

Contribución de una central reversible con bombeo a velocidad variable a la regulación frecuencia-potencia de un sistema aislado

José Ignacio Sarasúa-Moreno y
Juan Ignacio Pérez-Díaz
Universidad Politécnica de Madrid (España)

DOI: <http://dx.doi.org/10.6036/7605>

1. INTRODUCCIÓN

La variabilidad de fuentes de energía como el viento o el sol puede ser muy acusada, pudiendo registrarse descensos o incrementos de la potencia en parques eólicos o centrales solares de decenas de MW en pocos minutos [1]. La integración de dichas energías en los diferentes sistemas eléctricos nacionales exige un esfuerzo por parte de otras tecnologías de generación gestionables, como la hidráulica o los ciclos combinados, que contribuyen a mantener el equilibrio generación-demanda ante variaciones en la potencia eléctrica entregada al sistema [2].

Las centrales hidroeléctricas reversibles (CHR) contribuyen significativamente a la integración de energías renovables, consumiendo el exceso de energía en las horas valle, y utilizando la energía almacenada en las horas punta en las que el coste marginal de la generación térmica es en general mayor. Una de las principales limitaciones que presentan las CHR convencionales es su incapacidad para adaptar su consumo de potencia eléctrica cuando operan en modo bombeo. Los avances acaecidos en las últimas décadas en el campo de la electrónica de potencia han permitido el desarrollo comercial de convertidores de frecuencia de potencias similares a las de los grupos reversibles convencionales. Este avance tecnológico ha permitido la implantación de las denominadas CHR con velocidad variable [3]. Modificando la velocidad de giro del grupo es posible regular la potencia consumida en modo bombeo. Adicionalmente, la velocidad variable permite ampliar el rango de operación de la central en

modo turbinación. Embalses hidroeléctricos en los que el nivel presenta grandes variaciones estacionales que imposibilitan la operación de la central, encuentran en la velocidad variable una posible mejora en su producción anual. Así mismo, la velocidad variable permite a los grupos funcionar más cerca del punto de diseño lo que disminuye notablemente fenómenos como vibraciones mecánicas, cavitación o ruidos. También cabe añadir que, desde el punto de vista eléctrico, el convertidor de frecuencia contribuye a mejorar la estabilidad de la tensión y la frecuencia del sistema [4].

En líneas generales, se puede hablar de dos tipos de CHR:V: aquellas que están equipadas con máquinas síncronas (MSs), conectadas a la red a través de convertidores de *plena potencia*¹ (CPPs) y aquellas que están equipadas con máquinas asíncronas doblemente alimentadas (MADAs), cuyo rotor se conecta a la red a través de un convertidor con una potencia significativamente menor que la de la máqui-

na². Hasta hace pocos años el uso de las MADAs estaba mucho más extendido que el de las MSs, debido fundamentalmente a los límites económicos y técnicos que presentaban los CPPs para las potencias propias de los grupos de una CHR. Hoy en día estos problemas se han solventado parcialmente y existen grupos reversibles con CPPs de hasta 100 MVA [5]; en [6] se habla incluso de la posibilidad de alcanzar potencias de 500 MVA usando convertidores multinivel de tipo modular.

De acuerdo con las curvas teóricas de funcionamiento de turbinas reversibles, cabe afirmar que la velocidad de giro de la máquina hidráulica en modo bombeo, no está limitada únicamente por la capacidad del convertidor, sino también por la aparición de cavitación e inestabilidades dinámicas, Fig. 1. La cavitación suele estar relacionada con la escasez de sumergencia, por lo que puede suponer una limitación para saltos bajos. Los límites de estabilidad se alcanzan normalmente en condiciones de saltos mayores y por tanto caudales menores que el nominal. Normalmente el salto de diseño de las CHR no suele superar los 600 m por lo que los límites de estabilidad no se suelen alcanzar.

En este artículo se estudia, a partir de un modelo dinámico, cómo influyen en la capacidad de regulación frecuencia-potencia de una CHR con CPP los límites técnicos de la máquina hidráulica.

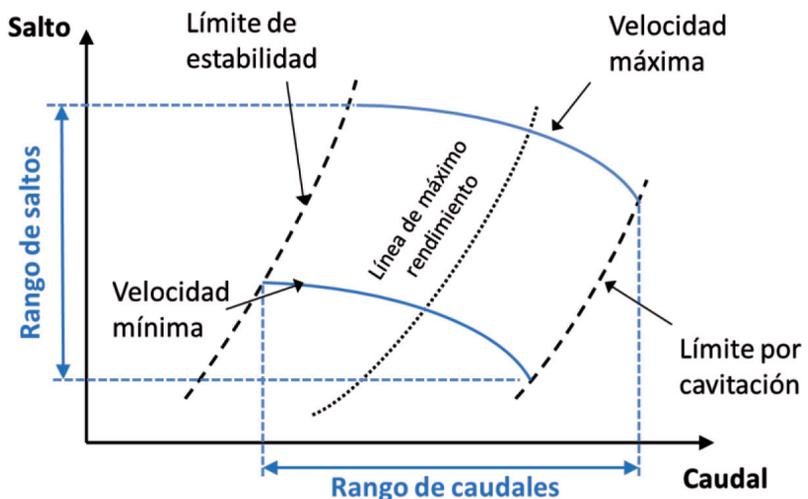


Fig. 1: Curvas esquemáticas de funcionamiento de una turbina reversible en modo bombeo

¹ De la misma potencia que la máquina síncrona.

² Del orden del 15 al 30 % [3].

La central objeto de estudio se encuentra en estos momentos en fase de proyecto y está prevista su instalación en una de las Islas Canarias. Las características del emplazamiento seleccionado (geología, orografía...) aconsejan una configuración con una tubería forzada de más de 5 km y un salto que ronda los 800 m. En [7] se planteó en la misma ubicación una solución basada en la operación en modo cortocircuito hidráulico.

2. MATERIAL Y MÉTODOS

2.1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ESTUDIADO

El sistema eléctrico objeto de estudio está compuesto de:

- Grupos térmicos: con distintas tecnologías que suman una potencia instalada de 950 MW.
- Central reversible de velocidad variable: CHRW en proyecto con una potencia total de 120 MW divididos en dos grupos de idéntica potencia. El esquema de conexión del grupo hidráulico a la red, a través del convertidor, es similar al presentado en [4].
- Consumo: correspondiente al uso doméstico e industrial. El pico diario de potencia normalmente ronda los 530 MW, mientras que el consumo valle no suele bajar de los 250 MW.
- Sistema de control automático de la generación: (*Automatic Generation*

Control, AGC) o regulador de zona, gestiona el servicio de regulación secundaria del sistema enviando la consigna de potencia a la CHRW y a los grupos térmicos.

2.2. DESCRIPCIÓN DE LA CHRW DISEÑADA

La CHRW objeto de estudio consta de dos embalses, superior e inferior, cuya diferencia de niveles medios es de 854 m, Fig. (3). Está previsto que la central esté equipada con dos turbinas Francis reversibles bietapa que permiten la regulación de potencia en modo generación mediante un doble distribuidor. Las turbinas reversibles están acopladas a sendas máquina síncronas, cuyo estátor se encuentra conectado a la red a través de un convertidor de frecuencia.

Los límites hidráulicos de la turbina reversible se han introducido en el modelo a partir de las curvas de operación de una máquina hidráulica semejante, que han sido convenientemente escaladas mediante semejanza hidráulica, Fig. (4). La semejanza hidráulica se ha realizado a partir de los siguientes invariantes hidráulicos: $N D/H^{0.5}$ y $Q/(D^2 H^{0.5})$.

Normalmente el rango de variación de velocidades de giro de la máquina hidráulica viene impuesto por los límites eléctricos del convertidor y suele ser del orden de $\pm 6\%$ respecto de la velocidad nominal. En este caso, tal como se aprecia en la Fig. (4), el límite de estabilidad afecta notablemente a la velocidad mínima que admite la máquina. El rango de velocidades es 980-1000 r.p.m. lo que a priori puede ser insuficiente. Esta circunstancia se

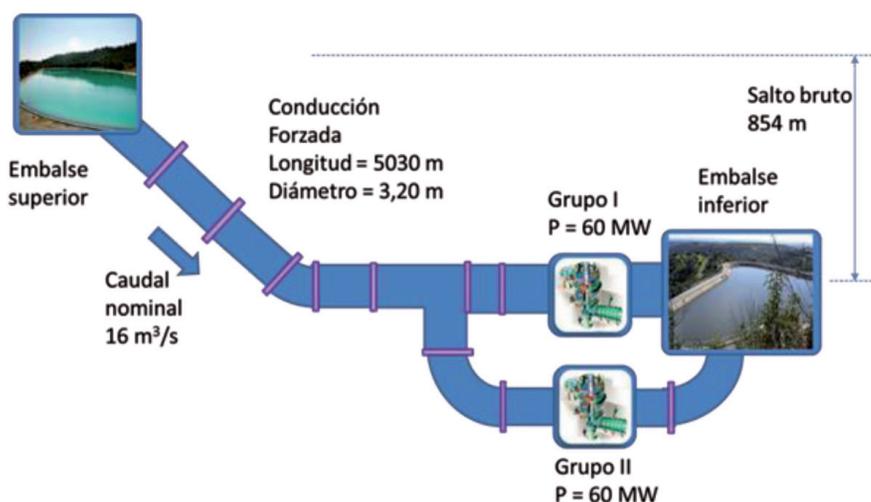


Fig. 3: Esquema de la CHRW propuesta

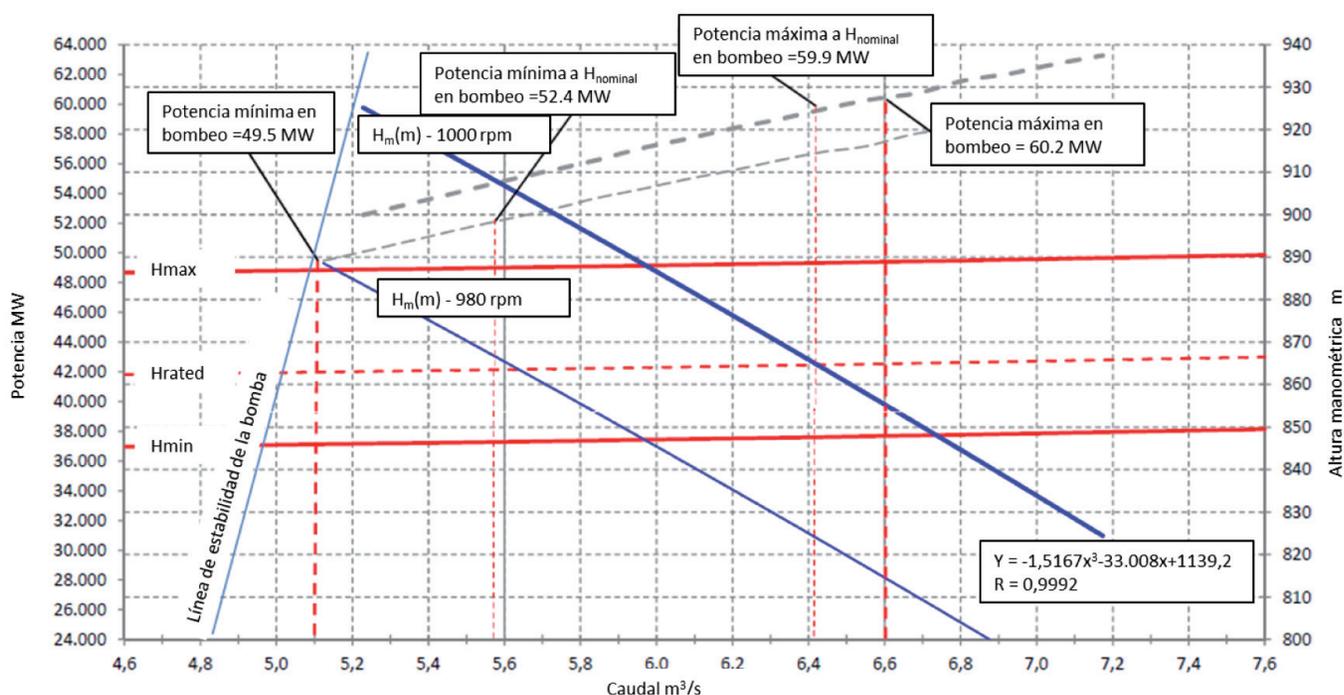


Fig. 4: Curva de funcionamiento de la máquina hidráulica propuesta para la central en modo bombeo

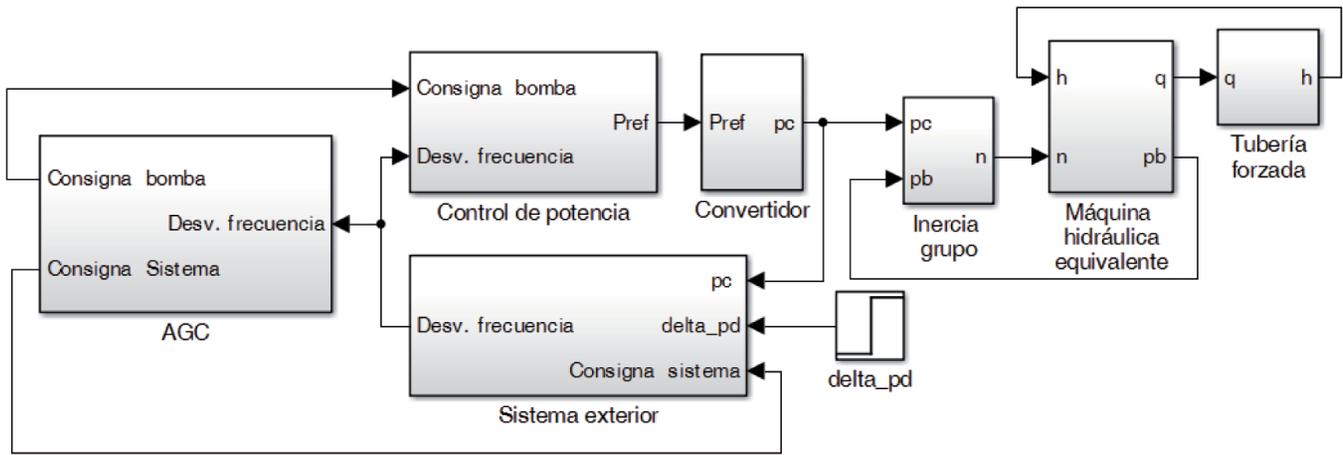


Fig. 5: Diagrama de bloques del modelo dinámico del sistema estudiado

debe fundamentalmente al elevado salto neto con que se diseña la central, superior a los 850 m, cuando normalmente en las CHRNV no suelen superarse los 600 m.

2.3. MODELO DINÁMICO DEL SISTEMA

Para elaborar el modelo dinámico del sistema descrito en el apartado anterior se ha empleado el programa informático MatLab/Simulink ampliamente usado en el contexto de la ingeniería hidroeléctrica. Dicho software permite reproducir la evolución temporal de las variables de un sistema dinámico tras un cambio en las variables de entrada del mismo. En la Fig. (5) se muestra el diagrama de bloques del sistema objeto de estudio; cada uno de los sub-bloques contiene un conjunto de ecuaciones dinámicas y/o estáticas que representan el comportamiento de los distintos componentes del sistema analizado. Dado que el interés del presente trabajo se centra en los límites de la turbina reversible cuando opera en modo bombeo, únicamente se plantea esta posibilidad en las simulaciones.

A continuación se explica brevemente la base teórica que se ha empleado para modelar cada componente.

Tubería forzada. Dada la longitud de la conducción que comunica el embalse superior y los grupos reversibles se ha optado por emplear la formulación planteada en [8] para la introducción de un modelo continuo y elástico de la tubería forzada. Las pérdidas de carga correspondientes al caudal nominal son de 16 m, mientras que la velocidad de la onda es de 1000 m/s.

Máquina hidráulica. A partir de los datos incluidos en la Fig. (4), se han estimado sendas expresiones polinómicas Eq. (1 y 2.) que permiten calcular la al-

tura manométrica h y el par mecánico c en función del caudal bombeado q y de la velocidad de giro n . En el modelo el par se multiplica por la velocidad de giro para calcular la potencia consumida p_b .

$$h = (1.2831 - 0.1981 \cdot q - 0.0926 \cdot q^2) n^2 \quad (1)$$

$$c = (0.0449 + 1.3613 \cdot q - 0.4121 \cdot q^2) n^2 \quad (2)$$

Dado que en las simulaciones se supone que los dos grupos operan en el mismo punto de operación, se ha considerado un grupo equivalente.

Inercia del grupo. El balance entre la potencia mecánica p_b y la potencia eléctrica p_c permite obtener la velocidad de giro del grupo, Eq. (3). La inercia del grupo equivalente se introduce en el modelo a partir del tiempo de lanzamiento T_m , que para la central estudiada se considera de 6 s.

$$\frac{dn}{dt} n T_m = p_c - p_b \quad (3)$$

Convertidor. Dado que la respuesta dinámica del convertidor es mucho más rápida (del orden de milisegundos) que la de los elementos hidráulicos del modelo, se ha optado por despreciar la dinámica del convertidor. En el bloque "Convertidor" se comprueban únicamente los límites eléctricos del convertidor.

Control de potencia. En este bloque se determina la consigna de potencia del convertidor. Dicha consigna está compuesta de dos términos. El primer término es resultado de procesar el desvío de frecuencia por un controlador proporcional-derivativo (PD) [9] y tiene como objetivo emular la inercia y la regulación primaria del grupo respondiendo a los desvíos de la frecuencia del sistema. El segundo término es la con-

signa de potencia que le envía el regulador de zona (Automatic Generation Control, AGC) (regulación secundaria). La combinación de ambas acciones da lugar a la potencia de referencia que debe consumir el grupo equivalente P_{ref} .

AGC (Regulador de zona). En este bloque se ha modelado el funcionamiento del regulador maestro del sistema eléctrico cuya misión es gestionar el servicio de regulación secundaria del sistema para eliminar los errores en régimen permanente en la frecuencia no corregidos por la regulación primaria y devolver así el sistema a la frecuencia nominal. A partir del desvío de frecuencia se generan las consignas de variación de potencia de los grupos que participan en la regulación secundaria, en este caso la central reversible (*Consigna bomba*) y los grupos térmicos, cuya consigna se ha calculado de forma agregada (*Consigna sistema*). El reparto del esfuerzo de regulación entre la central y los grupos térmicos se determina a partir de unos coeficientes de reparto, calculados a partir de sus potencias regulantes.

Sistema exterior. En este sub-bloque, Fig. (6), se determinan las desviaciones de frecuencia del sistema exterior, a partir de un balance entre la generación y la demanda. Para determinar las desviaciones de frecuencia del sistema se ha utilizado un equivalente inercial de nudo único. Las variaciones de potencia de los grupos térmicos debidas a su participación en la regulación secundaria se han modelado de acuerdo con [10].

En el diagrama de bloques anterior, M es el tiempo de lanzamiento equivalente del sistema exterior, D_{net} es la sensibilidad de la demanda a la variación de la frecuencia y R es el estatismo equivalente del sistema exterior (grupos térmicos).

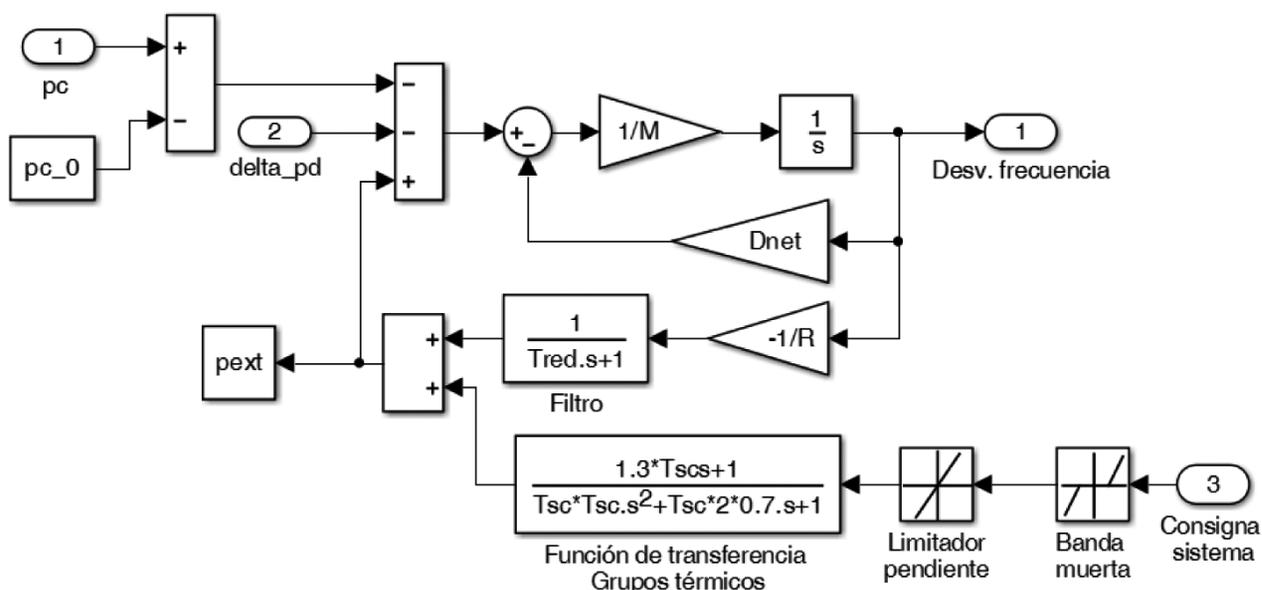


Fig. 6: Diagrama de bloques del sistema exterior equivalente

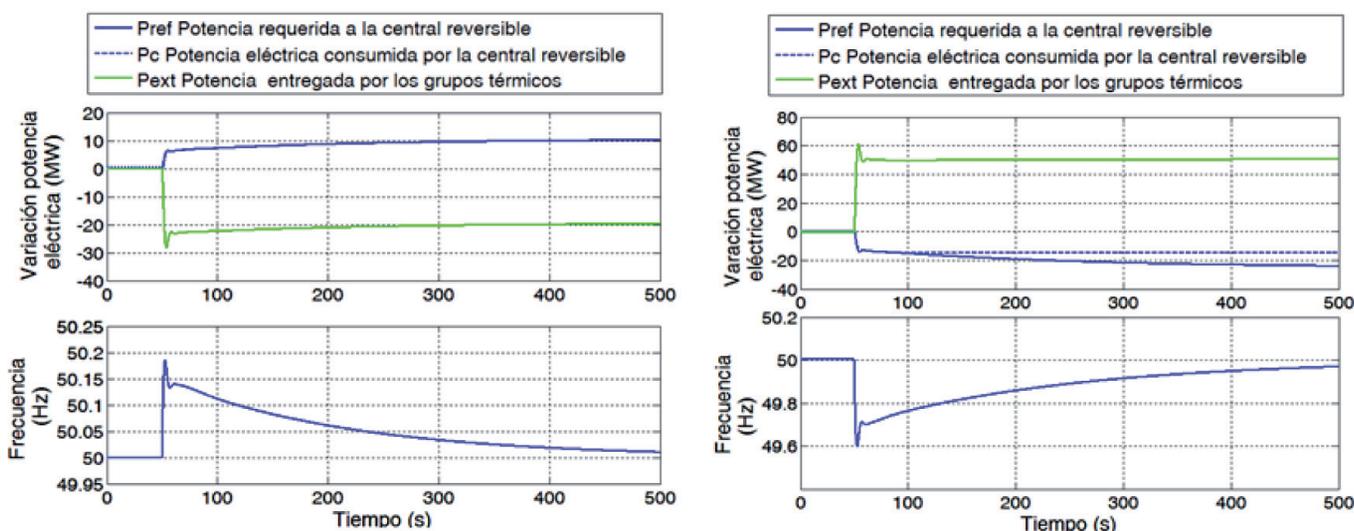


Fig. 7: Variaciones de la potencia entregada a la red por los grupos térmicos y de las potencias requerida y entregada a la red por la central reversible, y frecuencia de la red durante la Simulación 1 (izquierda) y la Simulación 2 (derecha)

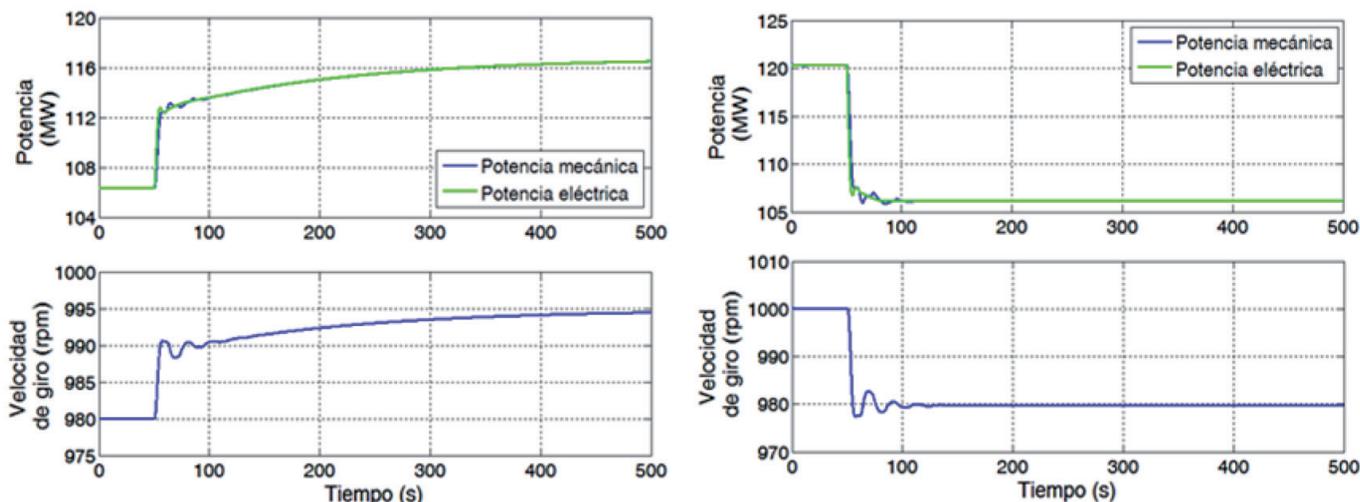


Fig. 8: Potencia eléctrica y mecánica consumida por la central reversible y velocidad de giro de los grupos durante la Simulación 1 (izquierda) y la Simulación 2 (derecha)

cos). Estos parámetros y otros relativos al funcionamiento de la regulación primaria y secundaria de los grupos térmicos, se han calibrado a partir de registros reales tomados durante el disparo de uno de los grupos térmicos.

3. RESULTADOS

Para comprobar la capacidad de regulación de la CHRWW cuando opera en modo bombeo se realizan dos simulaciones que se consideran representativas. Las simulaciones pretenden reflejar situaciones de funcionamiento en las que la central debe participar en la regulación primaria y secundaria con objeto de devolver el sistema a su frecuencia nominal de funcionamiento.

Los eventos considerados en estas simulaciones se corresponden con algunas de las contingencias analizadas por el operador del sistema (REE) en los análisis de seguridad del sistema y constituyen,

por su magnitud, situaciones pésimas en el funcionamiento del sistema:

- **Simulación 1.** Máximo deslastre permitido en el sistema por REE (30 MW), con la central bombeando con los grupos al mínimo de su capacidad.
- **Simulación 2.** Disparo del grupo término de mayor potencia (65 MW), con la central bombeando con los grupos al máximo de su capacidad.

En ambas simulaciones, se ha supuesto que la potencia térmica conectada, y por tanto el consumo en el sistema, presenta un valor cercano al máximo (500 MW).

Las simulaciones tienen una duración de 500 s. para que se aprecien tanto la regulación primaria, que ocupa varios segundos, como la secundaria que dura del orden de minutos. Los eventos analizados se programan para que tengan lugar en el

segundo 50 de la simulación. Los resultados de las simulaciones se muestran en las Fig. (7, 8, 9 y 10).

4. DISCUSIÓN

De las simulaciones realizadas puede extraerse que la CHRWW ve restringida su capacidad de regulación a causa de los límites de operación de la turbina reversible cuando opera en modo consumo, debido a que se compromete su estabilidad hidráulica. Cuando los grupos (o el grupo equivalente) giran a velocidad mínima (980 r.p.m.) tienen suficiente margen para responder a las exigencias requeridas tanto por la regulación primaria como por el AGC (regulación secundaria), Fig. (7 izqda.), tras el deslastre. En cambio cuando la central bombea en su punto de máxima potencia y se registra el disparo de un grupo térmico la CHRWW no responde adecuadamente, Fig. (7 derecha). En este caso la aportación de

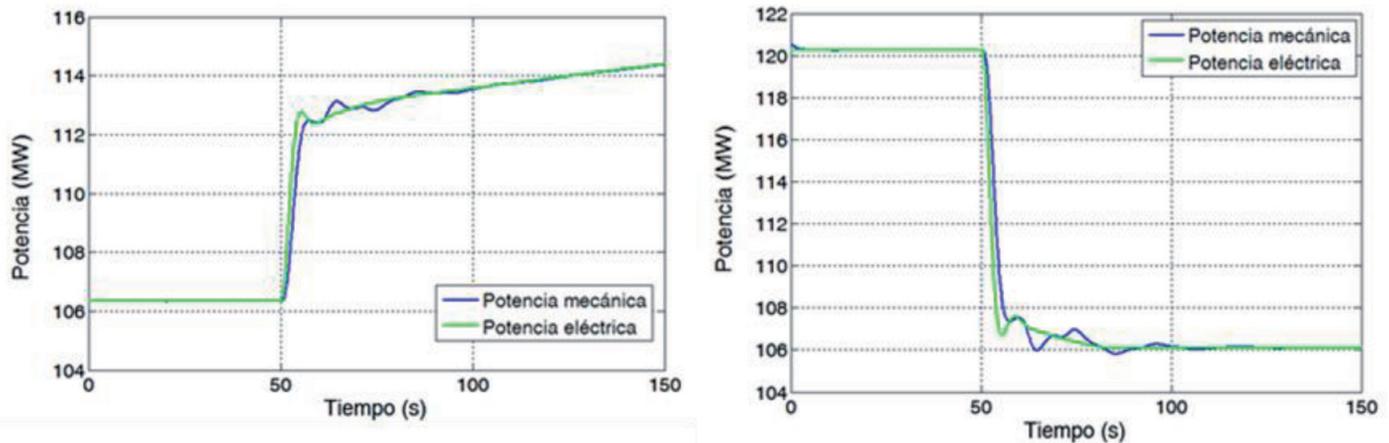


Fig. 9: Potencia eléctrica y mecánica consumida por la central reversible durante los primeros 100 s tras la perturbación en la Simulación 1 (izquierda) y la Simulación 2 (derecha)

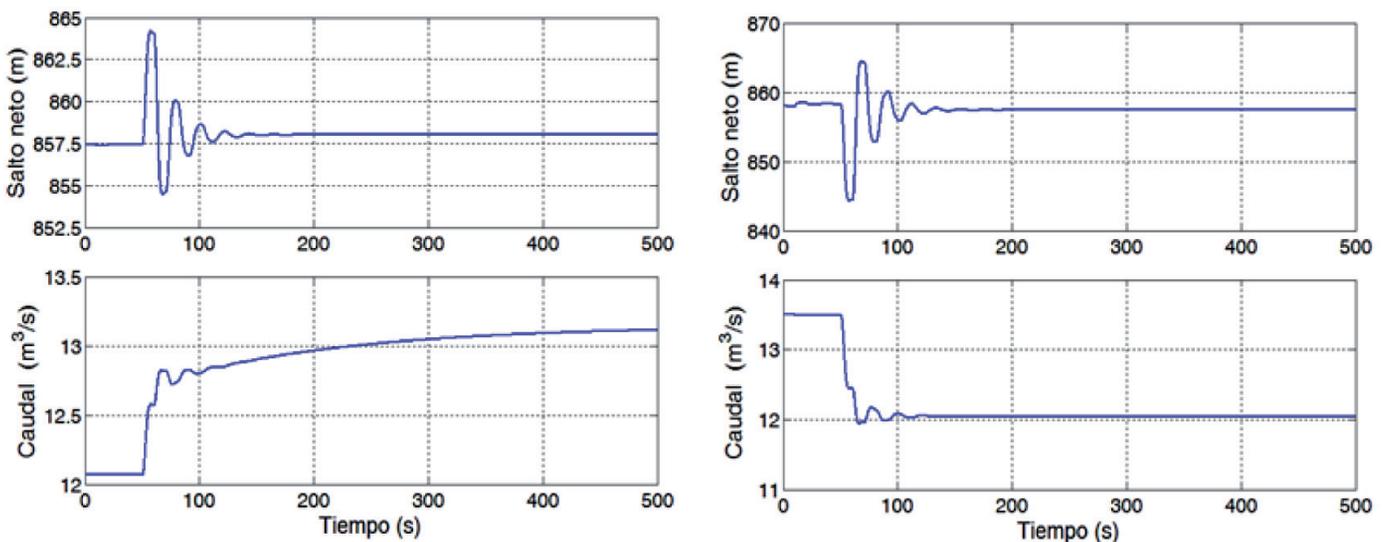


Fig. 10: Salto a la salida de los grupos reversibles y caudal bombeado durante la Simulación 1 (izquierda) y la Simulación 2 (derecha)

la CHRW a la regulación secundaria se "satura" poco tiempo después de que la regulación primaria se haya hecho efectiva; de hecho, en términos de potencia, la mayor parte de la contribución de la central a la regulación frecuencia-potencia se hace efectiva durante la regulación primaria, quedando tras la actuación de ésta, apenas 2 MW de banda de regulación secundaria. Como se aprecia en la Fig. (7 dcha.), el AGC le exige a la central reducir la potencia consumida más de 20 MW mientras que la central sólo puede llegar a disminuir 14 MW, que sería su máxima banda de regulación a subir (reducción de potencia consumida).

En las Fig. (8 y 9) se aprecia que la máquina hidráulica "tarda" unos segundos en adaptar su potencia mecánica a la potencia eléctrica consumida por el convertidor cuya respuesta es prácticamente instantánea. La diferencia entre los pares, mecánico y eléctrico, que se produce en el eje origina cambios en la velocidad de los grupos.

La variación de la velocidad de los grupos reversibles se traduce en un cambio brusco del caudal bombeado y por tanto en el salto a la salida de los grupos (o del grupo equivalente), Fig. (10). Este cambio en la presión se transmite a través de la tubería hacia el embalse superior (golpe de ariete). El resultado es una oscilación en la presión cuyo período T depende de la longitud de la tubería ($L = 5030$ m) y de la celeridad de la onda ($c = 1000$ m/s), siendo $T = 4L/c = 20.12$ s. Este período se observa en la presión, caudal y velocidad en ambas simulaciones. Es interesante observar que estas oscilaciones, de origen hidráulico, no se transmiten a la potencia eléctrica y al sistema exterior. De esta forma, el convertidor actúa como un "cortafuegos" que aísla dinámicamente el sistema exterior del golpe de ariete de la tubería forzada. Esta ventaja que ofrece la velocidad variable favorece a la estabilidad de la red.

5. CONCLUSIONES

En el presente trabajo se ha presentado un modelo de *Central Hidroeléctrica Reversible* con velocidad variable con convertidor pleno conectada a un sistema aislado junto con varios grupos térmicos, y que opera en modo bombeo. El modelo dinámico incluye la formulación del AGC de zona, de modo que permite simular la regulación primaria y secundaria que realizan tanto los grupos térmicos como la central reversible variando la velocidad de giro de sus grupos.

La central, que se encuentra en fase de diseño presenta un salto bruto superior a los 850 m lo que limita notablemente el rango de variación de la velocidad de giro de los grupos debido a que se ve comprometida la estabilidad hidráulica de los mismos. En centrales con un salto mediano (600 - 400 m) el convertidor limita el rango de velocidades en el entorno de un $\pm 6\%$ debido a límites eléctricos, mientras que en este caso únicamente se puede variar la velocidad e un $\pm 1\%$.

Se han simulado dos sucesos para comprobar la capacidad de regulación de la central: el máximo deslastre permitido por REE en el sistema objeto de estudio y el disparo del mayor de los grupos térmicos. En el segundo caso la central no es capaz de responder a los requerimientos del AGC. La regulación secundaria se "satura" poco tiempo después de que la regulación primaria se haya hecho efectiva; de hecho, en términos de potencia, la mayor parte de la contribución de la central a la regulación frecuencia-potencia se hace efectiva durante la regulación primaria.

Por otro lado el empleo de la velocidad variable mediante un convertidor pleno permite aislar a la red de los transitorios hidráulicos que tienen lugar en la central, lo cual es muy ventajoso dada la longitud de la misma.

PARA SABER MÁS

- [1] Nicolet C., Beguin A., Kawkabani B. et al. "Variable Speed and Ternary Units to Mitigate Wind and Solar Intermittent Production". En actas de *Hydrovision Conference 2014*, (Nashville, TN, USA Julio 22-25, 2014). Sesión: Session 4H: Hydropower Systems and Flexibility
- [2] Ardizzon G., Cavazzini G. y Pavesi G. "A new generation of small hydro and pumped-hydro power plants: advances and future challenges". *Renew Sustain Energy Rev.* Vol 31 (2014), p. 746-761. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.12.043>
- [3] Gish W.B., Schurz J. R., Milano B. et al. "An adjustable speed synchronous machine for hydroelectric power applications". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems.* Vol. 5 (1981) p. 2171-2176. DOI: <http://dx.doi.org/10.1109/TPAS.1981.316767>
- [4] Erlich I. y Bachmann, U. "Dynamic Behavior of Variable Speed Pump Storage Units in the German Electric Power System". En las actas de *15th Triennial World Congress of the International Federation of Automatic Control.* Barcelona, España en Julio de 2002 p. 21-26.
- [5] Schlunegger H., y Thöni, A. "100 MW Full-Size Converter in the Grimsel 2 Pumped Storage Plant". En las actas de *Hydro 2013.* Innsbruck, Austria en Octubre de 2013.
- [6] Steimer P. K., Senturk O., Aubert S. et al. (2014, September). "Converter-fed synchronous

machine for pumped hydro storage plants". En las actas de *2014 IEEE Conversion Congress and Exposition (ECCE).* Pittsburgh, EEUU en septiembre de 2014. p. 4561-4567. DOI: <http://dx.doi.org/10.1109/ECCE.2014.6954025>.

- [7] Pérez-Díaz J. I., Sarasúa J. I. y Wilhelmi J. R., "Contribution of a hydraulic short-circuit pumped-storage power plant to the load-frequency regulation of an isolated power system". *International Journal of Electrical Power & Energy Systems.* Vol 62 (2014) p.199-211. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.04.042>
- [8] IEEE WG (IEEE Working Group on prime mover and energy supply models for system dynamic studies). "Hydraulic turbine and turbine control models for system dynamic studies". *IEEE Transactions on Power Systems.* Vol. 7 (1992) p. 167-179. DOI: <http://dx.doi.org/10.1109/59.141700>
- [9] Suul J. A., Uhlen K. y Undeland, T. (2008, November). "Wind power integration in isolated grids enabled by variable speed pumped storage hydropower plant". En las actas de *IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies, 2008. ICSET 2008.* Singapur, Noviembre de 2008. p. 399-404. DOI: <http://dx.doi.org/10.1109/ICSET.2008.4747040>
- [10] Egido I., Fernández-Bernal F., Rouco L. et al. "Modeling of thermal generating units for automatic generation control purposes". *IEEE Transactions on Control Systems Technology.* Vol. 12(1) (2004) p. 205-210. DOI: <http://dx.doi.org/10.1109/TCST.2003.821959>

AGRADECIMIENTOS

El presente estudio se ha desarrollado en el marco de un convenio de investigación entre Endesa y la Universidad Politécnica de Madrid y del proyecto "Explotación y control de centrales hidroeléctricas reversibles", perteneciente al Plan Nacional I+D+i 2008-2012 (Ref. ENE2012-32207). Los autores agradecen al grupo de trabajo de ENDESA su inestimable ayuda en el desarrollo del estudio presentado en este artículo.