) para una clasificación y análisis extensivo de las tecnologías de almacenamiento disponibles.

³ Hay otras soluciones técnicas que colaboran como estabilizador automático de frecuencia y tensión de la red, como la de volantes de inercia. De hecho, ya existe con carácter experimental en el subsistema de Lanzarote-Fuerteventura. Una cuestión de interés es el tratamiento regulatorio de ese activo, aspecto controvertido ya que, por un lado, el servicio que presta es asimilable al de regulación primaria, que prestan todos los grupos generadores acoplados y, por otro lado, el único sistema de almacenamiento en la red de transporte contemplado en la normativa es el de bombeo.

(como el proyecto ALMACENA, de Red Eléctrica de España) y actualmente algunos generadores eólicos han implantado una planta híbrida de almacenamiento en un parque eólico, aunque aún con un carácter muy experimental. Es razonable esperar que en los próximos años entren en el sistema como elementos complementarios en nuevos parques de generación fotovoltaica y eólica. En sistemas aislados de pequeño tamaño tienen también sentido como complemento en situaciones de demanda punta, dado que los sistemas de almacenamiento con baterías son fácilmente escalables. Sin embargo, además de afrontar aún costes elevados, si bien fuertemente decrecientes, en los sistemas aislados se enfrentan también con una capacidad de generación térmica excedentaria a medida que se va incorporando más generación renovable.

La mayor parte de la capacidad de almacenamiento de energía en el mundo se basa en sistemas de bombeo mediante centrales hidráulicas reversibles (Rehman *et al*, 2015). Se trata pues de una tecnología madura que está presente en sistemas eléctricos de muchos países, incluido el sistema ibérico. Su funcionamiento es simple y consiste en que el operador toma energía del mercado para bombear agua a un depósito superior cuando el precio es bajo y dejar caer a un depósito inferior para (turbinar) generar electricidad cuando el precio es alto. Como el agua embalsada es, por definición, energía potencial, el diferencial de precios altos/bajos define la ganancia de esa operativa, en la que obviamente hay una pérdida de energía entre la que se consume para “subir” y la que se genera “al dejar caer” que se suele contabilizar habitualmente en un rango del 20-30%. En condiciones de mercado, los incentivos a la entrada de bombeo se debilitan si las diferencias entre los precios punta y valle se reducen⁴. En ese sentido, el Gráfico 1 muestra cómo se ha producido una reducción de esas diferencias entre los precios punta y valle intra-día en España⁵ en el periodo 2002-2018, que es incluso más evidente si la comparativa se hace para la última década.

Gráfico 1. Diferencial de precios (max-min) intradiario. Medias mensuales 2002:1-2018:12



En el caso peninsular el bombeo, como medio para complementar la intermitencia de la generación renovable, compite con otras alternativas, tal como la interconexión con el resto del continente. En cualquier caso, al tratarse de generación hidráulica, cuenta con las ventajas para el sistema de esta

⁴ Ver, por ejemplo, Zafirakis *et al* (2013).

⁵ Dado que el mercado eléctrico es marginalista, una pregunta de interés es por qué razones se ha venido acortando esa diferencia en los últimos años.

fuelle de generación eléctrica: i) colabora a la seguridad de suministro, ii) colabora al ajuste entre oferta y demanda, dada su capacidad de regulación casi inmediata y iii) proporciona servicios complementarios, particularmente control de frecuencia⁶, que colaboran en la estabilidad de la red.

Una central de bombeo tradicional, como las diversas centrales que hay en la península, surge como un negocio hidroeléctrico. Por supuesto es renovable, ya que la generación hidráulica lo es, pero no se concibe como un “paquete” vinculado a la penetración de energías eólica o solar. En el caso de los sistemas aislados, sin embargo, la posibilidad de construir esa central de bombeo solo tiene sentido en la medida en que se asocia completamente a la mayor penetración de generación renovable, particularmente la eólica. La generación fotovoltaica tiene un perfil de generación en horario diurno que es perfectamente absorbible, en condiciones esperables, por la demanda. Sin embargo, la generación eólica no está determinada por el ciclo día/noche, mientras que la demanda sí lo está. De hecho, la demanda nocturna valle puede ser una cuarta parte de la diurna pico.

Los sistemas eléctricos de los dos archipiélagos tienen un considerable potencial de introducción de generación renovable, si bien las soluciones de grandes plantas solares centralizadas se enfrentan a las dificultades propias de la limitación del territorio, especialmente en islas de orografía montañosa. Ello se aplica también a la generación eólica, pues pese a que las condiciones de viento son favorables, especialmente en Canarias, el impacto visual y la alta ocupación del territorio en las zonas más adecuadas (incluida la afectación aeroportuaria) limita las condiciones de extensión. La solución más razonable una vez que se presenten limitaciones en tierra pasará por la generación eólica flotante, ya que la profundidad de la plataforma marina no permite el uso de la eólica offshore que se ha extendido, por ejemplo, en el Mar del Norte. Sin embargo, los costes de esa solución son aún altos y, por tanto, lo más eficiente es seguir implantando soluciones eólicas terrestres y solares, incluida la generación distribuida.

2.2 Despacho y retribución en los sistemas no peninsulares

El caso de los sistemas no peninsulares en España es también peculiar porque, dado su reducido tamaño y el poder de mercado del generador incumbente (Endesa), no hay un mercado organizado sino un despacho de producción, basado en criterios técnicos y económicos, que es gestionado y liquidado por el Operador del Sistema (Red Eléctrica de España). En este caso la función del Operador del Sistema es incluso más amplia que en el sistema peninsular, tanto por su papel en la gestión de la interconexión (caso de Baleares) como porque realiza la gestión técnica y económica del sistema, ordenando la producción de los distintos generadores. Las condiciones técnicas de despacho están reguladas en la actualidad por un Real Decreto del año 2015. Básicamente, el objetivo es integrar toda la generación renovable y complementarla con generación térmica para garantizar en todo momento el equilibrio del sistema. Si las islas no están interconectadas entre sí, como suele ser el caso, cada isla constituye un

⁶ La frecuencia es un parámetro fundamental en la operación del sistema eléctrico y para que permanezca estable es necesario el equilibrio constante entre demanda y generación. La frecuencia teórica de la red en zona ENTSO-E es de 50 hercios. Es continuamente monitorizada por el Operador del Sistema en los centros de control, quien articula distintos mecanismos de balance. Por ejemplo, los generadores térmicos ofrecen obligatoriamente regulación primaria en un tiempo muy corto (menos de 20 segundos), siendo ese un servicio no retribuido. También hay algunos proyectos en fase de laboratorio, como el proyecto AMCOS, para equipos electrónicos que colaboren en el control de frecuencia en sistemas aislados.

subsistema eléctrico. En Baleares sí hay conexión entre islas, además de con la península, pero en Canarias solo existe entre Lanzarote y Fuerteventura. Las centrales de generación renovable perciben, para cada hora, un precio de venta por su energía que es función del precio medio diario e intradiario en el mercado peninsular, ajustado por un factor de apuntamiento. Además, pueden recibir contraprestaciones por su participación en los servicios de ajuste.

Como se ha señalado, la generación no renovable (térmica) en los sistemas no peninsulares se realiza con mayores costes totales medios que en el sistema peninsular. Ello no es resultado de la menor escala de producción, sino fundamentalmente de un mix de generación en el que sigue predominando la generación térmica con hidrocarburos⁷. En consecuencia, los generadores con grupos térmicos reciben una compensación, denominada retribución adicional, para evitar que el mayor coste se traslade a las facturas de los consumidores locales. Se retribuyen los costes fijos (costes de inversión y de operación y mantenimiento fijos) y los costes variables (combustible, costes variables de operación y mantenimiento, costes por derechos de emisión de CO₂ e impuesto de generación). Los costes fijos se calculan de modo que se incentiva la disponibilidad de los grupos de generación. Las inversiones realizadas se retribuyen de un modo muy similar al esquema seguido en las actividades de transporte y distribución en el conjunto del territorio nacional, pues todas ellas se consideran como actividades de bajo riesgo.

Ese extracoste, que verifica, aprueba y liquida la CNMC y una posterior Orden Ministerial, se traslada en un 50% al conjunto de los consumidores eléctricos nacionales ya que forma parte de los cargos que figuran en los peajes de acceso de la factura eléctrica. El otro 50% se financia desde los Presupuestos Generales del Estado (PGE). También, desde septiembre de 2015⁸, un 50% de la retribución por el régimen retributivo específico de las renovables, que es común a todo el territorio nacional, se financia en el caso de los sistemas no peninsulares desde los PGE. Como referencia, en 2018 los extracostes de generación en los sistemas no peninsulares fueron 1.101,5 millones de euros, de los cuales un 86,7% estaban asociados a la retribución adicional de las centrales térmicas tradicionales⁹.

No debe olvidarse que las centrales térmicas seguirán jugando un papel relevante en el mix de generación durante largo tiempo. Esto va a ocurrir en el sistema peninsular al menos hasta 2030, como indica el borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima. Pero con mayor razón lo hará en sistemas aislados, de menor tamaño y sin interconexión, en los que la seguridad de suministro depende críticamente, más allá del papel puntual que pueda jugar el bombeo, de esas centrales de respaldo. A medida que se progrese en la penetración de renovables, es esperable que se puedan retirar algunos grupos térmicos de generación de mayor antigüedad, menos eficientes y con mayor impacto medioambiental. Los grupos más recientes en las dos islas de mayor tamaño están adaptados al uso de gas natural, aunque ello no se ha producido debido a la falta de una infraestructura de regasificación.

⁷ En 2018, la aportación de la generación renovable al total de generación eléctrica en Canarias y Baleares fue, respectivamente, de 10,5% y 5,2%, frente al 40,1% en el sistema peninsular.

⁸ Disposición adicional 3ª de la Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017.

⁹ Las cifras se corresponden con la Liquidación del mes de diciembre y anteriores de los sistemas no peninsulares realizada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (resolución 7 de marzo de 2019) y es provisional.

3. La central de Gorona del Viento

3.1. El sistema retributivo de GdV

La central de Gorona del Viento es realmente un grupo de producción que combina un parque eólico, un grupo de bombeo y una central hidroeléctrica, de 11,50 MW, 6,00 MW y 11,32 MW de potencia instalada respectivamente. Entró en operación en junio de 2014, si bien no alcanzó su régimen de funcionamiento de diseño hasta julio de 2015. Esta central permite sustituir parcialmente la generación que proviene de una central diésel (Llanos Blancos), que comenzó a operar en 1986 y se fue ampliando progresivamente mediante la incorporación de nuevos grupos de generación. Por tanto, GdV es una instalación que genera energía de origen renovable, si bien es una instalación singular que percibe una retribución integral y no se le aplica el régimen común de renovables, sino un régimen que es más similar al de una central térmica en territorio no peninsular. Es importante tener en cuenta que parte de la energía producida por el parque eólico de 11,5 MW (cinco aerogeneradores de 2,3 MW cada uno) va directamente a la red y otra parte se utiliza para bombear agua al depósito superior, desde el que posteriormente se puede verter al depósito inferior para generar electricidad mediante turbinas¹⁰. Ese flujo interno de energía en la propia central no recibe retribución alguna, sino que solo se remunera por la energía que se pone a disposición del sistema, medida en un punto frontera de la instalación. Está prohibido el uso de energía externa, proveniente de la central diésel, para realizar el bombeo, operativa que por otro lado resultaría ineficiente. El objetivo es que al remunerar solo en el punto frontera se optimice el funcionamiento del bombeo por parte del operador.

La regulación económica de GdV está determinada por una Orden Ministerial (Orden IET/1711/2013, de 23 de septiembre) y diversas resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM), además del marco más amplio del RD 738/2015¹¹. La central recibe en primer lugar, el precio medio del mercado peninsular, para cada hora, por la energía vertida a la red¹². Adicionalmente, recibe una retribución regulada que remunera el extracoste de generación y que consta de dos componentes. En primer lugar, se le remunera por los costes variables de generación (operación y mantenimiento de la central), multiplicados por cada MWh generado medido en el punto frontera con la red. Ese coste se estableció en 15,57 €/MWh para 2014, incrementado con los peajes de acceso resultantes de la aplicación de la normativa en vigor (0,5 €/MWh). Inicialmente estaba prevista un sistema de revisión de tipo IPC-X, donde X es un factor de eficiencia que se fija en el 1%, si bien la Ley de desindexación dejó inoperativa esa previsión.

Es segundo lugar, la central recibe una cuantía fija anual por garantía de potencia, que por tanto no depende de la generación y responde al coste anual de inversión y de operación y mantenimiento fijo. Esta remuneración fija, que supone con mucha diferencia la mayor parte de la retribución que percibe la central, se calcula como el producto de dos componentes:

¹⁰ Bueno y Carta (2005) realizan un análisis preliminar de las posibilidades del sistema en El Hierro. Un reciente trabajo de García *et al* (2019) realiza también una evaluación de la integración de GdV y sus costes.

¹¹ Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

¹² Incluye el precio resultante de los mercados diarios e intradiarios, así como los servicios de ajuste.

- La potencia de turbinación disponible para cada hora, que es la diferencia entre la potencia neta de la central (que es un dato fijo) y la potencia indisponible para cada hora, que se establece por el operador del sistema.

- La retribución unitaria del coste anual de inversión y de operación y mantenimiento fijo. Los costes anuales (fijos) se calculan mediante la agregación de varios componentes (véase el Recuadro), pero sin duda el más relevante es el valor inicial de la retribución reconocida. La retribución unitaria se calcula dividiendo este coste anual entre unas horas de funcionamiento estándar, que en principio deberían tener en cuenta las horas anuales estándar de fallo y mantenimiento de la central pero que en la práctica de han fijado muy por debajo de las horas de funcionamiento real, lo que ha incrementado la retribución unitaria y, en consecuencia, la retribución total muy por encima de lo razonable.

Retribución por garantía de potencia en GdV

El valor de la garantía de potencia anual (Gpot) de la central en el año se obtiene mediante la agregación de cuatro componentes, $Gpot = CIT + COMT + GLLV + RA$, donde:

- CIT es la anualidad por el valor reconocido de la inversión, expresado en €/MW de potencia neta de la instalación de turbinación (11,32 MW). Es la suma de una retribución por amortización (A) y una retribución financiera (R). El valor reconocido de la inversión (VI) fue de 46.034.364,89 €.
 - El valor de A resulta de dividir el valor de la inversión reconocida (VI) a cada instalación (auditada) entre su vida útil regulatoria. El valor de la inversión descuenta las subvenciones recibidas de las AAPP, lo que puede no ser una cuantía pequeña en una instalación de este tipo. La vida útil de las diferentes partes de la central, son 20 años (parque eólico), 25 años (central de turbinación bombeo), 65 años (obra civil de instalaciones hidráulicas) y 20 años para los conceptos no contemplados expresamente.
 - La retribución financiera (R) es el múltiplo del valor neto de la inversión en el año (es decir, la inversión inicial descontando amortizaciones) multiplicada por la tasa de retribución. Esta se fija con un spread de 200 puntos básicos sobre las obligaciones del Estado, que era el mismo que las redes de transporte y distribución, si bien el periodo de cálculo era distinto y el resultado fue una tasa de retribución financiera muy similar a la que han tenido las renovables hasta 2019.
- COMT es la anualidad de los costes de operación y mantenimiento fijos de la central, expresados en €/MW de potencia neta de la instalación hidráulica. Se fija en 20.160 €/MW. Se pueden revisar cada tres años.
- GLLV es la anualidad por el coste de llenado inicial de los vasos. Es un pago que se efectúa por una sola vez, pero que se divide en cinco anualidades. Se estableció un máximo de 135.000 euros, que fue posteriormente el reconocido.
- RA, es una retribución adicional máxima, RA, con el objeto de garantizar una rentabilidad razonable que se fija en el 8%. Se trata por tanto de una retribución de ajuste que trata de garantizar esa rentabilidad razonable. Se fija un máximo de 122.079 €/MW hidráulico, que ha sido posteriormente el reconocido.

Al final de su vida útil regulatoria la central debería dejar de percibir retribución adicional, de modo que solo obtendría ingresos por la energía generada. Sin embargo, el titular de la instalación puede solicitar que se le otorgue nuevamente ese régimen retributivo. La situación a partir de ese momento depende pues básicamente de i) si se han realizado nuevas inversiones y estas han sido reconocidas, o ii) si se reconoce su aportación positiva en términos de menores costes del sistema.¹³

Por tanto, aunque la retribución regulada depende de diversos parámetros, los dos más relevantes son el valor reconocido de la inversión inicial y las horas anuales de funcionamiento estándar de la central. El valor reconocido de la inversión en GdV fue de 46 millones euros, si bien el valor de la inversión total fue de 81 M€, de los cuales 35 M€ fueron financiados con cargo a los Presupuestos Generales del Estado —vía IDAE— como subvenciones nominativas. Las horas anuales se fijaron inicialmente en 2.668 horas (2.675 horas en los años bisiestos). En 2017 se revisaron las horas de funcionamiento, aplicando las del resto de instalaciones de bombeo en el sistema peninsular, de modo que se incrementaron a 6.395 horas (6.412 en año bisiesto). Es importante no confundir esas horas estándar con las horas reales de funcionamiento. Así, en los 127 días en que operó en 2014 tras su entrada en funcionamiento, las horas reales fueron 95,65 horas equivalentes a plena carga, frente a las 928 horas estándar (2668 x 127/365=928). Posteriormente el funcionamiento de la central se elevó considerablemente.

Los ingresos regulados percibidos por la central de GdV son información pública, ya que figuran en las liquidaciones provisionales de los sistemas no peninsulares que realiza la CNMC y en las resoluciones de la DGPEM por la que se aprueban las cuantías definitivas de los costes de generación y del extracoste. El Cuadro 1 muestra los ingresos anuales hasta 2018 derivados de los costes de generación (costes fijo y variables de generación). Como se ha indicado, esos ingresos provienen en un 50% del sistema de liquidaciones del sector eléctrico, y en otro 50% de los Presupuestos Generales del Estado. La única retribución definitiva (mediante Resolución de la DGPEM) es la de 2014, publicada en el BOE en junio de 2017. El resto son retribuciones provisionales a falta de ajustes finales.

Cuadro 1. Compensación por retribución adicional y generación de GdV

	Aportaciones con cargo a PGE y sistema eléctrico (€)	Generación (MWh)	Ingresos (€) por MWh
2014	1.263.613,8	965,1	1.309,3
2015	9.777.217,2	8.272,8	1.181,9
2016	19.982.100,2	17.931,4	1.114,4
2017	12.579.789,6	20.296,2	619,8
2018*	5.768.349,5	23.704,5	243,3

Nota: * Retribución percibida y generación hasta la liquidación provisional realizada en marzo de 2019. Ambos datos pueden registrar pequeñas variaciones en la liquidación provisional de cierre a finales de 2019.

Fuente: CNMC y elaboración propia.

¹³ Específicamente, según el RD 738/2015, si no hubiesen realizado nuevas inversiones pero el regulador le reconoce un régimen retributivo adicional (art.20), este solo cubriría la retribución por costes variables y la retribución por costes fijos de operación y mantenimiento (COMT en el Recuadro). Ese nuevo reconocimiento para una instalación que no haya realizado inversiones solo sería posible si su actividad supone un ahorro para el sistema (art.40). Si se han realizado inversiones y están regulatoriamente autorizadas y reconocidas (art. 54 y 57), entonces recibiría la retribución adicional pertinente por las mismas.

En el cuadro se muestra también la generación de la central de GdV. Es la generación puesta en el sistema (en el punto frontera), que es la relevante desde el punto de vista de la retribución, por lo que no incluye la generación eólica usada en el bombeo. Una sencilla división entre los ingresos anuales percibidos y la generación anual permite calcular cuál es el extracoste asociado por cada MWh vertido a la red. Esa es la información que se muestra en la última columna del cuadro. Como puede observarse, incluso no considerando los dos años iniciales con producción muy reducida, los extracostes por MWh generado son muy considerables. Como referencia, para 2017 la generación de los grupos térmicos tradicionales en el sistema canario fue de 8.075 GWh y la retribución recibida fue de 695.878.536 €. Ello indica una retribución adicional media de 86,2 €/MWh¹⁴ en 2017. La retribución de GdV para ese año, con un funcionamiento ya normalizado, fue 7,2 veces esa cifra. Es muy llamativo que ya en el año 2017 los ingresos percibidos mediante la retribución adicional cubrían la totalidad de la inversión inicial reconocida. No resulta coherente con un sistema retributivo regulado que en solo cuatro años se haya recuperado el valor de la inversión reconocida.

A partir de octubre de 2017, el aumento de horas estándar anuales de funcionamiento (mediante una Resolución ministerial) se reflejó en un descenso muy significativo en la retribución obtenida, aunque sigue triplicando la obtenida por grupos térmicos (datos provisionales). Hay que tener en cuenta que, como los costes de inversión ya han sido recuperados en 2018, y obviamente los costes de generación variable son reducidos (y ya están contemplados), esa elevada remuneración se añade a una evidente sobreremuneración de la central, consecuencia de un mal diseño de la regulación económica.

En los cálculos anteriores se ha mostrado el coste medio total por MWh generado. Ese coste no debe confundirse con el coste medio variable reconocido por la regulación (15,57€ MWh), pues lo relevante para el sistema eléctrico es el coste total de la instalación, que se ha puesto en relación con la energía suministrada. Es ese coste total, que es en gran medida un coste fijo independiente del nivel de producción, al que atiende la liquidación de los sistemas no peninsulares, que se integra parcialmente (en un 50%) en el conjunto de “otros cargos” del sistema eléctrico.

Naturalmente, la central de GdV evita la emisión de CO₂ y otros contaminantes que se producirían con un mayor funcionamiento de la central diésel. El factor medio de emisión de CO₂ de las centrales térmicas en Canarias en 2017 fue de 0,780 tCO₂/MWh. Por tanto, las emisiones evitadas para ese año por la producción hidroeólica de GdV fueron 15.831 tCO₂. Aplicando un valor actual de 22 €/tCO₂ (muy superior al del año 2017, que fue de 5,83 €/tCO₂), el valor económico del CO₂ evitado en ese año sería de 350 mil euros. Ese valor se puede incrementar ya que el dimensionamiento y régimen de funcionamiento de la central diésel de Los Llanos conllevará mayores emisiones que el valor medio que se ha supuesto, e incluso se puede sumar la valoración económica de las emisiones de SO₂, NOx y partículas, que son relevantes en una central de fuel. Sin embargo, la valoración económica de esas emisiones seguiría estando muy lejos de la remuneración recibida.

La saneada situación de la central ha contribuido a ampliar el objeto social de la sociedad, destinando parte de los beneficios a otros usos que impactan positivamente sobre la sociedad herreña, como la instalación de puntos de recarga eléctrica o la financiación de medidas de eficiencia energética. Sin

¹⁴ Se trata de un promedio, existiendo una considerable variabilidad entre centrales.

embargo, y valorando positivamente el uso de los beneficios generados, debe recordarse que el motivo de la retribución adicional que se recibe en los sistemas eléctricos no peninsulares es remunerar de un modo adecuado los extracostes específicos exclusivamente vinculados a la generación de energía en un contexto de actividad de bajo riesgo.

Por tanto, incluso integrando una valoración económica del impacto medioambiental positivo derivado del menor uso de la central térmica de El Hierro, la retribución percibida por la central de GdV resulta claramente desproporcionada. Al tratarse de un sistema de pequeño tamaño, su incidencia sobre los costes agregados del sistema eléctrico, que son comunes y se reparten entre todos los consumidores nacionales, es muy reducida. Sin embargo, alerta sobre la necesidad de que, cuando se considere la idoneidad de desarrollar estos proyectos, se acompañen de un mecanismo retributivo que evite estas rentabilidades excesivas o que, habiéndose detectado estas, se corrijan de un modo temprano. Ese mecanismo puede ser diseñado de distintos modos, pero seguramente debe llevar aparejado algún tipo de retribución máxima ex ante, como ocurre en las centrales térmicas, y evitar el uso de horas estándar que no responden en realidad a ningún estándar conocido. Como se ha señalado, este elemento ha jugado un papel muy relevante en la retribución percibida.

3.2. El funcionamiento de la central de GdV

La segunda dimensión de interés, una vez transcurridos varios años desde la puesta en funcionamiento, es analizar cómo ha evolucionado el funcionamiento de la central y su integración con la central diésel. El Operador del Sistema proporciona información horaria en su página web, para periodos de diez minutos, sobre la demanda y generación (diésel, eólica e hidráulica) en el sistema de El Hierro. A partir de ella es posible observar el funcionamiento del sistema en el que se combina la central térmica de diésel con la central hidroeólica de GdV, que son los dos grupos de generación existentes. Dos consideraciones previas resultan necesarias.

Por un lado, las condiciones de aportación de cada tecnología van a depender de i) las condiciones de viento en ese periodo, que determinan la aportación eólica directa a la red y el uso de esa energía para bombeo (almacenamiento), ii) las condiciones eólicas en un pasado reciente, que determinan el producible hidráulico, esto es, el agua embalsada en el depósito superior susceptible de ser turbinada para producir electricidad, iii) indisponibilidades por labores de mantenimiento de los equipos y iv) el nivel de demanda a satisfacer. Por lo tanto, interesa escoger periodos suficientemente amplios, como un año, para poder inferir un comportamiento medio.

Por otro lado, se ha escogido los tres años completos más recientes, 2016 a 2018, sin considerar 2015 pues la central estuvo en periodo de pruebas hasta mediados de aquel año. Es esperable que a lo largo de estos tres años se haya producido un proceso de aprendizaje sobre el funcionamiento de la central. Para observar esto, con posterioridad se hará una comparativa controlando por las condiciones de eolicidad.

La primera columna del Cuadro 2 muestra las combinaciones de tecnología de generación. A ese respecto debe recordarse que hay dos fuentes de energía primaria para la generación de electricidad, el diésel y el viento, y de este último se pueden hacer dos usos: para la generación eólica que se

introduce en la red (“eólica” en el cuadro) o para el uso interno en la central bombeando agua al depósito superior (“bombeo” en el cuadro). En muchas ocasiones ambos usos ocurren simultáneamente, especialmente cuando hay condiciones de fuerte viento. Por tanto, las combinaciones con bombeo no son relevantes desde el punto de vista de la energía puesta en ese momento a disposición del sistema, que solo puede provenir del diésel, hidráulica o eólica. Sin embargo, sí son relevantes para observar cómo se está operando el sistema¹⁵. La eólica, entendida aquí como la energía eólica puesta a disposición del sistema en el punto frontera se puede complementar con generación hidráulica (“hidro” en el cuadro) mediante la turbinación del agua previamente embalsada. Por supuesto, la central diésel siempre puede actuar de complemento y nunca puede haber simultáneamente hidro y bombeo, aunque en esta central se instalaron equipos diferenciados de bombeo y de turbinación.

En la segunda y tercera columna del Cuadro 2 se muestra el número de periodos de 10 minutos y el porcentaje temporal correspondiente en que actuó cada combinación de tecnologías en el año 2017. Como puede observarse, la combinación tecnológica más frecuente es la de diésel-viento-bombeo (42,7% de los periodos). Es muy infrecuente encontrar la situación en que haya sólo diésel-viento, indicando que en condiciones de viento casi siempre una parte de la generación bruta se usa en bombeo. De hecho, en un 8,7% de los casos se produce la combinación viento-bombeo, sin aportación de diésel. La combinación de la hidráulica (turbinación) con diésel o diésel-eólica ocurre en un 13,2% y 18,1% de los periodos, respectivamente, pero nunca en solitario y prácticamente nunca en combinación con la eólica. En 10 periodos hay solo diésel y bombeo, y aunque se trata de cantidades de energía muy pequeñas parece una combinación económicamente absurda. Sin embargo, además de que la medición en periodos diez minutos puede introducir alguna imprecisión, el bombeo puede ser utilizado para absorber una reducción rápida de la demanda de modo más eficiente (técnica y económicamente) que una reducción muy rápida de la generación diésel.

En resumen, en un 89,8% de los periodos se sigue utilizando diésel. La tecnología que debería proporcionar propiedades que evitaran completamente el uso del diésel, que sería hidro-eólica, solo se utiliza en un 1,3% de los periodos mientras que en principio es sorprendente que, a la vista de la información del Operador del Sistema, en un 8,8% de los periodos la única energía introducida en la red sea eólica (prácticamente siempre al mismo tiempo que se efectúa bombeo), pues esa generación no tendría las propiedades que permitirían mantener la estabilidad de la red, particularmente el control de frecuencia, que es básico para asegurar la estabilidad de la red eléctrica¹⁶.

¹⁵ De hecho, en la información de proporcionada en la web de Red Eléctrica de España, ese flujo aparece con signo negativo para reflejar precisamente que “absorbe” parte de la producción eólica para usarla como bombeo y almacenarla. En algunas ocasiones (0,05% de los periodos de diez minutos) el bombeo es mayor que la generación eólica. Ello puede deberse a pequeños errores o redondeos en las cifras, ya que se trata de cantidades muy pequeñas, o incluso a uso de diésel para el bombeo. Se ha optado por no considerar esos 27 periodos, equivalentes a 4,5 horas en el total del año.

¹⁶ A ese respecto, los generadores síncronos (como los motores diésel o la generación hidráulica) funcionan en sincronismo, es decir giran con la misma velocidad. La generación con energías renovables dificulta la regulación de frecuencia, aunque existen diversos sistemas electrónicos que se han ido desarrollando para que también participen en esa regulación. En el parque eólico de GdV se instaló un tipo de turbinas (full converter) que facilitan el control de frecuencia.

Cuadro 2. Combinaciones de generación en el sistema de El Hierro (2017)

	Periodos de 10 minutos	Porcentaje	En percentil 1	En percentil 99
Diésel	5.796	11,0	6,7	0,4
Diésel-eólica	2.493	4,7	4,8	1,3
Diésel-eólica-bombeo	22.423	42,7	41,5	46,9
Diésel-bombeo	10	0,0	0,0	0,0
Diésel-hidro	6.934	13,2	20,2	25,0
Diésel-eólica-hidro	9.529	18,1	9,7	18,1
Eólica	41	0,1	0,0	0,0
Eólica-bombeo	4.609	8,8	17,0	6,5
Eólica-hidro	681	1,3	0,2	1,9
Hidro	17	0,0	0,0	0,0
Total horas	52.533	100	100	100

En las dos últimas columnas del Cuadro 2 se muestra la combinación de tecnologías utilizadas en los dos periodos extremos de demanda. El percentil 1 recoge el 1% de los periodos de 10 minutos con menor demanda. Se puede observar que el cambio más significativo es el mayor uso de la combinación diésel-hidro en relación con diésel-eólica-hidro. Esto puede resultar razonable porque en esos momentos de muy baja demanda en un sistema tan pequeño como el de El Hierro habrá un problema de escalabilidad que lleve a optar por no usar simultáneamente tres modalidades de generación. Esto se hace eliminando la eólica y no el diésel; de hecho, la combinación eólica-hidro prácticamente desaparece. En los periodos de mayor demanda en ese periodo¹⁷ (percentil 99) el cambio más significativo es que desaparece el uso del diésel como único generador y por tanto aumentan las combinaciones conjuntas con otras tecnologías.

El Cuadro 2 solo indica la ocurrencia de las distintas combinaciones, sin valorar la aportación de energía. El Cuadro 3 complementa esa información con la energía suministrada a lo largo del año por cada combinación tecnológica, en porcentaje sobre la generación total, incluyendo el uso para bombeo. Naturalmente, los porcentajes relativos de cada combinación no tienen por qué coincidir con los mostrados en el Cuadro 2, pues dependen de cómo se correlacionan con el perfil de demanda. En las columnas tercera a sexta se muestra la contribución relativa de cada fuente en cada combinación. La generación eólica que se muestra (columna “eólica”) se refiere a la puesta a disposición del sistema (generación neta de bombeo), mientras que el dato del bombeo se refiere al uso interno de la energía eólica para almacenamiento. La generación eólica bruta sería la suma de ambas.

¹⁷ La demanda media en el primer y último percentil es 3,32 MWh y 6,98 MWh, respectivamente. En 2017 la punta de demanda fue 7,7 MW (3 de agosto a las 14:00, y 10 de agosto a las 13:50).

Cuadro 3. Distribución de la energía total generada en el sistema de El Hierro, por combinaciones de tecnología (incluyendo el consumo por bombeo). 2017

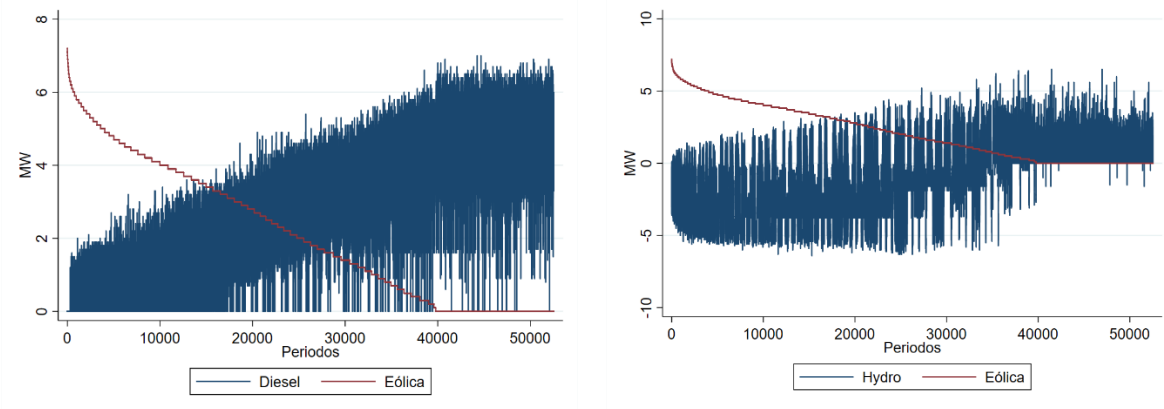
	Total	Diésel	Eólica	Hidro	Bombeo
Diésel	8,42	100,0	0,0	0,0	0,0
Diésel-eólica	3,70	79,3	20,7	0,0	0,0
Diésel-eólica-bombeo	50,82	27,3	39,0	0,0	33,7
Diésel-bombeo	0,02	80,4	0,0	0,0	19,6
Diésel-hidro	10,53	81,1	0,0	18,9	0,0
Diésel-eólica-hidro	14,72	58,6	25,1	16,2	0,0
Viento	0,06	0,0	100,0	0,0	0,0
Viento-bombeo	10,63	0,0	63,5	0,0	36,5
Viento-hidro	1,07	0,0	70,8	29,2	0,0
Hidro	0,03	0,0	0,0	0,0	100,0
TOTAL	100	42,4	31,8	4,7	21,0

La combinación con mayor generación de energía es diésel-eólica-bombeo: un 50,8% de la generación anual. En esa combinación, la generación diésel aporta un 27,3%, mientras que la generación eólica aporta el resto, destinando casi la mitad de su generación al bombeo. Sin embargo, la combinación diésel-hidro aporta poca energía al sistema (un 10,5%) y, además, lo hace con una débil contribución hidráulica (18,9% del total). Esa aportación se reduce ligeramente (al 16,2% del total) cuando la combinación incluye también a la eólica. La energía generada por combinaciones que no hacen uso del diésel alcanza algo menos del 12%.

El diésel aporta un 42,4% de la energía bruta generada. Sin embargo, como se ha señalado, la energía puesta a disposición del sistema no integra la usada en el bombeo. Por ello, en términos de generación neta, el diésel aporta el 53,7% de la energía, la eólica el 40,3% y la hidráulica el 5,9% restante. Es llamativa en cualquier caso la diferencia entre el consumo de energía en bombeo (un 21,5% de la energía total generada) y la generación hidráulica (un 4,7% del total).

Es evidente que el diésel se utiliza como una energía base en el sistema, que abastece por sí sola a la demanda no solo cuando las condiciones de viento son reducidas, sino también cuando la demanda es baja. De ese modo, en 2017 solo hay veinte paradas de la generación con diésel. Así, la primera parada se produce el 4 de marzo a las 00:10 y se extiende por 22,5 horas. En el momento de parada las condiciones de aportación eólica eran muy importantes, con una generación eólica total de 8,6 MWh, de los que 4,5 MWh se dedicaban al bombeo para dar así respuesta a una demanda de 4,1 MWh. El valor mediano de las paradas fue de poco más de un día (28,9 horas), si bien con una elevada variabilidad: osciló desde un mínimo de 30 minutos sin generación diésel a un máximo de 192,3 horas. El Gráfico 2 muestra la generación con diésel (panel izquierdo) e hidráulica (panel derecho) para distintos niveles de generación eólica bruta. En el caso de la hidráulica, los valores negativos se corresponden con el uso en bombeo.

Gráfico 2. Generación diésel e hidráulica/bombeo para distintos niveles de generación eólica. 2017



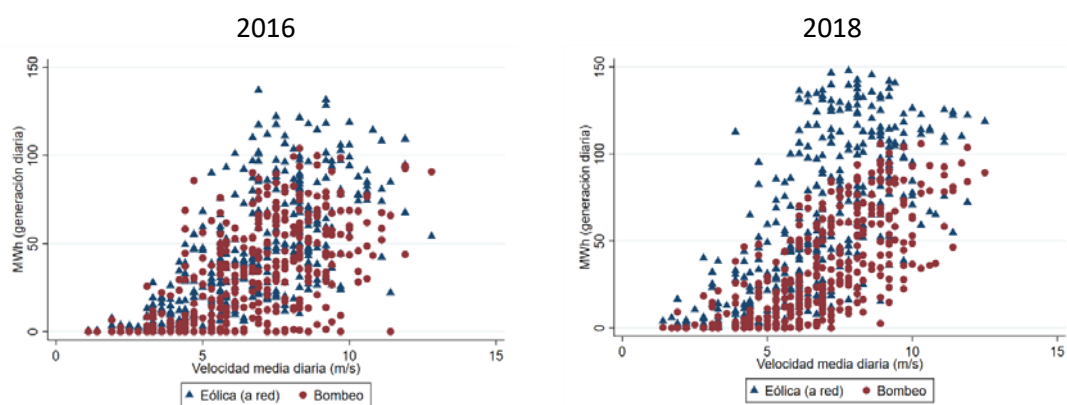
El análisis realizado hasta ahora se ha centrado en el año 2017. Una cuestión de interés es observar si se ha producido un cambio relevante en el periodo 2016-2018. El Cuadro 4 muestra la distribución de la generación total por tecnologías. En su interpretación debe tenerse en cuenta que, como se señaló con anterioridad, el bombeo es energía eólica no vertida a la red sino usada con ese fin. Como puede apreciarse, ese uso se ha mantenido estable a lo largo de los tres años, mientras que la aportación relativa del diésel ha ido cayendo en favor de la energía eólica vertida a la red. Ello se debe a un aumento de la combinación viento-bombeo, que implica que en un porcentaje importante de los periodos del año 2018 la isla haya sido abastecido solo con generación eólica. El bombeo funciona pues mucho más como una vía de ajuste del excedente eólico que como una vía de aportación de generación eléctrica a futuro, pues la contribución hidráulica sigue manteniéndose muy reducida.

Cuadro 4. Distribución de la energía total generada en el subsistema de El Hierro

	2016	2017	2018
<i>Tecnologías:</i>			
Diésel	47,06	42,42	34,06
Viento	28,68	31,84	40,29
Hidro	3,64	4,69	4,09
Bombeo	20,62	21,05	21,55
TOTAL	100	100	100
<i>Combinaciones tecnológicas:</i>			
Diésel	7,52	8,42	6,00
Diésel-eólica	6,24	3,70	4,77
Diésel-eólica-bombeo	60,46	50,82	37,14
Diésel-bombeo	0,06	0,02	0,02
Diésel-hidro	7,65	10,53	5,75
Diésel-eólica-hidro	12,18	14,72	12,61
Viento	0,04	0,06	0,15
Viento-bombeo	5,25	10,63	30,01
Viento-hidro	0,60	1,07	3,27
Hidro	0,00	0,03	0,29
TOTAL	100	100	100

La comparativa entre años está afectada por las distintas condiciones de viento. Para controlar esa circunstancia, se utiliza la información proporcionada por Aemet en su portal de OpenData sobre la velocidad media diaria del viento (en metros/segundo) en el aeropuerto de El Hierro. Se utilizan dos años, 2016 y 2018, para observar los cambios en la distribución de la generación eólica bruta entre la que se destina a la red y la que se destina a bombeo. Para este análisis los datos del Operador del Sistema han sido agregados para obtener la generación diaria. El Gráfico 3 muestra los resultados. Como puede observarse, existe una considerable dispersión en la generación eólica con destino a la red y a bombeo condicionada la velocidad media del viento, si bien la correlación entre generación a red y velocidad media es algo mayor que entre bombeo y velocidad media (0.684 y 0.664, respectivamente). Las velocidades medias a lo largo del año fueron muy similares: 6,68 y 6,72 m/s en 2016 y 2018, respectivamente. Sin embargo, se observa que aumenta la generación eólica vertida a la red, mientras que se mantiene prácticamente invariable la generación usada en bombeo.

Gráfico 3. Generación eólica diaria para red y para bombeo. 2016 y 2018



4. La central de Chira-Soria.

La incorporación de soluciones de almacenamiento es una condición necesaria para acompañar una alta penetración de generación renovable en sistemas aislados. El caso de GdV es singular por la pequeña dimensión del sistema eléctrico de la isla. El Hierro tiene una población de 10.000 habitantes y una demanda eléctrica muy reducida, incluso en comparación con otros sistemas vecinos. Por ejemplo, en 2017 supuso tan solo un 1,26% de la demanda en Gran Canaria y un 1,24% de la demanda en Tenerife (y un 0,016% de la demanda nacional).

En el caso de Gran Canaria está en fase avanzada de proyecto la central de bombeo de Chira-Soria. En este caso se hace uso de la disponibilidad de dos presas ya construidas desde hace más de 40 años que funcionan como embalse superior (Chira) e inferior (Soria)¹⁸. Hay que señalar que la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, estipuló que la titularidad de las instalaciones de bombeo en los sistemas

¹⁸ La isla cuenta con la mayor densidad mundial de presas por Km²: 167 presas en 1.560 km².

no peninsulares debe corresponder al operador del sistema, esto es, a Red Eléctrica de España¹⁹. Esto se justifica en que las finalidades principales de estas instalaciones son la garantía del suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables no gestionables.

La central de Chira-Soria tendrá una potencia de generación hidráulica de 200 MW, esto es, 17 veces la de GdV. Aunque en este caso no constituirá un proyecto integrado con generación eólica²⁰, sí integra, como en GdV, una planta desaladora de agua marina para su bombeo a los embalses cuando sea necesario. Esa planta, como en GdV queda fuera del análisis porque no constituye parte del sistema sujeto a regulación, esto es, no genera costes reconocibles. Hay que tener en cuenta que como el embalse superior es grande, la duración de descarga es larga y, por tanto, realmente se puede “trasladar” energía entre periodos estacionales, esto es, desde periodos de alta eolicidad (verano, por ejemplo) hacia periodos de baja eolicidad. Esta es una diferencia clave con los sistemas de baterías, cuyo corto tiempo de descarga hace que estén pensadas para un ajuste de corto plazo.

En el subsistema de Gran Canaria la generación tiene tres orígenes: térmica (diésel, turbina de gas, ciclo combinado²¹ y turbina de vapor), eólica y solar. En 2018, un 87,5% del total de la generación tuvo un origen térmico, un 11,1% eólica y un 1,4% solar. Naturalmente, la participación de la eólica muestra una enorme varianza a lo largo del año, debido a las condiciones de viento y a la demanda a satisfacer²². En cualquier caso, con la potencia instalada en 2018, que registró un considerable aumento a finales del ejercicio, la generación eólica no llegó nunca a superar el 41% de la demanda, y en un 15,3% de los periodos no alcanzó siquiera un 1% de la demanda.

Es posible hacer un ejercicio sencillo para indicar el problema al que se enfrenta el sistema aislado para acomodar un alto contingente de generación renovable. En el Gráfico 4 se muestra la distribución ordenada de la demanda en Gran Canaria a lo largo del año 2018, en combinación con la generación en cada periodo bajo los supuestos de que existiera un mix con tres rasgos: i) permitiese triplicar la generación eólica frente a la existente en cada periodo de 2018, ii) permitiese triplicar la generación solar, también frente a la existente en cada momento de 2018 y iii) fuera necesario en todo momento un mínimo de generación térmica acoplada de 70 MW para garantizar la estabilidad de la frecuencia. Este último es tan solo un valor indicativo, que en su caso deberá ser determinado por el Operador del Sistema. Como referencia, en el informe de la Comisión de Expertos sobre escenarios de transición energética, así como en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, se asumió la necesidad de una capacidad térmica mínima acoplada de 5.500 MW para el sistema peninsular, cuya punta de demanda prevista hasta 2030 es de 48.652 MW. Aquí se ha supuesto una relación un poco superior, dada la menor inercia en un sistema aislado, esto es, la mayor sensibilidad a pérdidas de potencia en la generación. Por su parte, el supuesto de que se triplica la generación eólica y solar fotovoltaica es también

¹⁹ La propiedad del proyecto, inicialmente de Endesa, se transfirió a REE mediante la Orden IET /728/2014. Padrón *et al* (2011) realizan un análisis sobre las características deseables del sistema.

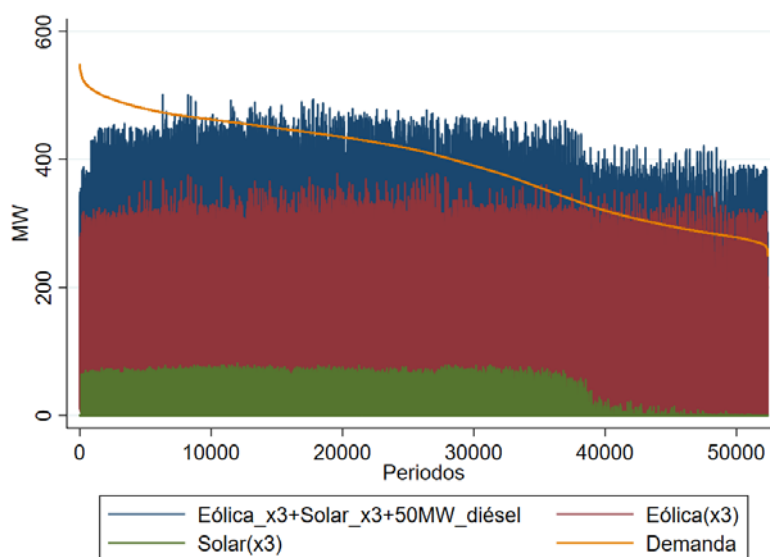
²⁰ Entre otras razones, porque REE no puede tener activos de generación por la separación de actividades que ha sido la piedra angular en la liberalización del sector eléctrico. La construcción de Chira-Soria se hace por una sociedad específica que depende la matriz del grupo (REINCAN).

²¹ Aunque hay una central de ciclo combinado en Gran Canaria, esta sigue usando gasoil y no gas natural, pues no ha llegado a construirse la planta de regasificación prevista.

²² La punta de demanda fue de 549 MW, con una demanda media de 394 MW.

puramente ilustrativo, aunque por supuesto la central de bombeo solo tiene sentido técnico y económico si la penetración de generación de renovable es muy superior a la actualmente existente²³.

Gráfico 4. Generación renovable, térmica acoplada y demanda (escenario)



Como puede observarse en el Gráfico 4, los supuestos anteriores conducen a que se produzcan con frecuencia vertidos debido a una capacidad de generación renovable, junto al mínimo térmico acoplado, por encima de la demanda. De hecho, con esos supuestos, se produciría un exceso de generación en un 6,86% de los periodos de diez minutos, equivalentes a 25 días completos al año. Como se ha señalado, se trata de un cálculo sencillo, pero que muestra la dificultad de alta penetración de renovables en un sistema aislado cuando no se acompaña de algún sistema de almacenamiento. En las condiciones actuales ese problema no existe, dados los bajos niveles de penetración renovable en las islas y el hecho de que esta siempre está en la ordenación del despacho, pero esa circunstancia sí estará presente en caso de mayor penetración. Sería difícil de justificar que el OS ordenase reducciones de potencia a la generación renovable. En el sistema peninsular sí han existido situaciones de vertido, pero no se han repetido en los últimos años. Sin embargo, en ese caso se cuenta con distintos mecanismos de equilibrio, incluyendo las interconexiones internacionales, el hueco térmico y el bombeo.

La entrada de Chira-Soria es posible porque se establece un sistema de retribución regulada pues, como se ha señalado, no hay un mercado que emita señales de precios que justifiquen la rentabilidad económica del proyecto. La normativa (RD 739/2015) prevé que puedan establecerse instalaciones de bombeo derivadas de un procedimiento de concurrencia competitiva, estableciendo en ese caso los criterios para el otorgamiento del régimen retributivo adicional, que es el que tienen las centrales térmicas que hacen uso de hidrocarburos en las islas. Sin embargo, parece difícil pensar que ese sistema concurrencial llegue a operar. En el caso de las instalaciones de bombeo asignadas al operador del sistema, estas estarían fuera de ese sistema ya que no se consideran instalaciones de generación. De hecho, ni siquiera se inscriben en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía

²³ La Estrategia Energética de Canarias prevé para Gran Canaria una potencia eólica de 408,5 MW, a la que se pretende sumar 180 MW de eólica offshore.

eléctrica y no le son aplicables los peajes de generación que sí abonan todos los generadores eléctricos en España (0,5 €/MWh). De igual modo, no podrían reconocerse cánones variables por generación asociados a la concesión de la central.

Obviamente, la turbinación genera energía, pero ésta se considera como un servicio de ajuste por garantía y suministro. Esto tiene implicaciones importantes tanto sobre los criterios de explotación de la central, que deberá fijarse, como sobre su régimen retributivo. La norma establece que el régimen retributivo que se fijará tras la entrada en funcionamiento de la central fijará el valor de la inversión reconocida y la vida útil regulatoria. El valor de la inversión reconocida sigue la metodología que es común a las instalaciones que reciben retribución adicional (esto es, a las centrales térmicas), basado en el valor auditado de la inversión más la mitad de la diferencia entre el valor estándar y el auditado (con determinados topes), menos las ayudas públicas recibidas. Como realmente no hay valor estándar, pues se trata de una instalación singular, este es el aprobado inicialmente por una orden inicial del Ministerio para la Transición Ecológica, orden que aún no se ha publicado.

Se trata pues de un régimen de retribución más estándar, en el sentido de que es el aplicable a otras instalaciones de la red de transporte consideradas como singulares. Sin embargo, ello no impide que deba ser vigilado y supervisado con especial atención, proporcionando una retribución razonable que permita el desarrollo del proyecto pero evitando que la singularidad se convierta en justificación de retribución excesiva.

5. El uso del gas en las plantas convencionales

Una cuestión adicional de interés se refiere al mantenimiento de los grupos diésel en un escenario de alta penetración renovable. En un sistema del tamaño del de Gran Canaria, considerablemente mayor al de El Hierro, las dificultades para avanzar en el proceso de descarbonización de la generación eléctrica van a ser considerables, incluso con el apoyo que preste la central de bombeo de Chira-Soria. Una posibilidad de avance reside en la sustitución de los grupos térmicos tradicionales por plantas con turbinas de gas y ciclos combinados. De hecho, las plantas eléctricas más recientes ya fueron configuradas con esa hipótesis, si bien nunca han llegado a funcionar con gas debido a la falta de una planta de regasificación. En el caso de Gran Canaria, esa planta de regasificación estaba inicialmente prevista pero no ha comenzado siquiera su tramitación administrativa. Sí lo ha hecho la de la isla de Tenerife, en la localidad de Granadilla, pero en dos ocasiones la CNMC ha resuelto en contra de su autorización. Hay diversas razones que justifican ese rechazo²⁴, pero las más importantes son: i) la falta de viabilidad económica-financiera para el sector del gas natural y ii) la falta de garantías sobre el uso del gas en la planta eléctrica de Granadilla por parte de su propietario (Unelco, propiedad de Endesa).

La memoria presentada por el solicitante incide en la reducción de los extracostes eléctricos en el sistema insular (de Tenerife) por el cambio de combustible en la central de Granadilla del diésel al gas natural, aunque la magnitud de esa reducción depende totalmente del diferencial de precios asumido

²⁴ Nos centramos aquí en el segundo informe, de 3 de octubre de 2018, mucho más amplio que el primero al valorar las ampliaciones a la propuesta inicial desarrolladas por Enagás, mediante su filial Gascan, en cumplimiento de las recomendaciones realizadas por la CNMC en su primer informe.

entre el gas natural y los hidrocarburos líquidos, un diferencial que es altamente variable en el tiempo²⁵. También incide en la reducción de emisiones que, por unidad de energía eléctrica, serían de un 32% en CO₂, 99% de SO₂ y 58% de NO_x. La memoria indica que con distintos escenarios de demanda y de costes, el sistema energético en su conjunto (electricidad+gas) se vería beneficiado, concluyendo que se produciría una reducción de costes de generación en el sistema eléctrico de 11,89 €/MWh, que incluye los menores costes por emisión de CO₂²⁶. Sin embargo, en todos esos escenarios el sector del gas natural muestra valores actuales netos negativos en el rango -1,5 a -47,7 M€.

Por un lado, en el sector gasista habría un aumento de ingresos por peajes y cánones asociados a la nueva planta de regasificación, pero estos serían claramente insuficientes para cubrir los costes de retribución regulada que se reconocerían a la nueva planta. Por otro lado, el uso del gas proveniente de la planta de regasificación en el ciclo combinado de Granadilla ahorraría extracostes de generación al sistema insular, y por tanto al conjunto del sistema eléctrico nacional.

Desde el punto de vista regulatorio lo más relevante es el argumento de si se debe considerar a ambos sectores (gas natural y electricidad) de modo conjunto o aisladamente. Hacerlo del primer modo implica la posibilidad de que haya subvenciones cruzadas entre ambos, esto es, se permitan desequilibrios económicos en el gas natural (mayores costes por infraestructuras de regasificación) que quedarían compensados por una mejora en el equilibrio del sistema eléctrico (menores extracostes de generación). La actual normativa, sin embargo, no permite este cálculo global pues i) la Ley de la CNMC indica que debe vigilar la “separación funcional y la separación efectiva de cuentas con objeto de evitar subvenciones cruzadas entre dichas actividades” y ii) la Ley de Hidrocarburos exige que, en aras al cumplimiento del principio de sostenibilidad económica y financiera, una actuación de aumento de costes en el sector gasista se compense con otra de reducción de costes o de aumento de ingresos en el mismo sector gasista.

Sin embargo, la Ley de Hidrocarburos contempla que puede haber una regulación reglamentaria singular en los territorios no peninsulares, aunque esa posibilidad nunca se ha desarrollado. Sería importante contemplar ese desarrollo, previo a cualquier autorización, en conjunción con la naturaleza regulada de los extracostes de generación. Por ejemplo, cabría pensar que es posible transferir la cuantía de pérdidas en el sistema gasista que serían consecuencia de la retribución neta de peajes por la nueva planta desde la partida de extracostes eléctricos en los sistemas no peninsulares. El órgano encargado de las liquidaciones de ambos sistemas, y también el encargado de la liquidación de los extracostes no peninsulares que se financian desde los PGE, es la CNMC. Este sería un tratamiento singular, que evita una subvención cruzada implícita entre actividades, y que solo tendría sentido si i) los beneficios globales para el conjunto del sistema energético son superiores a los costes, esto es, si la disminución de extracostes eléctricos es superior al aumento de costes en el sector gasista y ii) si existe garantía total del uso del gas en la central de ciclo combinado, que actualmente está usando hidrocarburos líquidos. Este último aspecto es importante, porque no existe un mecanismo competitivo

²⁵ La CNMC señala en su informe que entre 2013 y 2016 el diferencial ha oscilado entre 2,9 €/MWh y 21,1 €/MWh. Como es evidente, asumir unos u otros valores cambia radicalmente los resultados del análisis a futuro.

²⁶ Los resultados detallados del análisis se mantienen confidenciales, por lo que no es posible profundizar más en esa cuestión.

en el sistema insular que introduzca incentivos de mercado claros para que esa central cambie de combustible.

Una transferencia explícita, basada en costes verificados, es una solución posible si se desea que el conjunto del sistema energético se beneficie pero sin que un sistema (el gasista) subvencione la reducción de costes del otro (el eléctrico). Incluso, al estilo de lo que ocurre en otros contextos como en el reparto de las rentas de congestión entre sistemas eléctricos fronterizos, podría plantearse si la reducción de extracostes eléctricos (netos de la transferencia por aumentos de costes regulados en el gasista) podría también repartirse entre ambos sistemas²⁷.

Esta propuesta se aplica a la situación actual, en la que los Presupuestos Generales del Estado financian el 50% de los extracostes eléctricos no peninsulares. Sin embargo, esto vuelve a plantear la conveniencia de que la totalidad de los extracostes fueran vía PGE, lo que constituye el paso más obvio para reducir el peso de “otros cargos” en la facturación de los consumidores. No solo porque su cuantía resulta muy inferior a los otros dos grandes componentes (retribución del régimen específico de renovables, cogeneración y residuos, por un lado, y pago de la deuda, por otro), sino porque es indudable que el pago del extracoste responde a un principio de solidaridad interterritorial. Hay otros extracostes (por ejemplo, transporte de personas y mercancías de residentes en territorios no peninsulares) que también reciben apoyo público bajo el mismo principio, y ese apoyo se arbitra a través del presupuesto público. Pero, además, el reconocimiento *ex ante* de la singularidad en el sistema gasista y la integración de los extracostes (eléctricos y gasistas) a través de la financiación de los PGE facilitarían una gestión más coherente de los cambios asociados a la transición energética en los sistemas aislados, actuando de modo más eficiente para la reducción del extracoste agregado y de las emisiones²⁸.

6. Conclusiones para el marco regulatorio

Los mecanismos de apoyo a la transición energética deben instrumentarse de modo que sean compatibles con una regulación económica eficiente. Un ejemplo ocurre en los territorios aislados del sistema energético, donde la alta penetración de energías renovables requerirá de sistemas de almacenamiento que muy difícilmente se instalarán en condiciones no reguladas. En ese contexto, la experiencia de la central hidroeléctrica de GdV muestra que el mecanismo diseñado para la retribución regulada, de carácter singular, ha conducido a una clara sobrerretribución debido a la incorrecta fijación del valor de uno de sus parámetros. Pese a la sustancial modificación de tal parámetro (las horas estándar de funcionamiento para el cálculo de valores unitarios) desde octubre de 2017, la retribución anual por MWh suministrado es muy sustancial y se sigue situando en el entorno de los 200 €/MWh. La vida útil regulatoria de los elementos de la central es, en el menor de los casos, de 20 años (para el

²⁷ La CNMC introduce además en su informe distintas consideraciones de interés acerca del sobredimensionamiento de la planta de regasificación propuesta y el cumplimiento de las existencias de seguridad en los sistemas no peninsulares. Ambos aspectos son muy relevantes, por la tendencia natural al sobredimensionamiento de las plantas de regasificación en España.

²⁸ En ese contexto, tendría sentido repensar la reforma introducida en 2015 por la que los extracostes con financiación en PGE pasaron a integrar no solo la retribución adicional (la de las centrales térmicas) sino también la específica (la del régimen de renovables).

parque eólico) y llega hasta los 65 años (para la obra civil), por lo que esa retribución se va a extender aún por bastantes años.

Adicionalmente, pese a que cabe prever que el funcionamiento de GdV está ya plenamente optimizado, la generación con el dimensionamiento actual no va a permitir alcanzar más del 70% de la demanda anual de la isla, por lo que el 30% se seguirá cubriendo con generación térmica. Si en algún momento se planteasen soluciones de ampliación (especialmente la ampliación del depósito inferior, que limita considerablemente la generación hidroeléctrica), se debería tener en consideración la retribución ya obtenida. En cualquier caso, parece difícil pensar que fuera viable (por dimensionamiento, pérdidas por fugas y costes) la construcción de un embalse que asegurase la generación hidráulica necesaria para sustituir totalmente a la central diésel en periodos de baja eolicidad, que en Canarias suelen situarse en primavera y otoño. En la actualidad, suponiendo que el embalse superior estuviese lleno, no se podría abastecer a la isla sólo con energía hidráulica por más de 3 o 4 días. Esto es un claro ejemplo de cómo, en el estado tecnológico actual, es muy difícil avanzar en la penetración de renovables a partir de cierto nivel. El desarrollo de baterías puede ser una solución que colabore a cubrir picos de demanda, pudiendo proporcionar opciones de almacenamiento de menor coste que la ampliación de la capacidad de la central.

La experiencia de GdV indica también que la introducción de sistemas de bombeo de mayor tamaño debería de acompañarse de un diseño de la retribución que evite estas situaciones en el futuro. En particular, debería evitarse el uso de horas estándar para la construcción de valores unitarios de retribución. Como precisamente este tipo de instalaciones tiene una naturaleza singular, no parece razonable utilizar un “estándar” que no existe. Por el contrario, parece más razonable funcionar sobre una retribución agregada que introduzca incentivos graduales para el funcionamiento eficiente de la central, especialmente dado que la retribución tiene un alto componente fijo, pero que evite la arbitrariedad de los valores estándar asumidos. Además, los límites a la retribución deben de operar de modo efectivo. Por ejemplo, la central de GdV tenía dos parámetros en los que inicialmente se estableció un valor límite (llenado de los vasos y retribución adicional máxima) y en ambos casos, posteriormente, se optó por aprobar el valor límite. Es paradigmático el caso de la retribución adicional máxima, que se estableció “al objeto de garantizar una rentabilidad razonable del proyecto, y tendrá un valor máximo de 122.079 €/MW hidráulico”. Pues bien, a pesar de que el proyecto había obtenido una rentabilidad claramente por encima de cualquier criterio de razonabilidad, se aplicó ese valor máximo.

El proyecto de la central hidroeléctrica reversible de Chira-Soria, en Gran Canaria, es un proyecto ya en desarrollo y sobre el que tendrán que proponerse los parámetros concretos de la retribución regulada. Es un proyecto de mucho mayor tamaño, y por tanto su incidencia potencial sobre los costes del sistema es también superior. Al no estar definido aún el régimen de funcionamiento de la central, que no será el clásico de una central de generación de bombeo, no es posible realizar una valoración. Sin embargo, el régimen retributivo debería evitar situaciones de sobreremuneración, por ejemplo, a través de un mecanismo que limite la retribución como el ya vigente para los grupos térmicos, que minimiza el coste resultante entre el valor de la anualidad de retribución y una retribución por coste horario multiplicada por la potencia disponible en cada hora. Aunque esos no fueran los parámetros a considerar, pues la central de Chira-Soria no es un grupo de generación, es conveniente el establecimiento de un

mecanismo de máximos, acompañado de un mecanismo de flexibilidad que permita corregir tempranamente posibles errores. Esto es relevante porque nos encontramos en los primeros pasos de un proceso que permitirá la ampliación de la base de generación renovable en sistemas aislados y es importante que ello se haga con las máximas garantías de control de los costes sujetos a retribución regulada.

Por último, las centrales de generación eléctrica no renovables seguirán jugando un papel relevante en los sistemas aislados y convendría aprovechar los márgenes existentes para la reducción de costes y emisiones que pueden derivarse del uso de gas natural en sustitución de otros combustibles fósiles. Para facilitararlo, sería necesario desarrollar la regulación actual contemplando, también en el sector gasista, la singularidad de los sistemas no peninsulares.

Referencias

Bueno, C. y Carta, J.A. (2005): "Technical-economic analysis of wind-powered pumped hydrostorage systems. Part II: model application to the island of El Hierro", *Solar Energy* 78(3), p. 396–405.

Caralis, G., Christakopoulos, T., Karellas, S. y Gao, Z. (2018): "Analysis of energy storage systems to exploit wind energy curtailment in Crete", *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 103, p. 122-139.

García, F.J., Quintana, J.J. y de la Nuez, I. (2019): "Technical and economic evaluation of the integration of a wind-hydro system in El Hierro island", *Renewable Energy* 134, p. 186-193.

Luo, X., Wang, J., Dooner, M. y Clarke, J. (2015): "Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation", *Applied Energy* 137, p. 511–536.

Padrón, S., Medina, J.F. y Rodríguez, A. (2011): "Analysis of a pumped storage system to increase the penetration level of renewable energy in isolated power systems. Gran Canaria: a case study", *Energy* 36, p. 6753–6762.

Rehman, S., Al-Hadhrami, L., y Alam, M. (2015): "Pumped hydro energy storage system: A technological review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 44, p. 586-598.

Sevket, M. y Tepe, Y. (2017): "Classification and assessment of energy storage systems", *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 75, p. 1187–1197.

Zafirakis, D., Chalvatzis, K., Baiocchi, G. y Daskalakis, G. (2013): "Modeling of financial incentives for investments in energy storage systems that promote the large-scale integration of wind energy", *Applied Energy* 105, p. 138-154.