



Universidad de Cádiz

Energy management system design and economic feasibility evaluation for a hybrid wind power/pumped hydroelectric power plant

Cristina Serrano-Canalejo, Raúl Sarrias-Mena, Pablo García-Triviño and Luis M. Fernández-Ramírez

Published in:

IEEE Latin America Transactions, vol. 17, nº 10, pp. 1686-1693

DOI (link to publication from Publisher):

[10.1109/TLA.2019.8986447](https://doi.org/10.1109/TLA.2019.8986447)

Publication date:

2019

Document Version:

Accepted version

Citation for published version (IEEE):

C. Serrano-Canalejo, R. Sarrias-Mena, P. García-Triviño and L. M. Fernández-Ramírez, "Energy management system design and economic feasibility evaluation for a hybrid wind power/pumped hydroelectric power plant," in *IEEE Latin America Transactions*, vol. 17, no. 10, pp. 1686-1693, October 2019, doi: <https://doi.org/10.1109/TLA.2019.8986447>.

© 2025 IEEE. Personal use of this material is permitted. Permission from IEEE must be obtained for all other uses, in any current or future media, including reprinting/republishing this material for advertising or promotional purposes, creating new collective works, for resale or redistribution to servers or lists, or reuse of any copyrighted component of this work in other works.

Energy management system design and economic feasibility evaluation for a hybrid wind power/pumped hydroelectric power plant

Cristina Serrano-Canalejo, Raúl Sarrias-Mena, Pablo García-Triviño and Luis M. Fernández-Ramírez,
Senior Member, IEEE

Abstract— Renewable energies are reaching the maturity of their technological development, but before they are ready to become the main or even the only power sources in the energy mix, they must become profitably manageable. Currently there are many research topics regarding the integration of renewable energies in power systems, such as the combination of two or more sources into hybrid systems, the addition of energy storage systems, etc. The present paper studies the economic feasibility of converting an existing pumped-storage hydro power plant into a hybrid hydro-wind power plant through the integration of a wind farm in its surroundings. For this purpose, the estimated economic benefits of the existing pumped-storage hydropower plant are compared with the potential benefits of the proposed hybrid hydro-wind configuration. Furthermore, two energy management systems are conceived in order to estimate the energy generated and consumed by the hybrid hydro-wind plant, as well as the income and expenses resulting from the energy purchase-sale. The results point out the economic feasibility of the project, as well as an increased participation of the hybrid plant in the power system.

Index Terms— pumped-storage hydro power plant, hydro-wind plant, energy management system, economic feasibility

I. INTRODUCCIÓN

LA incorporación de las energías renovables en los sistemas eléctricos supone nuevos retos que afrontar a muchos niveles, tales como la adaptación del sistema de transmisión, integración de las energías renovables en el mercado energético, nuevas y diferentes formas de impacto ambiental, etc. Entre estos desafíos destaca la mayor complejidad en el seguimiento de la curva de carga, es decir, resulta más difícil conseguir el balance instantáneo entre la energía consumida en el sistema eléctrico y la energía producida por las unidades de generación [1]. Esto se debe a dos grandes inconvenientes que presentan las energías renovables: la intermitencia del recurso natural y la dificultad de almacenar la energía producida [1].

Las centrales hidroeléctricas reversibles o de bombeo (CHB) representan una posible solución a estos inconvenientes, al

disponer de dos embalses situados a distinta altura y de grupos turbo-bomba reversibles que permiten alternativamente turbinar o bombear agua entre los dos embalses [2,3]. En definitiva, se trata de una forma de almacenamiento de energía a gran escala con amplias posibilidades de aprovechamiento junto con generación de origen renovable [3-6]. De hecho, es una de las formas más rentables de almacenar energía a gran escala [4,5]. Presentan las siguientes ventajas: alta eficiencia, flexibilidad, puesta en marcha inmediata, capacidad de trabajar a carga variable, ausencia de residuos, bajo coste de explotación, ahorro de combustible y larga vida útil [6-8].

El objetivo de las CHB que trabajan junto con energías renovables es utilizar el exceso de energía producido por parques eólicos o plantas fotovoltaicas para bombear el agua desde el embalse inferior al superior. Cuando hay escasez del recurso renovable, el agua almacenada en el embalse superior se puede turbinar para apoyar la generación de energía. De esta forma el potencial exceso de generación de origen renovable se utiliza de manera óptima [4].

Diversos estudios han demostrado que la combinación de energía eólica con CHB resulta muy interesante desde el punto de vista técnico y económico [4,9-11].

En el presente trabajo se pretende estudiar la viabilidad económica de la implantación de un parque eólico en las inmediaciones de una CHB ya existente (central de El Tajo de la Encantada en Málaga, España) para comprobar si el funcionamiento coordinado de ambas plantas mejora el rendimiento económico de la CHB en solitario. Para ello, se han desarrollado e implementado dos sistemas de gestión de energía (SGE) con el objetivo de simular la operación de ambas centrales y obtener información en cuanto a la energía generada y consumida, los ingresos y gastos producidos por la compraventa de energía, y las horas de bombeo y turbinado. A raíz de estos resultados, se comparan los beneficios económicos que obtiene la CHB con los beneficios que obtendría la central híbrida hidro-eólica (CHE), compuesta por la CHB y el parque eólico.

Article submitted for review on July 11th, 2018.

C. Serrano-Canalejo studied at the University of Cadiz, Algeciras, Spain. She is now working in Atlantica Yield, Seville, Spain (e-mail: cristina.serranocanalejo@gmail.com)

R. Sarrias-Mena is with the Department of Engineering in Automation, Electronics and Computer Architecture & Networks of the University of Cádiz, Spain (e-mail: raul.sarrias@uca.es).

P. García-Triviño is with the Department of Electrical Engineering of the University of Cádiz, Spain (e-mail: pablo.garcia@uca.es).

L. M. Fernández-Ramírez is with the Department of Electrical Engineering of the University of Cádiz, Spain (e-mail: luis.fernandez@uca.es).

La estructura del artículo es la siguiente. En la sección II se describen las características de la CHB seleccionada. Los SGE que regirán la operación de ambas centrales son definidos en la sección III. Los resultados obtenidos para la CHB y la CHE son mostrados y analizados en la sección IV. Y finalmente, las conclusiones derivadas de este estudio son desarrolladas en la sección V.

II. CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL TAJO DE LA ENCANTADA

La CHB de El Tajo de la Encantada, en operación desde 1978, está situada en la provincia de Málaga (España), entre los términos municipales de Álora y Ardales [6].

Consta de un depósito superior artificial, un depósito inferior sobre el río Guadalhorce, una conducción que comunica ambos depósitos, y el edificio de la central, situado en el embalse inferior y equipado con cuatro grupos turbo-bomba reversibles. El embalse superior tiene un volumen útil de $3 \cdot 10^6$ m³ y el inferior de $3,3 \cdot 10^6$ m³. La conducción que conecta ambos embalses tiene aproximadamente 1.185 m de largo, y el salto de explotación está entre 364 y 398,5 m. El grupo de turbinas reversibles está compuesto por cuatro unidades que pueden alcanzar los 360 MW cuando el salto bruto es máximo [6].

La CHB de El Tajo de la Encantada participa en el mercado de regulación secundaria (RS) [12], por lo que el precio de la energía utilizado para los cálculos será el precio horario de la energía en dicho mercado. Este precio es publicado diariamente por el operador del sistema eléctrico español [13]. La Tabla I muestra los valores más significativos de este parámetro para el año 2016.

TABLA I
PRECIOS DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO DE REGULACIÓN
SECUNDARIA 2016

	Banda de potencia (€/MW)	Energía a subir (€/MWh)	Energía a bajar (€/MWh)
Promedio	15,6	38,7	25,9
Mínimo	0,8	0,0	0,0
Máximo	200,0	552,0	180,3
Desviación estándar	11,7	20,0	21,5

La RS es un sistema de control frecuencia-potencia, cuyo objetivo es mantener el equilibrio entre la generación y la demanda, corrigiendo los desvíos respecto a los programas de intercambio previstos en la interconexión entre España y Francia, y las desviaciones de frecuencia respecto al valor de consigna [14].

Las centrales hidroeléctricas convencionales normalmente operan en el mercado diario, pero no suele ser así para las CHB. Esto es debido a que en el mercado diario los máximos precios horarios no presentan una diferencia suficientemente grande con respecto a los mínimos para garantizar un margen positivo entre ingresos y gastos. Por ello es común que las CHB operen en los mercados de ajuste. Además, este tipo de centrales son idóneas para participar en esta clase de mercados, ya que por sus características facilitan el seguimiento de la curva de carga,

es decir, de las variaciones de la demanda [15].

III. SISTEMAS DE GESTIÓN DE ENERGÍA

A. Central hidroeléctrica de bombeo

Como se ha comentado con anterioridad, la central hidroeléctrica objeto de estudio participa en el mercado de RS, cuyo funcionamiento se explica a continuación.

El servicio de RS es retribuido en forma de dos conceptos, disponibilidad (banda) y energía (utilización) [14]. Todos los días a las 15:00, el Operador de Red (OR) solicita a las centrales eléctricas de España que ofrezcan una potencia de reserva para el día siguiente (día D+1). Esta potencia puede ser tanto de generación (reserva a subir) como de consumo (reserva a bajar). Estas reservas son potencia que, a lo largo del día D+1, el OR podría pedir a los ofertantes que generen o consuman para ajustar la generación a la demanda de energía en cada momento. A las centrales eléctricas que ofrecen esa potencia de reserva se les retribuye en concepto de banda de potencia de RS. Es importante señalar que el OR retribuye su disponibilidad, es decir, serán remuneradas aunque no lleguen a consumir o a generar esa potencia durante el día D+1 [14].

A lo largo del día D+1, cada vez que ocurre un desvío de energía respecto a lo programado, el OR solicita a las centrales eléctricas que el día anterior ofertaron banda de potencia que generen o consuman la potencia necesaria para restaurar el balance de potencia programado para esa hora. La energía utilizada para ello se liquidará a las centrales que hayan generado o consumido con el concepto de utilización de energía de RS [14].

Para calcular los ingresos de la CHB se ha modelado su operación a lo largo de un año. Para ello, se ha diseñado un SGE que define su modo de operación, el cual se ha implementado en Matlab [16]. Como resultado, se ha calculado para cada hora del año 2016 la energía consumida y generada por la central, y el flujo de caja resultante. Este SGE queda reflejado en el diagrama de flujo de la Fig. 1.

La esencia de este SGE está en el primer punto del diagrama, es decir, en el paso “Definición de banda de potencia a ofertar en el día D+1”. Como se ha explicado antes, para participar en la RS cada día D hay que ofertar una banda de potencia a subir (generar) o a bajar (consumir) para el día D+1. Luego, a lo largo del día D+1, el OR utilizará o no esa potencia ofertada según las necesidades del sistema.

El paso “Definición de banda de potencia a ofertar en el día D+1” es un algoritmo que se ejecuta cada día a las 15:00 h (hora a la que se tiene que ofertar la banda de potencia al OR) y que calcula la banda de potencia que la CHB ofertará para cada hora del día siguiente. Este algoritmo se ha definido con el objetivo de ofrecer una banda de potencia elevada para el día D+1, ya que esto tiene un impacto directo en los ingresos de la central. Se ha considerado que la situación idónea para la participación de la central en la RS es cuando el embalse superior está al 50% de su capacidad, ya que en esta situación se puede ofertar una amplia banda de potencia tanto a subir como a bajar (se incrementan los ingresos por banda de potencia) y la central operará tanto si el OR pide que se genere o se consuma energía

(se incrementan los ingresos por energía utilizada). No obstante, hay que tener en cuenta que no se tiene visibilidad de la potencia que el OR solicitará generar o consumir en las siguientes 33 horas, y que no ser capaz de proporcionar la potencia comprometida en la banda de potencia provoca penalizaciones económicas.

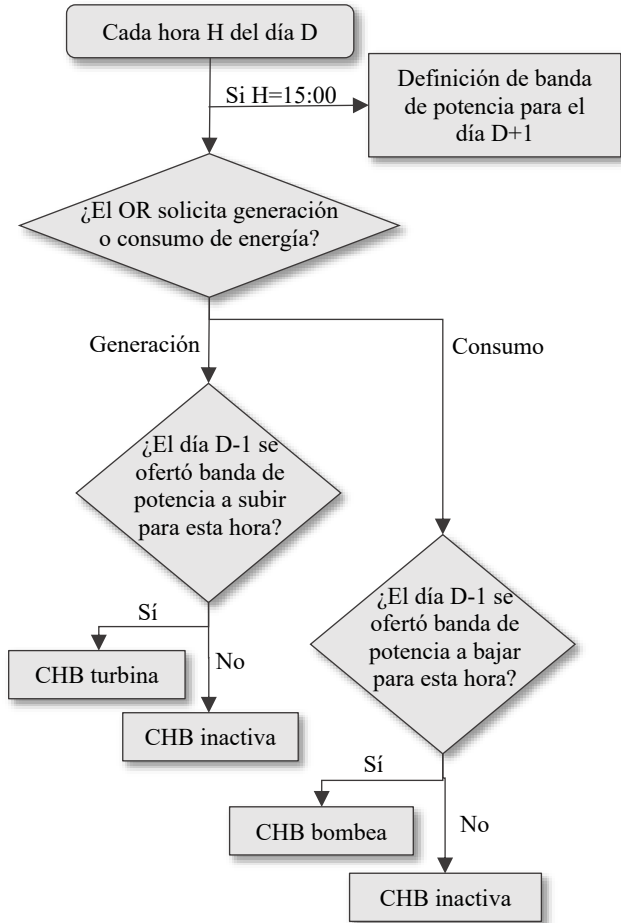


Fig. 1. Diagrama de flujo que define el SGE de la CHB

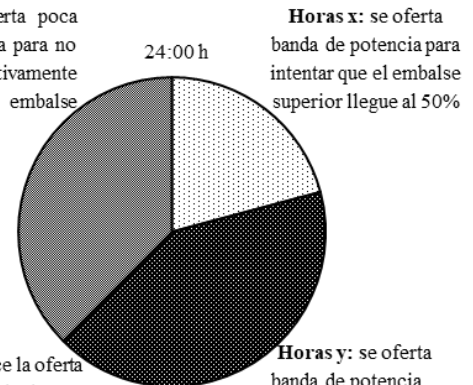
Considerando todo esto, se ha definido una estrategia para ofertar la banda de potencia del día siguiente que divide las 24 horas del día en tres tramos, como se muestra en la Fig. 2.

La entrada de este algoritmo es el nivel del embalse a las 15:00 del día D. El objetivo es intentar que el embalse superior esté el mayor tiempo posible en torno al 50% de su capacidad. Por tanto durante las primeras horas del día D+1 (horas "x") se ofertará banda de potencia a subir o a bajar en función del nivel del embalse superior a las 15:00 del día D. Si en ese momento el embalse está por debajo del 50% de su capacidad, durante las horas "x" sólo se ofertará banda de potencia a bajar, para facilitar que se llene hasta la mitad. Si el embalse está por encima del 50% de su capacidad, durante las horas "x" sólo se ofertará banda de potencia a subir, para intentar que el embalse se vacíe hasta el 50% de su capacidad. El número de horas "x", así como la potencia ofertada durante este tramo horario, quedan definidos por (1) y (2) respectivamente.

$$x = \frac{\text{Volumen restante}}{Q} \quad (1)$$

donde *Volumen restante* es el volumen de agua que queda para que el embalse esté al 50% de su capacidad, y *Q* es el caudal máximo de turbinado (cuando en las horas "x" se oferta a subir) o bombeo (cuando en las horas "x" se oferta a bajar).

Horas z: se oferta poca banda de potencia para no alterar significativamente el volumen del embalse superior



15:00 h: se hace la oferta al OR de la banda de potencia a ofertar el día D+1

Horas x: se oferta banda de potencia para intentar que el embalse superior llegue al 50%

Horas y: se oferta banda de potencia suponiendo que el embalse superior comienza al 50%

Fig. 2. División del día en los tramos horarios "x", "y" y "z"

La *Banda a ofertar(x)* viene dada por (2), donde *Potencia_{media}* es la potencia que la CHB genera o consume con el salto bruto medio.

$$\text{Banda a ofertar } (x) = \text{Potencia}_{\text{media}} \quad (2)$$

Una vez se ha conseguido que el embalse superior esté aproximadamente al 50% de su capacidad, comienza el segundo tramo del día, las horas "y". Las horas "y" son el tramo de horas que hay entre las horas "x" y las 15:00 del día D+1. Durante las horas "y" la CHB puede ofertar banda de potencia tanto a subir como a bajar (*Banda a ofertar (y)*), que se calcula según (3).

$$\text{Banda a ofertar } (y) = \frac{\text{Energía}_{\text{embalse } 50\%}}{\text{n}^{\circ} \text{ de horas "y"}} \quad (3)$$

donde *Energía_{embalse50%}* es la energía que la CHB puede generar/consumir desde que el embalse superior está al 50% de su capacidad hasta que se vacía/llena por completo.

El último tramo del día son las horas "z", que son las nueve horas que hay entre las 15:00 y las 24:00. Durante estas horas se va a ofertar banda de potencia tanto a subir como a bajar. No obstante, se ofertará una banda de potencia reducida, con el fin de no provocar modificaciones importantes en el nivel del embalse superior respecto a su volumen a las 15:00 del día D, ya que ese es el valor de partida para realizar la oferta de la banda de potencia de las horas "x". La banda de potencia ofertada para las horas "z" (*Banda a ofertar (z)*) se calcula mediante (4).

$$\text{Banda a ofertar } (z) = \frac{\text{Potencia}_{\text{plena carga}} \cdot 1h}{9h} \quad (4)$$

donde *Potencia_{plena carga}* es la potencia que puede generar o consumir la CHB trabajando a plena carga. De esta forma, en el peor de los escenarios posibles, el nivel del embalse sólo se verá alterado en un 13%.

El resto del diagrama de flujo mostrado en la Fig. 1 sirve para determinar qué hace la CHB cada hora del día D. Si el OR necesita que se genere energía, y el día anterior la CHB ofertó banda de potencia a subir, la central turbinará. Si la CHB no ofertó banda de potencia a subir, se mantendrá parada. Y lo

mismo sucede cuando el OR necesita que se consuma energía, es decir, si la CHB ofertó banda de potencia a bajar, bombeará, y si no ofertó banda de potencia a bajar, se quedará inactiva.

La ejecución de este diagrama de flujo da como resultado para cada hora del año 2016 la energía generada o consumida, ingresos y gastos que se generan como consecuencia de la compraventa de energía, y la sanción que el OR impone a la CHB en caso de que no sea capaz de cumplir la banda de potencia ofertada el día anterior. También se han tenido en cuenta los impuestos y cánones que la central está obligada a abonar, así como las subvenciones que recibe por parte del Estado. De este modo, se pueden conocer los beneficios económicos percibidos por la CHB a cierre de año.

B. Central hidro-eólica

Como mejora a la operación de la CHB, se propone su integración y funcionamiento coordinado con un parque eólico que pudiera instalarse en su entorno, formando una central híbrida hidro-eólica (CHE). En este caso, se rediseña el SGE, para que tenga en cuenta las dos fuentes de energía, suponiendo que la CHB sigue participando en la RS.

En la Fig. 3 se puede ver cómo queda el diagrama de flujo tras añadir el parque eólico a la operación de la CHB.

En la operación de la CHE se van a hacer dos importantes cambios respecto a la CHB:

- Durante las horas “z”, en lugar de ofertar banda de potencia, se llenará el embalse superior utilizando la energía generada por el parque eólico, para intentar que durante las horas “x” prevalezca la opción de ofertar banda de potencia sólo a subir. De esta forma, aumentarán las horas de venta de energía, que resultan más rentables.
- Se va a aumentar la banda de potencia a subir ofertada. A la banda de potencia que hasta ahora ofertaba la CHB se le va a sumar la que puede aportar el parque eólico. La banda de potencia a subir que puede aportar la energía eólica es la potencia que el parque eólico produce con la velocidad media de viento en el emplazamiento.

En la Tabla II se compara la banda de potencia ofertada por cada planta, donde H indica CHB y E hace referencia a la participación eólica.

TABLA II
DIFERENCIA DE LA BANDA DE POTENCIA OFERTADA POR LA CHB Y LA CHE

Horas	CHB	CHE
“x”	Subir (H)	Subir (H) + subir (E)
	Bajar (H)	Bajar (H) + subir (E)
“y”	Bajar (H) + subir (H)	Bajar (H) + subir (H) + subir (E)
“z”	Bajar (H) + subir (H)	Sin oferta

IV. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

A. Dimensionado de la central hidro-eólica (CHE)

Una vez definido el SGE que gobierna la CHE, se ha dimensionado el parque eólico de tal manera que maximice la rentabilidad del proyecto. Para ello, el diagrama de flujo se ha ejecutado probando a instalar desde 5 hasta 144

aerogeneradores, que sería el número de aerogeneradores con el que el parque eólico equipararía su potencia a la de la CHB. Para cada caso se ha calculado el coste del parque eólico, el beneficio anual adicional que obtendría la CHE respecto a la CHB, y el período de retorno de la inversión del parque eólico.

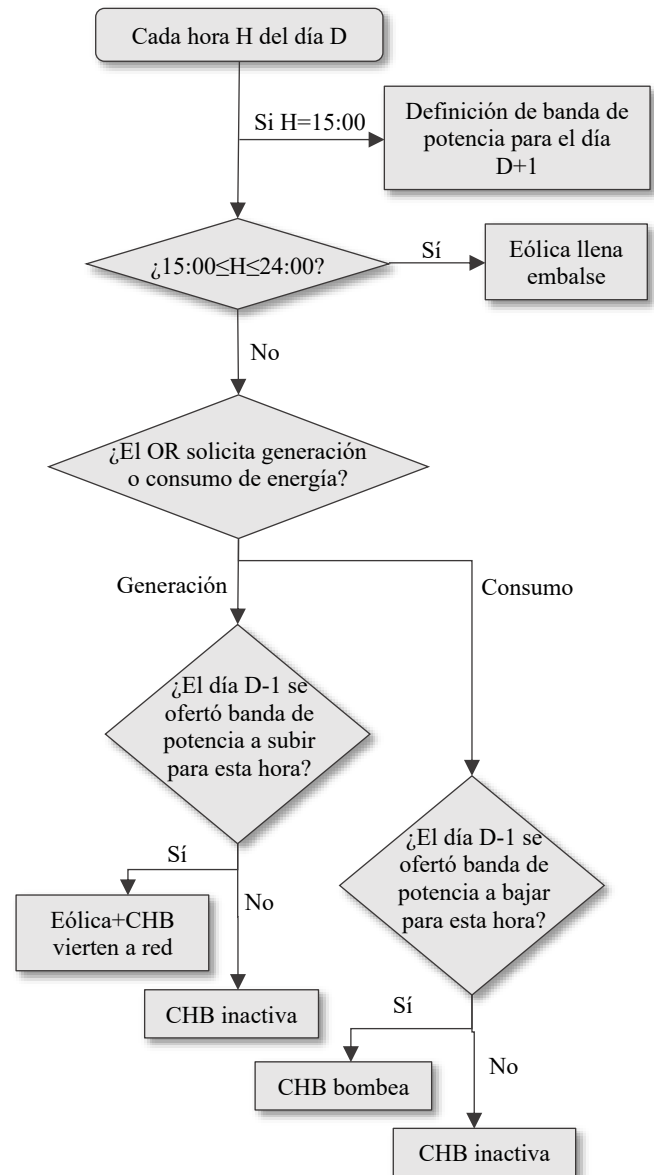


Fig. 3. Diagrama de flujo que define el SGE de la CHE

El modelo de aerogenerador seleccionado es el Gamesa G126-2.5 MW IIIA, con 2,5 MW de potencia nominal y 126 m de diámetro de rotor [17]. Los datos de viento utilizados como entradas para el modelo se muestran en la Fig. 4, y son las mediciones reales de una estación meteorológica en la localidad de Álora [18]. Estos valores están registrados a una altura de 10 m sobre el nivel del suelo, por lo que se ha empleado una ley exponencial ampliamente aceptada para trasladar estas mediciones a la altura del buje de los aerogeneradores que se instalarán en el emplazamiento (140 m) [19], obteniendo un valor de velocidad media de viento de 6,8 m/s. Este valor calculado se ha verificado con [20,21], concluyendo que se trata

de un valor representativo de la velocidad del viento en la zona.

En la Fig. 5 se representan los beneficios anuales adicionales percibidos por la CHE (línea verde) y el período de retorno (en años) frente al número de aerogeneradores instalados (línea roja).

En esta gráfica se pueden distinguir tres tramos:

- Entre 5 y 15 aerogeneradores: el período de retorno desciende rápidamente.
- Entre 15 y 45 aerogeneradores: el período de retorno sigue descendiendo, pero lo hace más paulatinamente.
- Entre 45 y 144 aerogeneradores: el período de retorno se estabiliza, y se estanca en los 6,8 años.

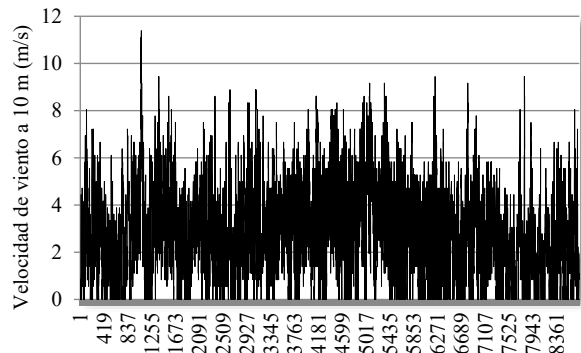


Fig. 4. Mediciones de la velocidad del viento en la estación meteorológica de Álora (2016) [18]

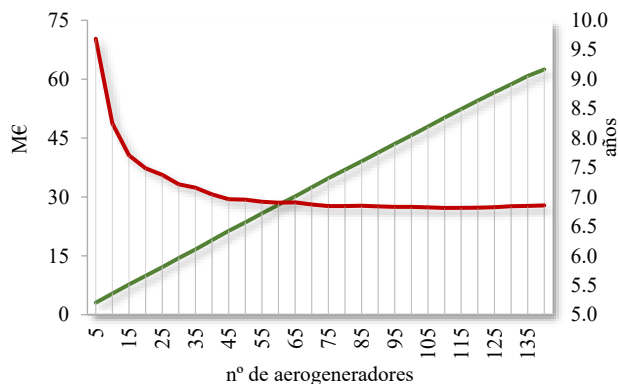


Fig. 5. Representación del período de retorno (rojo) y de los beneficios anuales adicionales (verde) en función del número de aerogeneradores del parque eólico

Dado que la vida útil de un parque eólico está entre 20 y 25 años, a priori se puede afirmar que el proyecto es rentable en todas sus variantes, recuperándose la inversión más rápidamente a partir de los 15 aerogeneradores.

El período de retorno se estabiliza a partir de los 45 aerogeneradores, pero hay que tener en cuenta que el coste del parque eólico se ha considerado lineal, mientras que en la realidad habitualmente cuánto mayor es la instalación, menor es el precio del MW. Esto supondría que, en realidad, el período de retorno seguiría disminuyendo a partir de los 45 aerogeneradores.

Con todo esto, se puede concluir que cuantos más aerogeneradores se instalen en el parque, más rentable será el proyecto, ya que los beneficios adicionales aumentan conforme

se incrementa el número de aerogeneradores, mientras que el período de retorno se mantiene estable (o incluso disminuye por lo que se ha explicado en el párrafo anterior).

Para mostrar con más detalle los resultados de la operación de la CHE, se va a considerar que el parque eólico tiene 45 aerogeneradores, por ser el número de aerogeneradores a partir del cual el período de retorno se estabiliza.

Cabe destacar que este dimensionamiento preliminar no se trata de un estudio económico en profundidad, sino que la rentabilidad de la instalación del parque eólico se evalúa en detalle en la siguiente sección.

B. Estudio comparativo CHB vs. CHE

En la Tabla III se muestran los resultados de la operación de la CHB frente a los de la CHE de 45 aerogeneradores:

	CHB	CHE
Banda de potencia a subir ofertada	545.596 MW	936.149 MW
Banda de potencia a bajar ofertada	1.373.220 MW	1.013.420 MW
Energía vertida a red por CHB	204.036 MWh	251.120 MWh
Energía vertida a red por eólica	N/A	143.864 MWh
Energía eólica destinada a bombeo	N/A	191.879 MWh
Energía consumida de red por CHB	385.767 MWh	283.286 MWh
Horas en las que se vende energía	49%	37%
Horas en las que se compra energía	42%	25%
Horas de inactividad	8%	1%

Se puede observar que la banda de potencia a subir ofertada por la CHE aumenta un 72% respecto a la CHB, mientras que la banda de potencia a bajar disminuye un 26%. Esto también queda reflejado en la Fig. 6, que muestra la banda de potencia ofertada por ambas centrales a lo largo de un día promedio. Esto es positivo en términos económicos, ya que al ofertar banda de potencia a subir la central obtiene ganancias tanto por la banda como por el suministro de energía de RS. No obstante, al ofertar banda de potencia a bajar, la central obtiene beneficios por la banda de potencia, pero el consumo de energía de RS le supone un coste por compra de energía.

Como consecuencia del aumento de la banda de potencia a subir ofertada, la energía vertida a red aumenta en un 94% para el caso de CHE. Por otro lado, la energía consumida disminuye un 27% debido a la disminución de la banda de potencia a bajar ofertada, así como por el aporte de energía eólica en el bombeo.

En las Fig. 7 y 8 se pueden ver la energía generada y consumida por cada una de las centrales en un día promedio. Durante las horas “z”, la CHB sigue operando en la RS, mientras que la CHE invierte toda la energía generada por el parque eólico en llenar el embalse superior, lo cual permite que durante las horas “x” e “y”, la CHE genere más energía que la CHB. Esto también se traduce en un incremento del nivel del embalse superior a lo largo del año, como se puede ver en la Fig. 9, que muestra la evolución del nivel del embalse a lo largo del año simulado.

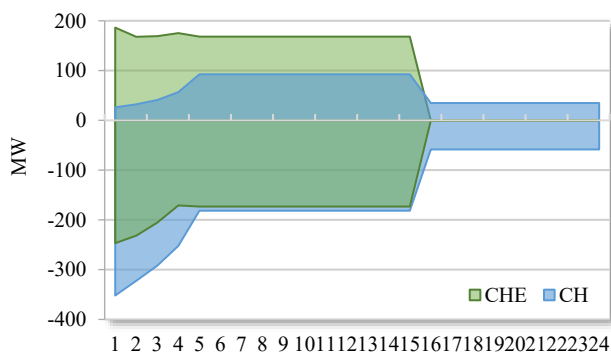


Fig.6. Banda de potencia a subir (+) y a bajar (-) a lo largo de un día promedio

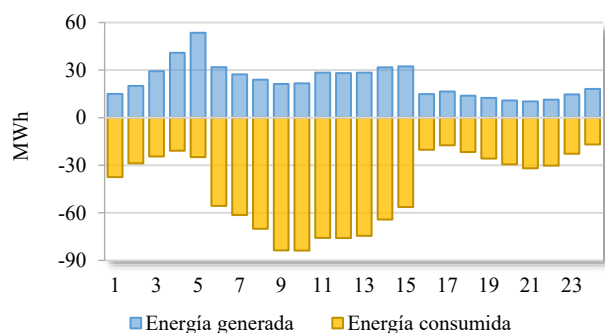


Fig.7. Energía generada (+) y consumida (-) por la CHB en un día promedio

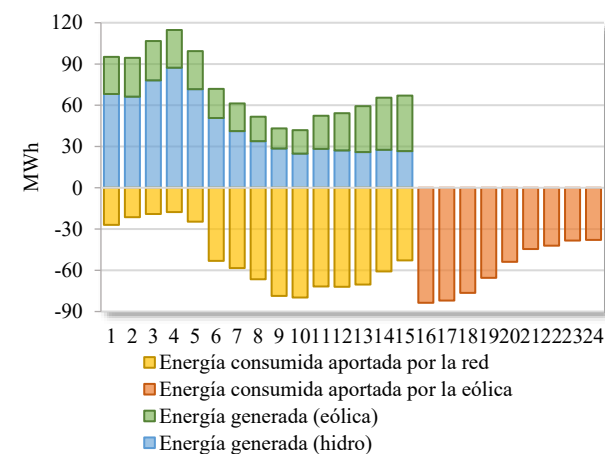


Fig.8. Energía generada (+) y consumida (-) por la CHE en un día promedio

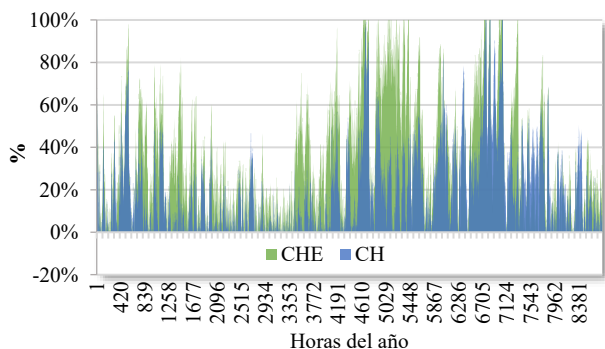


Fig.9. Volumen del embalse superior (%) a lo largo del año de operación

Se ha verificado que en las cercanías de la central hidroeléctrica de El Tajo de la Encantada hay espacio suficiente para la instalación de un parque eólico de 45 aerogeneradores, teniendo en cuenta las restricciones, tanto de carácter medioambiental como de protección a la población, establecidas en [22].

Para comprobar que el parque eólico no está siendo infrutilizado al trabajar con este SGE, se ha calculado el factor de capacidad (FC) del mismo según (5), resultando un FC del 34%:

$$FC (\%) = \frac{143.864 \text{ MWh} + 191.879 \text{ MWh}}{45 \cdot 2,5 \text{ MW} \cdot 8.784 \text{ h}} \approx 34\% \quad (5)$$

El FC resultante es un valor aceptable y se encuentra en el rango habitual para parques eólicos [23,24], por lo que se considera justificada la instalación para el aprovechamiento del recurso en este emplazamiento

En la Tabla IV se recoge el rendimiento económico del proyecto para el año 2016. Como se observa, las ganancias percibidas por el CHE son un 89,2% mayor que las obtenidas por la CHB.

Estos serían los resultados de un parque eólico de 45 aerogeneradores, pero es importante destacar que la inversión se recuperaría en menos de 10 años a partir de los 10 aerogeneradores. Esto se considera muy positivo, ya que el intervalo de número de aerogeneradores en el que el proyecto sería rentable es muy amplio.

TABLA IV
RESUMEN DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA DEL PROYECTO

Ganancias anuales CH	21.292.689 €
Ganancias anuales CHE	40.291.886 €
Beneficio adicional	18.999.196 €
Coste del parque eólico	133.834.025 €

Para llevar a cabo el estudio de viabilidad económica del parque eólico de 45 aerogeneradores, se ha incorporado al estudio la evolución del valor del dinero y el precio de la energía con el paso de los años. Para ello, se ha considerado la previsión de la evolución del coste de la energía eléctrica durante las próximas décadas en España [25], y se ha replicado dicha evolución en los precios del mercado de RS objeto de estudio. Dado que los datos en [25] se presentan tomando como referencia el valor de la moneda euro (€) en el año 2013, estos precios se han normalizado al valor del euro (€) en 2016 a partir del dato de inflación en España en el período 2013-2016 [26]. De esta manera, todos los precios están normalizados a una misma moneda en un mismo momento, considerando así la variación temporal del valor del dinero.

La Fig. 10 muestra la variación anual en porcentaje del precio de la energía con respecto al año 2016 de inicio del estudio. Se puede observar cómo existe una tendencia creciente, con respecto al valor de 2016, hasta aproximadamente el año 2020, mientras que el precio decrece de ahí en adelante.

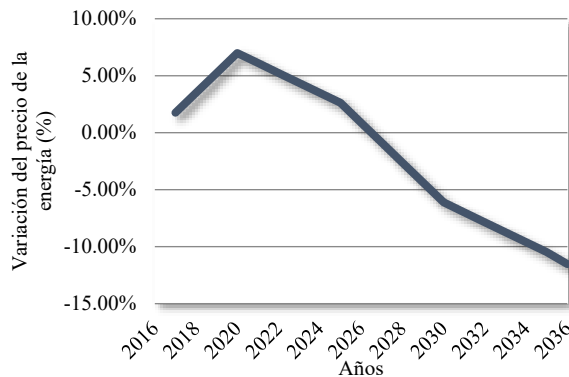


Fig.10. Variación del precio de la energía año a año respecto al año inicial de estudio

Una vez definida la tendencia del precio futuro de la energía, se ha simulado la operación de la CHB y la de la CHE cada uno de los 20 años de vida útil del parque eólico (2016-2036). Para cada año, se ha calculado la diferencia entre los ingresos de la CHB frente a la CHE, obteniendo así los beneficios adicionales que se perciben gracias al parque eólico. Una vez hecho esto, se han cruzado los beneficios que aporta el parque eólico con los costes del mismo para determinar los flujos de caja anuales considerando que se obtiene financiación externa para el total del coste del parque eólico, a devolver en un plazo de 5 años y con una tasa de interés asociada a la financiación del 5%. Además, se ha aplicado una tasa de descuento del 10% [27], un tipo impositivo del 30% y un plazo de amortización de la inversión de 10 años.

En este escenario, se ha calculado el flujo de caja anual en el período 2016 – 2036 con el fin de evaluar la rentabilidad de la inversión [28], obteniendo un Valor Actual Neto (VAN) de 25,8 M€, una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 16,5%, y un período de retorno de la inversión de 8,4 años. Estos valores resultan satisfactorios y justifican la viabilidad económica del proyecto.

La Fig. 11 muestra la evolución del beneficio acumulado a lo largo del tiempo con la incorporación del parque eólico a la CHB. Se puede observar como este beneficio se vuelve positivo entre el 8º y el 9º año de operación, representando el período de retorno de la inversión de 8,4 años indicado anteriormente.

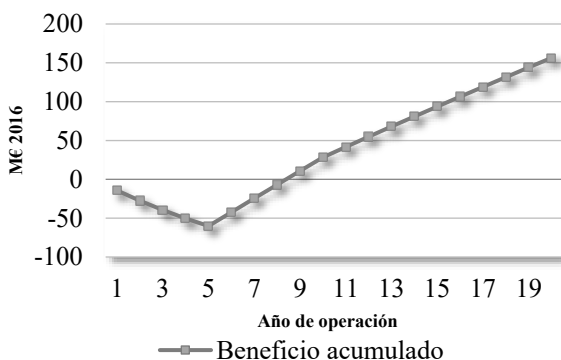


Fig.11. Beneficio neto acumulado a lo largo de la vida útil del parque eólico

En este trabajo se ha estudiado la viabilidad económica de la conversión de una CHB, la central de El Tajo de la Encantada (Málaga, España) en una CHE mediante la incorporación de un parque eólico en su entorno. En primer lugar, se ha diseñado un SGE para la CHB con el fin de calcular los beneficios económicos que percibe por sí sola. A continuación, se ha adaptado dicho SGE para coordinar la CHB con el parque eólico, y se han calculado los beneficios económicos que percibiría la central híbrida. Los resultados señalan que el proyecto es económicamente viable, con un VAN de 25,8 M€, una TIR del 16,5% y un período de retorno de la inversión de 8,4 años. Asimismo, dado que las ganancias adicionales que obtiene la CHE frente a la CHB aumentan a medida que se incrementa el número de aerogeneradores, se puede deducir que el proyecto será más rentable cuanto mayor sea el número de aerogeneradores del parque eólico. Además, con esta nueva configuración se aumenta la energía vertida al sistema eléctrico, se disminuye la energía consumida de red y se reduce el tiempo de inactividad de la central.

Para el caso de estudio de 45 aerogeneradores se ha hecho un cálculo del período de retorno de la inversión, teniendo en cuenta la evolución del precio de la energía durante los 20 años de vida útil del parque eólico. De este estudio se ha concluido que la inversión en el parque eólico se recuperaría en un plazo de 8,4 años.

Se ha visto que los beneficios económicos percibidos por una central eléctrica están fuertemente ligados al mercado eléctrico en el que participa, y que para poder calcular acertadamente sus ingresos hay que tener un profundo conocimiento de este mercado eléctrico. En definitiva, se puede concluir que los resultados del análisis de viabilidad económica son favorables.

REFERENCES

- [1] M. Martínez, M. G. Molina, P.E. Mercado, "Optimal storage technology selection and sizing for providing reserve to power systems with high penetration of wind generation", *IEEE Latin America Transactions*, vol. 13(9), 2015, DOI: 10.1109/TLA.2015.7350049.
- [2] R. Ortiz Flórez and J.A. Abella Jiménez, "Máquinas hidráulicas reversibles aplicadas a micro centrales hidroeléctricas", *IEEE Latin America Transactions*, vol. 6(2), 2008.
- [3] J.P. Deane, B.P. Ó Gallachóir and E.J. McKeogh, "Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant" *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, 2010. DOI: 10.1016/j.rser.2009.11.015.
- [4] S. Rehman, L. M. Al-Hadhrami, Md. M. Alam, "Pumped hydro energy storage system: A technological review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 44, 2015. DOI: 10.1016/j.rser.2014.12.040.
- [5] Lazard, "Lazard's Levelized Cost of Storage", Dec. 2016, [Online] Available: <https://www.lazard.com/media/438042/lazard-levelized-cost-of-storage-v20.pdf> Access Date: June 1st, 2017.
- [6] F. Moreno Haya, "Proyecto de Fin de Carrera: Estudio numérico de los fenómenos transitorios aplicados a una central hidráulica de bombeo puro", 2012.
- [7] D. Moitre, V. Sauchelli and G. García, "Optimización dinámica binivel de centrales hidroeléctricas de bombeo en un pool competitivo – Parte I: Modelo y algoritmo", *IEEE Latin America Transactions*, vol. 3(2), 2005.
- [8] T. Hino and A. Lejeune, "Pumped storage hydro power developments", in *Comprehensive Renewable Energy*, vol. 6, 2012. DOI: 10.1016/B978-0-08-087872-0.00616-8.
- [9] K. Hedegaard and P. Meibon, "Wind power impacts and electricity storage – A time scale perspective", *Renewable Energy*, vol. 37, 2012, DOI: 10.1016/j.renene.2011.06.034.

- [10] G. Caralis, K. Rados and A. Zervos, "On the market of wind with hydro-pumped storage systems in autonomous Greek islands", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, 2012, DOI: 10.1016/j.rser.2010.02.008.
- [11] A. Tuohy and M. O'Malley, "Pumped storage in systems with very high wind penetration", *Energy Policy*, vol. 39, DOI: 10.1109/TEC.2006.889604.
- [12] Red Eléctrica Española, "Importancia del Equipo Generador Hidroeléctrico en la Operación del Sistema Eléctrico. Instalaciones Hidroeléctricas Estratégicas", 2009.
- [13] Red Eléctrica Española, "e.sios Sistema de información del Operador del Sistema" [Online]. Available: <https://www.esios.ree.es/es>
- [14] E. Justo Rojas, "Proyecto de Fin de Carrera: Mercado de servicios de ajustes del sistema eléctrico: propuestas de mejora", 2013.
- [15] E. Antuña Yugedo and E. Álvarez Álvarez, "Estudio de viabilidad de la transformación parcial de una central de turbinado simple en reversible: el caso de la central hidráulica de La Barca (Asturias, España)", *Ingeniería del Agua*, vol. 21. 2016. DOI: 10.4995/la.2017.5277.
- [16] Math Works, Inc. MATLAB. Available in: <http://www.mathworks.com/> Access Date: June 1st, 2017.
- [17] Siemens Gamesa Renewable Energy, G126-2.5 MW wind turbine data sheet, 2015.
- [18] Agencia Estatal de Meteorología, private communication, Jul 2017.
- [19] S. Heier. Grid integration of wind energy conversion systems. John Wiley & Sons, Ltd.; 2014. doi:10.1002/9781118703274.
- [20] Global Wind Atlas [Online]. Available: <https://globalwindatlas.info/>
- [21] AWS Truepower. Wind Trends Bulletins [Online]. Available: <https://aws-dewi.ul.com/knowledge-center/wind-trends-bulletins/>
- [22] Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE), Ministerio para la Transición Ecológica, Gobierno de España, "Análisis del Recurso. Atlas Eólico de España", 2011.
- [23] The British Wind Energy Association, "Blowing away the myths", 2005.
- [24] Renewable Energy Research Laboratory, "Wind power: Capacity factor, intermittency, and what happens when the wind doesn't blow?", 2008.
- [25] European Commission, "EU Reference Scenario 2016 Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050", 2016.
- [26] Instituto Nacional de Estadística [Online]. Available: <https://www.ine.es/>
- [27] European Wind Energy Association, "The Economics of Wind Energy", 2009.
- [28] A. Aranda Usón and S. Scarpellini, Análisis de viabilidad económico-financiero de un Proyecto de energías renovables. Prensas Universitarias de Zaragoza, 2009.



Luis M. Fernández Ramírez (M'11–SM'15). Es Ingeniero Industrial especialidad en Electricidad por la Universidad de Sevilla (1997) y Doctor por la Universidad de Cádiz (2004). Desde 1997 a 2000 estuvo trabajando en el Departamento de Innovación Tecnológica de la empresa Desarrollos Eólicos S. A., en Sevilla. En el año 2000 se unió al Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Cádiz, donde actualmente es Profesor Titular de Universidad y Responsable del Grupo de Investigación "Tecnologías Eléctricas Sostenibles y Renovables". Sus líneas de investigación se centran en las energías renovables.



Cristina Serrano Canalejo. Posee el Grado en Ingeniería Mecánica (2016) y Máster de Energías Renovables y Eficiencia Energética en la Universidad de Cádiz (2018). Actualmente trabaja en el departamento de Operaciones de Atlantica Yield. Posee experiencia en distintas tecnologías de energías renovables.



Raúl Sarrias-Mena. Es Ingeniero Industrial (2010) y Doctor en Ingeniería (2016) por la Universidad de Cádiz. Actualmente es profesor en el Departamento de Ingeniería en Automática, Electrónica, Arquitectura y Redes de Computadores de la Universidad de Cádiz. Sus líneas de investigación se encuadran en el estudio de estrategias de regulación y control de sistemas híbridos con energías renovables y almacenamiento energético.



Pablo García-Triviño. Nació en La Línea de la Concepción (Cádiz), España. Es Ingeniero Industrial (2007) y Doctor en Ingeniería Industrial (2010) por la Universidad de Cádiz. Profesor Titular de Universidad del departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Cádiz. Sus líneas de investigación se centran sistemas eléctricos de potencias y sistemas de gestión de energía aplicado a sistemas híbridos.