



I CONGRESO CHILENO DE INGENIERÍA AMBIENTAL EN SISTEMAS ACUÁTICOS, CChIASA

OPERACIÓN ÓPTIMA DE LARGO PLAZO DE EMBALSES PARA RIEGO Y GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA COMO PARTE DE UN SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO

Paola Rojas¹
Marcelo Olivares²

RESUMEN EXTENDIDO

La operación óptima de embalses se ha estudiado ampliamente en la literatura Labadie (2004). En general, cuando se tienen embalses multipropósito, se considera el riego como una entrega estática (Labadie (2004); Tilmant & Kelman (2007); Oven-Thompson (1982)). Recientemente se ha considerado una entrega dinámica de agua para riego, donde se maximizan los beneficios obtenidos por este uso, además de los obtenidos por la generación de energía (Goor et al. (2010); Tilmant et al (2008); Tilmant et al (2009); Tilmant & Goor (2010); González et al (2016)). En Chile, el operador independiente del sistema (ISO) despacha las centrales de modo que se minimice el costo de operación del sistema, lo que se conoce como orden de mérito, con el objetivo de satisfacer una demanda energética.

Los objetivos de esta investigación son: encontrar una política de operación óptima de largo plazo para un sistema eléctrico hidrotérmico que contenga embalses multipropósitos en cuencas hidrológicamente independientes. Analizar el efecto sistémico de cooptimizar un sistema hidrotérmico y uno de riego, es decir, determinar los beneficios o pérdidas económicas que esto signifique para ambos sectores, observar la variación de los niveles de embalse y determinar la variación del valor del agua.

Se crea un modelo de optimización dinámico estocástico para encontrar la política de operación del sistema presentado en la Figura 1. Este se resuelve utilizando programación dinámica estocástica dual (SDDP por sus siglas en inglés), en Python con el solver Gurobi. En la ecuación (1) se representa el modelo estocástico recursivo, donde f_t representa el valor presente del sistema dado un estado S_t en la etapa t , β representa un factor de descuento, y $F_{t+1}(S_{t+1})$ el valor de costo futuro esperado de la siguiente etapa.

$$F_t(S_t) = \min \mathbb{E}[f_t(S_t) + \beta F_{t+1}(S_{t+1})] \quad (1)$$

En el modelo estudiado la función de costo presente de cada etapa queda representada por la ecuación (2), donde $CG_{g,t}(\cdot)$ corresponde a la función de costo de generación de cada central g dada la generación $PG_{g,t}$, $CR_{g,t}(\cdot)$ a la función de costo de riego en la cuenca

¹Departamento Ingeniería Civil, Universidad de Chile, paorojas@ing.uchile.cl

²Departamento Ingeniería Civil, Universidad de Chile, maroliva@ing.uchile.cl



representada por la central g dado el caudal destinado a riego $Qr_{g,t}$, α es peso de cada función en la optimización.

$$f_t(S_t) = \sum_g (\alpha C G_{g,t}(P_{G_{g,t}}) + (1 - \alpha) C R_{g,t}(Qr_{g,t})) \quad (2)$$

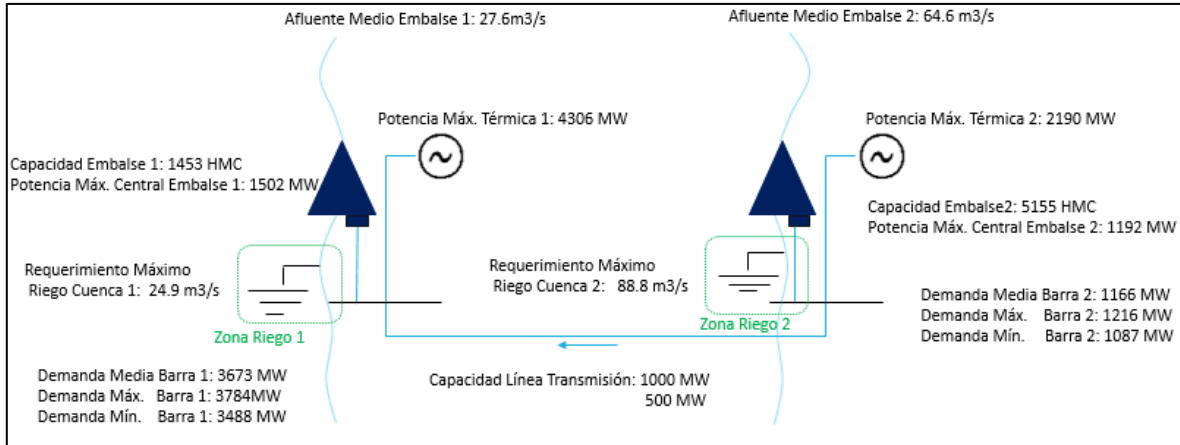


Figura 1: Sistema de estudio. Representa una reducción del Sistema Interconectado Central (SIC) de Chile. Consiste en un sistema hidrotérmico con dos puntos de demanda (Barra 1, Barra 2). En cada barra existe una central de embalse (Embalse 1, Embalse 2) y una central térmica. Además a cada embalse está asociada una zona de riego (Zona Riego 1, Zona Riego 2). Las barras están conectadas por una línea de transmisión, la cual varía su capacidad según el caso de estudio.

Los resultados obtenidos en la modelación multiobjetivo se comparan con dos casos: modelo eléctrico, en el cual se minimizan solamente los costos de generación térmica; modelo de riego fijo, donde se agrega una restricción de requerimiento de riego. En la Figura 2 se encuentran los costos totales estimados de las simulaciones de los distintos modelos, ponderados por los valores obtenidos del modelo eléctrico, para distintas configuraciones del sistema. En ambos casos se observa que con respecto al modelo eléctrico, se obtiene un ahorro considerable de los costos de riego si el peso de los costos de generación en la función objetivo es pequeño. Con respecto a los costos de generación, las variaciones no son significativas. Para valores de α grandes (>0.5) se obtiene un ahorro leve en costos de generación, mientras que para un α menor (<0.5) se tiene un aumento en los costos. Cuando la capacidad de transmisión es 1000[MW] (Figura 2A) el ahorro en costos de riego puede llegar hasta un 60%, pero cuando la transmisión es menor (Figura 2B) el ahorro llega sólo hasta un 40%.

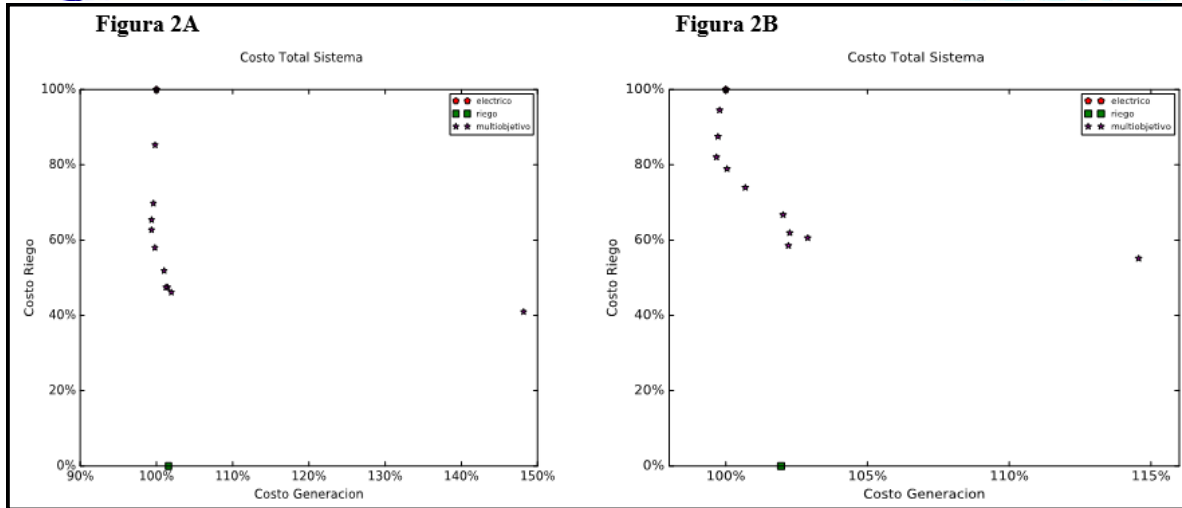


Figura 2: Frontera de Pareto: comparación de costos totales estimados para modelo eléctrico, de riego fijo y multiobjetivo. Porcentajes con respecto a resultados de modelo eléctrico. **A)** Representa los resultados considerando el sistema con una capacidad de transmisión de 1000[MW]. **B)** Representa los resultados considerando el sistema con una capacidad de transmisión de 500 [MW].

En la Figura 3 se representan la operación de cada embalse, como porcentaje de su capacidad, para las dos configuraciones del sistema mencionadas. En general, para los 3 modelos estudiados se observa que la operación del embalse 1 es menor a la del embalse 2. Esto se debe a que la demanda de la barra asociada al embalse 1 tiene una mayor demanda, y los costos de generación térmica en esta barra son mayores. Cuando la transmisión es menor, el volumen del embalse 2 aumenta levemente, mientras que el del embalse 1 disminuye. Esto se debe a que la energía generada por el embalse 2 se transmite a la barra 1 para poder satisfacer su demanda, por lo que si la transmisión es menor, se genera más energía con el embalse 1. Para ambas configuraciones, la operación del embalse 2 obtenida del modelo multiobjetivo, se encuentra entre las operaciones del modelo eléctrico y de riego fijo. Por otro lado, en el embalse 1 la operación del modelo multiobjetivo se encuentra generalmente sobre a la del modelo eléctrico, pero dependiendo del valor de α , la operación puede estar por sobre o por debajo de la del modelo de riego fijo.

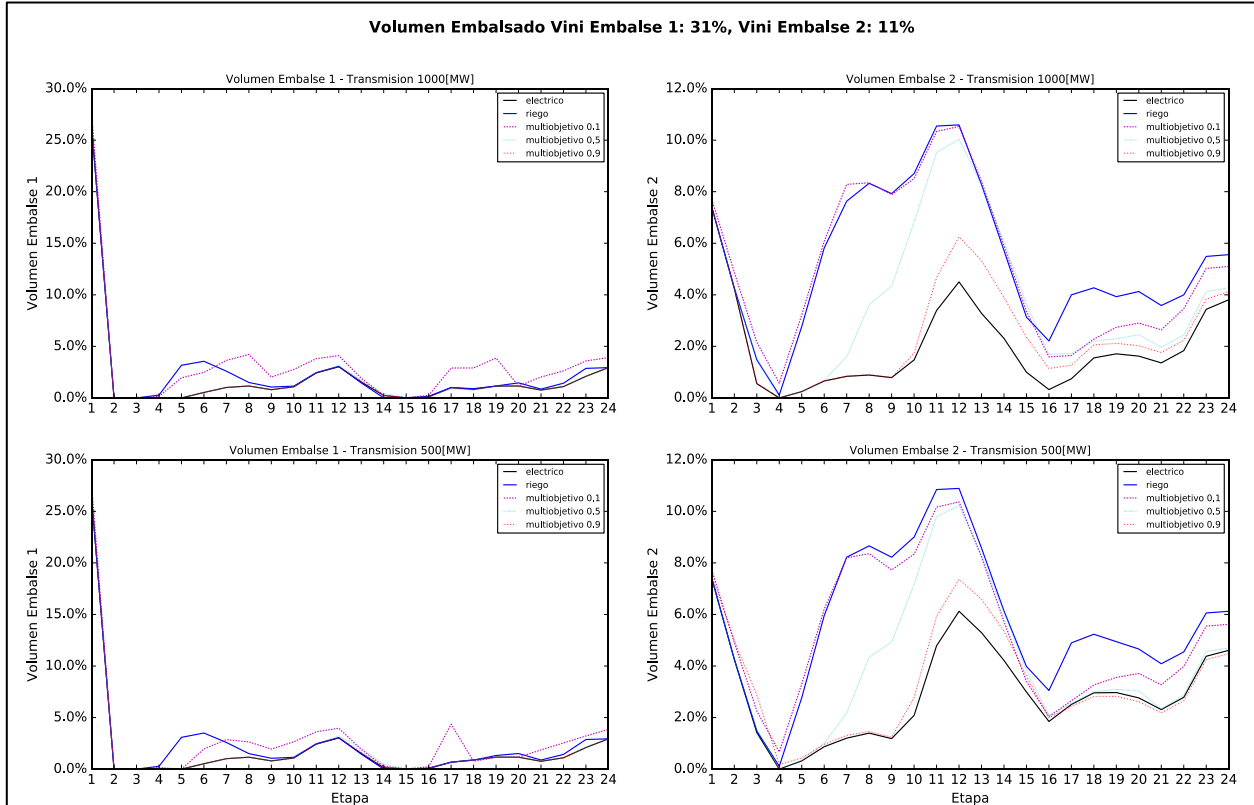


Figura 3: Volúmenes de embalse como porcentaje de su capacidad para distintas capacidades de transmisión del sistema. En cada figura se comparan las operaciones obtenidas para el modelo eléctrico, de riego fijo, y multiobjetivo con distintos pesos.

Referencias

- De Matos, V. L., Philpott, A. B., & Finardi, E. C. (2015). Improving the performance of stochastic dual dynamic programming. *Journal of Computational and Applied Mathematics*, 290, 196-208.
- González, J., Olivares, M., Medellín-Azuara, J., Moreno, R., Márquez, G. (2016). Multi-Purpose Reservoir Operation: A Tradeoff Analysis Between Hydropower Generation and Irrigated Agriculture Using Hydro-Economic Models
- Goor, Q., Halleux, C., Mohamed, Y., & Tilmant, A. (2010). Optimal operation of a multipurpose multireservoir system in the Eastern Nile River Basin. *Hydrology and Earth System Sciences*, 14(10), 1895-1908.
- Goor, Q., Kelman, R., & Tilmant, A. (2010). Optimal multipurpose-multireservoir operation model with variable productivity of hydropower plants. *Journal of Water Resources Planning and Management*, 137(3), 258-267.
- Hart, W. E., Watson, J. P., & Woodruff, D. L. (2011). Pyomo: modeling and solving mathematical programs in Python. *Mathematical Programming Computation*, 3(3), 219-260.
- Hart, William E., Carl Laird, Jean-Paul Watson, and David L. Woodruff. *Pyomo – Optimization Modeling in Python*. Vol. 67. Springer, 2012.



- Labadie, J. W. (2004). Optimal operation of multireservoir systems: state-of-the-art review. *Journal of water resources planning and management*, 130(2), 93-111.
- Medellín-Azuara, J. (2006). Economic-engineering analysis of water management for restoring the Colorado River Delta (Doctoral dissertation, UNIVERSITY OF CALIFORNIA DAVIS).
- Oven- Thompson, K., Alercon, L., & Marks, D. H. (1982). Agricultural vs. hydropower tradeoffs in the operation of the High Aswan Dam. *Water Resources Research*, 18(6), 1605-1613.
- Pereira, M. V. F. (1989). Optimal stochastic operations scheduling of large hydroelectric systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 11(3), 161-169.
- Pereira, M. V., & Pinto, L. M. (1991). Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning. *Mathematical Programming*, 52(1-3), 359-375.
- Tilmant, A., Van der Zaag, P., & Fortemps, P. (2006). Modeling and analysis of collective management of water resources. *Hydrology and Earth System Sciences Discussions*, 3(5), 2707-2733.
- Tilmant, A., & Kelman, R. (2007). A stochastic approach to analyze trade-offs and risks associated with large-scale water resources systems. *Water resources research*, 43(6).
- Tilmant, A., Pinte, D., & Goor, Q. (2008). Assessing marginal water values in multipurpose multireservoir systems via stochastic programming. *Water Resources Research*, 44(12).
- Tilmant, A., Goor, Q., & Pinte, D. (2009). Agricultural-to-hydropower water transfers: sharing water and benefits in hydropower-irrigation systems. *Hydrology and Earth System Sciences*, 13(7), 1091-1101.
- Tilmant, A., & Goor, Q. (2010). *Dynamic Management of Hydropower-Irrigation Systems*. In *Handbook of Power Systems I* (pp. 57-75). Springer Berlin Heidelberg.
- Watson, J. P., Woodruff, D. L., & Hart, W. E. (2012). PySP: modeling and solving stochastic programs in Python. *Mathematical Programming Computation*, 4(2), 109-149.