

## MODELACION DE LA OPERACION DE UN SISTEMA HIDROELECTRICO CASO DEL EMBALSE ARENAL, COSTA RICA

Jorge Goitia y Hernán Solís

**Summary:** The irregularity of the precipitation regime in Central America leads to contrasting situations of water surpluses and droughts. This problem can be solved by storing part of runoff in reservoirs during the wet periods, in order to alleviate the deficit, during the droughts, for water supply, irrigation and energy production. Reservoir operations are based on empirical decisions. The recent availability of computer programs, however, allow reservoir operations to be conducted in a timely and efficient manner. Unfortunately in Central America those programs have not been widely adopted, in spite of huge monetary investments in reservoirs. CATIE has introduced reservoir modeling to the region, using HEC-5, in the Arenal hydroelectric project. The results of these modeling efforts indicate that reservoir operations have been both over and under utilized, leading to situations of scarcity and/or inefficient usage of water resources. Finally, an operative program is proposed in order to recuperate maximum reservoir levels, and to establish criteria for optimal hydroelectric energy generation.

### Introducción

Uno de los problemas fundamentales en la planificación, diseño y operación de los recursos hídricos se refiere a la acumulación del recurso, durante las épocas lluviosas, para cubrir las necesidades, durante las épocas de sequía. Esta estrategia es particularmente necesaria en la mayor parte de la vertiente Pacífica de Centro América. Uno de los medios más comunes y eficientes de lograr el objetivo mencionado consiste en la construcción de grandes represas. Lamentablemente el diseño y operación de estos proyectos, han sido realizados con herramientas empíricas y simplificadas.

El modelo HEC-5, del Cuerpo de Ingenieros del Ejército de los Estados Unidos, es el más usado del mundo, para la simulación de embalses. Lamentablemente, América Central no se había beneficiado de estos avances tecnológicos. En el CATIE, sin embargo, se ha iniciado la modelación de embalses, con estudios en El Cajón en Honduras y Arenal en Costa Rica. En este artículo se presentan los resultados de la aplicación de la modelación de la operación del embalse Arenal. Esta investigación se realizó con la valiosa colaboración de la Dirección de Hidrología del ICE, que proporcionó los datos necesarios.

La operación de los embalses se realiza en función del balance hídrico y la determinación de la producción firme. La producción firme se refiere al caudal máximo que se puede extraer de un embalse inicialmente lleno, de modo que éste alcance, durante la época más severa de sequía del período de análisis, el nivel mínimo sólo una vez. Si la producción es mayor o menor que la firme, se produce déficit o desperdicio energéticos respectivamente.

### Materiales y métodos

La cuenca del embalse Arenal se encuentra localizada en el sector Atlántico de las provincias de Guanacaste y Alajuela. La cuenca tiene un área de 493 km<sup>2</sup> y el embalse tiene un área máxima de unos 88 km<sup>2</sup>. El sistema hidroeléctrico en serie, compuesto por los proyectos Arenal, Corobicí y Sandillal, presenta un posterior aprovechamiento en irrigación.

El modelo matemático determinístico HEC-5 permite un análisis multiuso, incluyendo abastecimiento de agua, irrigación, hidroenergía y control de inundaciones. La ecuación de continuidad de masa constituye la base conceptual de este modelo dinámico.

$$S_i = S_{i-1} + I_i + P_i - E_i - A_i - V_i ; i = 1, 2, \dots, t$$

Donde  $S_i$  = Volumen del embalse en el mes  $i$

$S_{i-1}$  = Volumen del embalse en el mes  $i-1$

$I_i$  = Volumen de escurrimiento en el mes  $i$

$P_i$  = Volumen de precipitación en el mes  $i$

$E_i$  = Volumen evaporado en el mes  $i$

$A_i$  = Volumen aprovechado en el mes  $i$

$V_i$  = Volumen vertido en el mes  $i$

$t$  = número de meses del registro histórico de caudales

Para proyectos hidroeléctricos los datos de entrada del modelo son:

-Variables energéticas: nivel máximo y mínimo del embalse, demanda mensual de energía y eficiencia de las turbinas.

- Variables físicas del sistema: curvas de volumen y área contra altura del embalse, longitud y diámetro de tuberías, nivel de desfogue de la turbina, secuencia de los embalses.

- Variables hidrometeorológicas: caudales de entrada, precipitación y evaporación unitarias.

Los datos de salida son muy diversos, siendo los más útiles:

- Variables energéticas: energía requerida, generada, déficit.

- Variables físicas del sistema: criterio de operación, volumen del embalse, elevación de la superficie del agua.

- Variables hidrometeorológicas: Caudales de salida, caudales vertidos, volumen de evaporación neta.

El periodo de modelación se extiende desde mayo de 1982 a junio de 1995. Inicialmente se analiza la operación histórica del embalse en comparación con el rendimiento firme. A continuación se establece el escenario óptimo, para la recuperación del nivel máximo del embalse, en función de diferentes niveles de reducción de la producción, para producir el ahorro necesario de agua para elevar los niveles del embalse. Finalmente, se establece los criterios adecuados para la operación futura del sistema basada en la producción firme.

## Resultados

Modelación de la operación histórica del embalse. La producción real mensual media de la planta Arenal fue de 52651 MWH y la producción firme es de 53400 MWH (Fig 1). Para efectos de calibración del modelo se simuló la operación histórica, partiendo de los niveles reales máximo y mínimo alcanzados por el embalse, obteniéndose una producción de 52350 MWH. Si se considera el sistema Arenal-Corobici, ya que el proyecto Sandillal empezó en enero de 1993 con el 100 % de su capacidad, se registró una producción de 113119 MWH, siendo el rendimiento firme de 126240 MWH.

Recuperación del nivel máximo del embalse. Para recuperar este nivel, es necesario reducir la generación. La condición óptima se logra para un periodo de 42 meses, de junio de 1995 a noviembre de 1998, de modo que el embalse quede lleno al final de la época lluviosa, y se pueda iniciar un proceso de operación de acuerdo a criterios de energía firme (Fig 2). La generación media mensual recomendada es de 38704 MWH en la planta Arenal.

## **Discusión y Conclusiones**

La modelación para calibración del modelo ofrece una diferencia entre la generación real y la modelada de menos del 0.6 %, lo cual es satisfactorio. La planta Arenal presenta un valor medio de producción real muy semejante al rendimiento firme, con una diferencia del 1.4 %. Sin embargo, se detecta subutilización en los primeros 8 años. En los siguientes 5 años se observa sobreproducción, lo cual condujo a una gran reducción de los niveles del embalse. Si se considera el sistema, la diferencia es más importante, alcanzando un 10 %, lo cual es atribuible a la subutilización del embalse.

Recuperar el nivel máximo del embalse, para iniciar la operación óptima basada en la energía firme, implica reducir la generación en un 26 %, durante un periodo de 42 meses, la cual debe ser compensada con generación térmica. Un aspecto sobresaliente es que el embalse no ha sido operado hasta su nivel mínimo. Esta política conservadora ha subutilizado unos 500 Hm<sup>3</sup>. El ICE podría llevar el embalse a su nivel mínimo o rediseñar su plan de operación, subiendo el nivel mínimo, lo que reduciría la energía firme.

En esta modelación no se considera la sedimentación. Si no se da la necesaria protección a la cuenca, estos resultados pasarían a la categoría de irrealmente optimistas.

## **Literatura citada**

Bonner, V. Application of HEC-5 Hydropower Routines. HEC, Davis, 1980.

Chow, V.T., Maidment D., and Mays, L. Applied Hydrology. McGraw-Hill, New York, 1988.

U.S. Army Corps of Engineers, Hydrologic Engineering Center. HEC-5, Simulation of Flood Control and Conservation Systems. Davis, California, 1982.