

Dimensionamiento óptimo de una central hidráulica reversible ligada a un parque de energías renovables.

Tema B, Tema C

Eduardo García Alonso¹, Miguel A. Prado Balboa², Roberto Minguéz Solana¹

¹*Instituto de Hidráulica Ambiental IH Cantabria, Universidad de Cantabria. E.T.S.I. Caminos Canales y Puertos. Avda de los Castros s/n 39005, Santander, España*

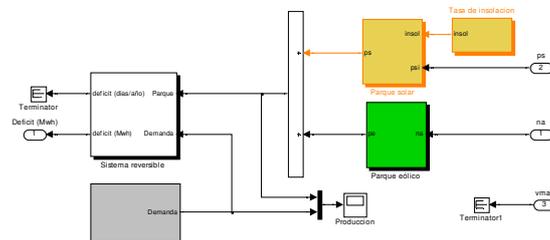
²*EDP Renovaveis. Serrano Galvache, 56 - Edificio OLMO C.P. 28033, Madrid, España*
edelwar@gmail.com, maprado@edprenovaveis.com, minguezr@unican.es,

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

La satisfacción de las necesidades de energía de forma sostenible y económicamente viable es una de las cuestiones más relevantes en el mundo actual. Las energías renovables son una alternativa cada vez más asequible, pero su variabilidad en el tiempo plantea un reto todavía no resuelto: el almacenamiento masivo de la energía sobrante en un periodo dado, para poder utilizarla de forma diferida en el tiempo. Una de las formas más antiguas y eficientes de almacenar energía sigue siendo en forma de energía potencial de agua bombeada a un depósito elevado. En los últimos años se han proyectado en diversos lugares del mundo, especialmente islas (p.e. Canarias, Azores, Okinawa) sistemas cuasi-autónomos de generación de energía compuestos por una o varias fuentes estocásticas (habitualmente solar y eólica), complementadas por una central hidráulica reversible. Este artículo se plantea como objetivo investigar la combinación de volumen de almacenamiento hídrico y potencia instalada de distintos tipos de energías renovables, que permite satisfacer la demanda de una población con el mínimo coste. Para ello, se adoptan varias hipótesis simplificadoras, y se reduce el problema a un número reducido de parámetros libres:

- Altura del salto hidráulico.
- Curva de demanda energética
- Clima eólico y tasa de insolación
- Curva de costes de todos los componentes, y de la fuente de energía alternativa.

El resultado final viene dado por una serie de tablas y ábacos que permiten determinar de forma aproximada, para unas condiciones concretas, las dimensiones óptimas de los elementos del sistema y su coste total. Asimismo, dichas tablas pueden servir como una primera aproximación para evaluar la idoneidad de un determinado enclave para albergar un parque combinado de renovables.



Vista general del proyecto de central hidroeléctrica en la isla del Hierro, y esquema del modelo Hydroeos.

2. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO

Para llevar a cabo la optimización del sistema se ha realizado en primer lugar un modelo numérico denominado “hidroeos”, empleando la herramienta Matlab-Simulink (ver esquema en la figura). Dicho modelo funciona resolviendo a escala diaria un conjunto de ecuaciones diferenciales y algebraicas, que se omiten por brevedad, y aplicando las siguientes reglas simples de operación:

- Los parques eólico y solar producen una cierta energía a lo largo del día, derivada de las horas de sol y el clima de viento.
- Si energía producida es superior a la demanda de la población, lo que sobra es empleado para turbinar agua al embalse elevado. Si el embalse está lleno o el superávit es superior al consumo de las bombas a plena carga, se genera un excedente de energía, que no es utilizado.
- Si energía producida es inferior a la demanda de la población, se empieza a turbinar agua para suplir la diferencia. Si el embalse está vacío, o bien la capacidad de las turbinas a plena carga no es suficiente, se contabiliza un déficit energético, que deberá satisfacerse con una fuente de energía de emergencia.

El modelo “hidroeos” simula, a partir de los parámetros introducidos, el funcionamiento del sistema a lo largo de un periodo de tiempo equiparable a su vida útil (25 años), y ofrece como principal resultado el déficit medio de energía [1, 2]. El segundo paso del procedimiento seguido consiste en plantear un modelo económico que permita estimar el coste total del sistema [3], como suma de cuatro elementos principales: el sistema hidráulico reversible (C_h), el parque eólico (C_e), el parque solar (C_s) y la fuente de energía de emergencia (λ), que es función, a través de “hidroeos”, de las potencia instaladas de los parques de renovables (W_s y W_e) y de tamaño del sistema hidroeléctrico, caracterizado por su volumen de almacenamiento (V):

$$C_t = C_h(V) + C_e(W_e) + C_s(W_s) + \lambda(V, W_e, W_s)$$

Para obtener esta función se han recopilado datos de la industria, preferentemente de plantas en funcionamiento o proyectadas, y se han adoptado varias hipótesis simplificadoras. La fuente de energía de emergencia tiene un coste fijo asociado al máximo déficit diario que hay que satisfacer, y un coste variable vinculado al precio de la energía primaria empleada.

Finalmente, el último paso del trabajo ha sido el de optimización, para obtener la combinación de parámetros que minimiza C_t , a partir de unos datos iniciales. Nótese que una de las variables que interviene en la función de optimización es el resultado de llevar a cabo la simulación del sistema durante su vida útil, y que depende de la naturaleza estocástica de las señales de entrada. Para la optimización se ha empleado la subrutina numérica *fminsearch* de Matlab.

3. RESULTADOS

Se ha obtenido la combinación óptima de las tres energías renovables consideradas, para distintas configuraciones de altura de salto, clima eólico, insolación, curva de demanda y curvas de costes, estas últimas reflejando posibles mejoras tecnológicas futuras. Una primera conclusión es que la configuración de menor coste tiende a polarizarse en planta eólico o solar, la primera siempre acompañada de la hidráulica reversible y la segunda sólo en algunas ocasiones; es poco común que se den configuraciones mixtas. Por otra parte, se ha obtenido que, a pesar de que la energía solar resulta en la actualidad cara, su predictibilidad la puede hacer competitiva a medio plazo, especialmente en lugares con altas tasas de insolación.

4. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Hydrosystems Engineering and Management. Larry Mays and Yeou-Koung Tung. McGraw-Hill, 1992.

[2] Optimizing Reservoir Resources. Charles ReVelle. John Wiley and Sons, 1999.

[3] Hydropower Economics, Finn R. Forsund. Springer, 2007.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece la ayuda prestada y los comentarios de las siguientes personas: *Jon Bengoechea, Elisa Borrego, Carlos Rodríguez, Maria Rùspoli y David Sanclement.*