

Planificación de la Operación de Corto Plazo de Sistemas de Energía Hidroeléctrica

João P. Catalão¹, Sílvio J. Mariano¹, Victor M. Mendes² y Luís A. Ferreira³

(1) Universidad Beira Interior. Dpto. de Ingeniería Electromecánica.

Calle Fonte do Lameiro, 6201-001 Covilha-Portugal (e-mail: catalao@ubi.pt, sm@ubi.pt)

(2) Inst. Superior de Ingeniería de Lisboa. Dpto. de Ingeniería Electrotécnica y Automatización.

Calle Conselheiro Emídio Navarro, 1949-014 Lisboa-Portugal (e-mail: vmendes@isel.pt)

(3) Inst. Superior Técnico. Dpto. de Ingeniería Electrotécnica y Computadores.

Av. Rovisco Pais, 1049-001 Lisboa-Portugal (e-mail: lmf@ist.utl.pt)

Resumen

El presente trabajo estudia el problema de la planificación de la operación de corto plazo de sistemas de energía hidroeléctricos. En la formulación del problema se consideran múltiples embalses en cascada y el efecto que la variación de la altura del salto tiene sobre la eficiencia de la operación. El efecto de la variación de la altura del salto, siendo no lineal, junto con la configuración hidráulica en cascada, vuelve el problema más complejo y de gran dimensión. Para su resolución, se considera un método de optimización basado en programación no lineal, siendo comparado con el método corrientemente utilizado, basado en la programación lineal. Los resultados de la simulación computacional demuestran que la programación no lineal es el método de optimización más adecuado.

Palabras claves: optimización aplicada, simulación computacional, energía hidroeléctrica, múltiples embalses, altura del salto variable

Short-Term Operational Planning of Hydroelectric Power Systems

Abstract

This paper is on the problem of short-term operational planning of hydroelectric power systems, considering multiple reservoirs in cascade and the effect that the variation of the head has in the operating efficiency. This non-linear effect coupled with the cascaded hydro configuration tends to give to the problem complexity and huge dimension. For its resolution an optimization method based on non-linear programming is considered, being compared with the method, currently used, based on linear programming. The results of the computational simulation show that the non-linear programming is the most suitable optimization method.

Keywords: applied optimization, computational simulation, hydroelectric energy, multiple reservoirs, variable head

INTRODUCCIÓN

La industria de los sistemas de energía eléctrica sufrió en las últimas décadas transformaciones sin precedentes. Para hacer frente a la competencia, las compañías tienen hoy que ver sus inversiones con más racionalidad, mediante la maximización del uso de los recursos que disponen y la minimización de los proyectos que no tengan una contribución directa para mejorar la racionalidad económica en la producción de energía eléctrica.

La planificación de la operación de sistemas de energía hidroeléctricos, teniendo en cuenta la disponibilidad de agua y las restricciones físicas y operacionales existentes, tiene como objetivo la maximización del valor de la producción hidroeléctrica total en el horizonte temporal considerado. En este artículo se centra el estudio al corto plazo, es decir, desde un día hasta una semana, con periodos horarios, por lo que se pueden considerar las variables de naturaleza no estocástica (Catalão et al., 2003).

La planificación de la operación asume cada vez más una mayor importancia para las compañías eléctricas, por el importe económico que puede significar, logrando aportar ahorros importantes cuando se soluciona de forma óptima. En el actual contexto de mercado eléctrico, la gestión de los recursos hidráulicos recae en las propias compañías eléctricas que necesitan herramientas de planificación adaptadas a sus necesidades particulares.

El problema de la planificación de la operación de corto plazo de sistemas de energía hidroeléctricos se han resuelto tradicionalmente mediante programación dinámica (Arce et al., 2002), que permite obtener una solución aproximada en un tiempo de cálculo reducido, ya que la dimensión del problema es pequeña y el número de estados no es muy elevado. Sin embargo, para múltiples embalses el número de estados que se deben considerar aumenta exponencialmente, dando lugar a un tiempo de cálculo excesivo.

Los métodos de optimización basados en la programación lineal (Ferreira et al., 1989) se han utilizado típicamente en la resolución del problema. Estos métodos acomodan

fácilmente restricciones complicadas, como por ejemplo, la ecuación de balance hidráulico y restricciones en el volumen almacenado o en el caudal liberado por los embalses. Estos métodos fueron diseñados para funciones objetivo lineales, pero pueden acomodar sencillamente funciones convexas, lineales a trozos, que representan las curvas características de los caudales liberados en los embalses, versus la potencia generada. Además, estos algoritmos aportan códigos eficientes y robustos, que son comercializados y se encuentran a la disposición de los usuarios.

Sin embargo, los métodos de optimización basados en la programación lineal tienen un inconveniente, que resulta del hecho de que en la mayoría de las cuencas hidráulicas formadas por varios embalses de pequeño tamaño, la energía generada no es solamente función del caudal liberado, sino también por la altura del salto. Este hecho, implica que el problema resultante sea no lineal (Feltenmark y Lindberg, 1997; Mendes et al., 2003; Ni, Guan y Li, 1999).

En (Conejo et al., 2002), se propone considerar una familia discreta de curvas correspondientes a unos valores prefijados de altura del salto, empleando programación lineal entera-mixta. La utilización de variables binarias permite activar cada una de esas curvas en función de cuál sea el volumen almacenado. Sin embargo, la discretización de la dependencia no lineal entre energía generada, caudal liberado y altura del salto, aumenta el tiempo de cálculo requerido para solucionar este problema.

Este artículo presenta una comparación entre los resultados que se obtienen al modelar el sistema de energía hidroeléctrica mediante programación lineal y los resultados que se obtienen al utilizar programación no lineal, particularmente la programación cuadrática. El artículo se organiza como sigue: en el apartado de la formulación se lleva a cabo la formulación matemática del problema; en el apartado de los métodos de optimización se detallan los métodos de optimización propuestos para la resolución del problema: programación lineal y no lineal; en el apartado de resultados y discusión se presentan resultados de la aplicación a un caso práctico, y finalmente se recogen las conclusiones que se pueden extraer de este artículo.

FORMULACIÓN

Para la formulación matemática del problema, se considera la Fig. 1, que representa una cuenca hidráulica con dos embalses acoplados espacial y temporalmente.

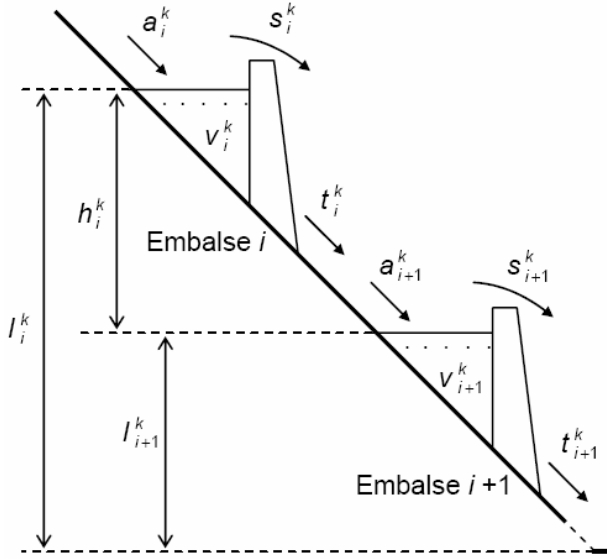


Fig. 1: Cuenca hidráulica con dos embalses

Los embalses deben satisfacer la ecuación de balance hidráulico:

$$v_i^k = v_i^{k-1} + a_i^k + t_{i-1}^k + s_{i-1}^k - t_i^k - s_i^k \quad (1)$$

Esta ecuación define el volumen en un embalse i al final de un periodo k como el volumen almacenado al final del periodo anterior, más el volumen de agua turbinado o vertido por los embalses situados inmediatamente aguas arriba, más las aportaciones propias, menos el volumen turbinado o vertido por el propio embalse.

La planificación de la operación de corto plazo de sistemas de energía hidroeléctricos debe decidir la producción de cada central de la cuenca. Para ello, es necesario tener en cuenta la realidad física de la misma, es decir, las características de cada embalse y de cada central, así como otras restricciones en el volumen embalsado o en el caudal liberado. El valor óptimo de la función objetivo es determinado por la maximización de la suma de los beneficios obtenidos con la explotación de cada embalse i en cada periodo k . Así, la planificación de la operación de corto plazo de sistemas de energía hidroeléctricos es formulada por el siguiente problema de programación matemática:

$$\text{Max} \sum_{i=1}^I \sum_{k=1}^K \lambda^k p_i^k (t_i^k, h_i^k) \quad (2)$$

s.a:

$$v_i^k = v_i^{k-1} + a_i^k + t_{i-1}^k + s_{i-1}^k - t_i^k - s_i^k$$

$$\underline{v}_i \leq v_i^k \leq \bar{v}_i \quad (3)$$

$$\underline{t}_i \leq t_i^k \leq \bar{t}_i \quad (4)$$

$$\underline{p}_i \leq p_i^k \leq \bar{p}_i \quad (5)$$

$$s_i^k \geq 0 \quad (6)$$

Las reservas iniciales de agua en los embalses y las aportaciones naturales sobre los embalses son conocidas. Las reservas finales de agua en los embalses son elegidas teniendo en cuenta el uso futuro del agua que cada embalse tendrá después del horizonte temporal considerado.

MÉTODOS DE OPTIMIZACIÓN

Programación lineal

La programación lineal es un método de optimización que minimiza una función objetivo lineal, con variables también sujetas a restricciones lineales. Comportamientos no lineales en la función objetivo o en las restricciones, deben ser aproximados por funciones lineales para que se pueda utilizar este método de optimización. La programación lineal se caracteriza por el hecho de siempre encontrar solución para el problema al cual se aplica, desde que este sea formulado correctamente, siendo además de rápida convergencia.

Estos algoritmos aportan códigos eficientes y robustos, que son comercializados y se encuentran a la disposición de los usuarios. En el presente trabajo se utiliza el código de programación lineal existente en la aplicación informática MATLAB, particularmente la función linprog.

Los métodos de programación lineal se han utilizado extensamente para la resolución del problema de la planificación de la operación de corto plazo de sistemas de energía hidroeléctricos.

La programación lineal aplicada para la resolución del problema, puede ser formulada genéricamente por:

$$\text{Max } f^T z \quad (7)$$

s.a

$$A \cdot z = b \quad (8)$$

$$\underline{z} \leq z \leq \bar{z} \quad (9)$$

La interdependencia entre los volúmenes almacenados en los embalses que resultan de las ecuaciones de balance hidráulico, implican el uso de restricciones en una estructura funcional basada en una red lineal de flujos (con nudos y arcos). Los nudos de la red están conectados por arcos diferentes, en el espacio y en el tiempo, que representan los volúmenes de agua, los caudales liberados y los caudales vertidos en los embalses.

En la Fig. 2, se presenta la red lineal de flujos para una cuenca hidráulica con dos embalses. Se consideran únicamente los dos primeros periodos del horizonte temporal.

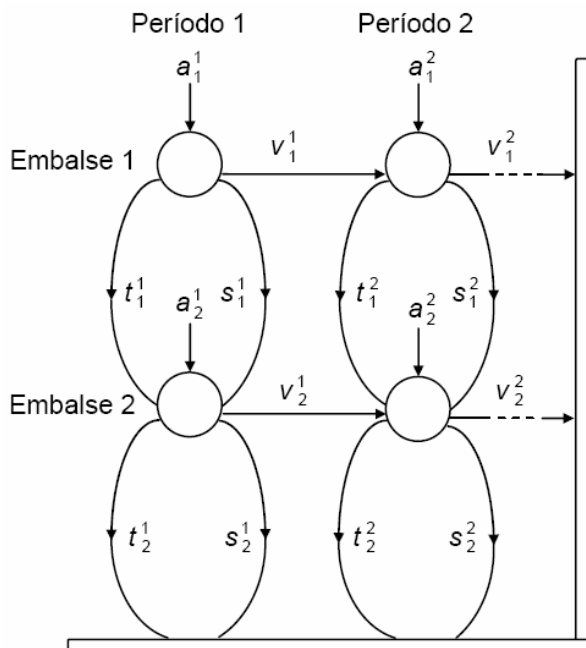


Fig. 2: Red de flujos para la cuenca hidráulica

La producción de energía eléctrica en una central es generalmente función del caudal liberado y de la altura del salto. Sin embargo, admitiendo una altura del salto constante e ignorando la posible existencia de zonas

prohibidas, es decir, valores en los cuales no se puede poner la turbina en funcionamiento, la potencia generada puede ser escrita solamente en función del caudal liberado.

La función objetivo es entonces, una medida del caudal liberado (el caudal liberado representa la ventaja de la operación). Así, la expresión (2) se tiene:

$$\text{Max } \sum_{i=1}^I \sum_{k=1}^K \lambda^k t_i^k \quad (10)$$

La estrategia a adoptar consiste en elegir la hora y la cantidad de agua a liberar en los embalses para maximizar el beneficio en la producción hidroeléctrica.

Programación no lineal

Los métodos de resolución del problema basados en programación lineal, requieren que se usen modelos lineales, es decir, ignorando no linealidades, o entonces que la función objetivo y las restricciones sean aproximadas por funciones lineales.

Existen algunas características asociadas al problema, que además de aportar una gran dimensión y complejidad, lo convierten en no lineal, como por ejemplo:

- Las curvas características son, típicamente, no convexas y no lineales.
- Es frecuente la existencia de zonas prohibidas, es decir, valores en los cuales no se puede poner la turbina en funcionamiento.
- La producción de energía eléctrica en una central es función no solo del caudal liberado si no también de la altura del salto, por lo que la eficiencia de la operación es sensible a la variación de la altura del salto.

Para la resolución del problema se utilizó la programación no lineal, que permite considerar la altura del salto variable. En el presente trabajo se utiliza el código de programación no lineal existente en la aplicación informática MATLAB, en particular la función quadprog.

La programación no lineal, en particular la programación cuadrática, aplicada en la

resolución del problema se puede formular genéricamente por:

$$\text{Max } 1/2 \mathbf{z}^T \mathbf{H} \mathbf{z} + \mathbf{f}^T \mathbf{z} \quad (11)$$

s.a

$$\mathbf{A} \cdot \mathbf{z} = \mathbf{b}$$

$$\underline{\mathbf{z}} \leq \mathbf{z} \leq \bar{\mathbf{z}}$$

Cada central es caracterizada por una relación de tres variables: potencia generada, caudal liberado y altura del salto. Si en esta relación una de las variables se mantiene constante, por ejemplo la altura del salto, se obtienen las curvas características de los caudales liberados en los embalses versus la potencia generada, Fig. 3. El número de curvas está relacionado con los niveles considerados para la altura del salto.

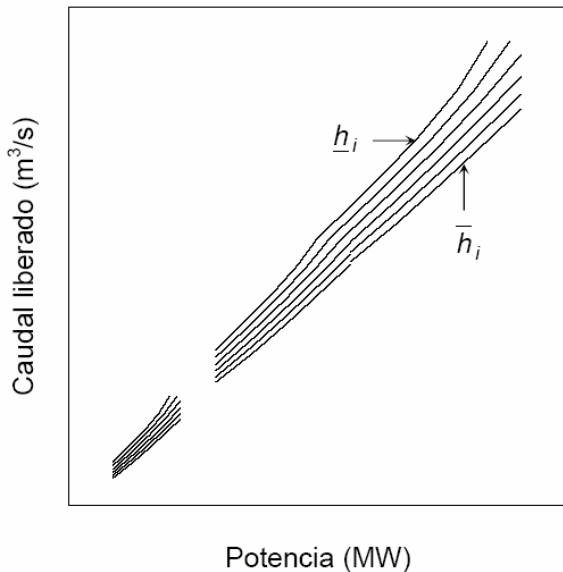


Fig. 3: Curvas características de las centrales

La producción de energía eléctrica depende del caudal de agua liberado y de la altura del salto. La altura del salto es variable y depende del volumen almacenado en los embalses. Por lo tanto, la producción de energía eléctrica es una función no lineal del caudal liberado en el embalse, del volumen almacenado en el embalse propio y del volumen en el embalse inmediatamente aguas abajo. Para cada embalse se tendrá:

$$p_i^k = \alpha_i t_i^k v_i^k - \beta_i t_i^k v_{i+1}^k + \gamma_i t_i^k \quad \alpha_i, \beta_i, \gamma_i \in \mathfrak{R} \quad (12)$$

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Se presentan los resultados obtenidos con cada uno de los métodos de optimización para un caso real: la planificación de la operación de corto plazo de una cuenca hidráulica con tres embalses (E1, E2 y E3). Se considera que solamente el embalse al inicio de la cuenca (E1) tiene aportación natural. El horizonte temporal considerado es de tres días, divididos en periodos horarios.

El precio de la energía eléctrica a lo largo del horizonte temporal es presentado en la Fig. 4.

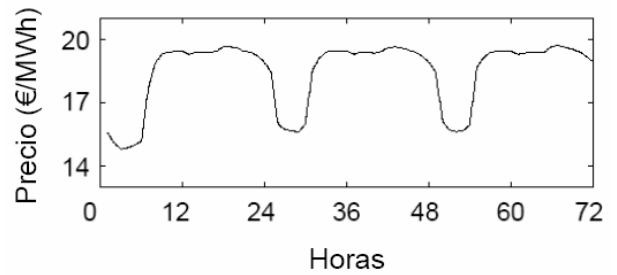


Fig. 4: Precios de la energía eléctrica

Resolución con la programación lineal

En las Fig. 5 y Fig. 6 se representa la evolución de los caudales liberados y de los volúmenes de los embalses.

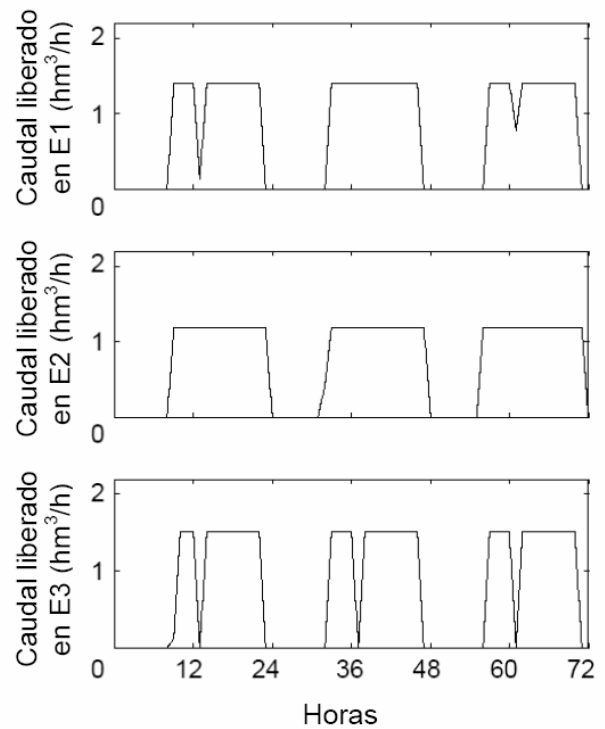


Fig. 5: Caudales liberados por los embalses empleando programación lineal.

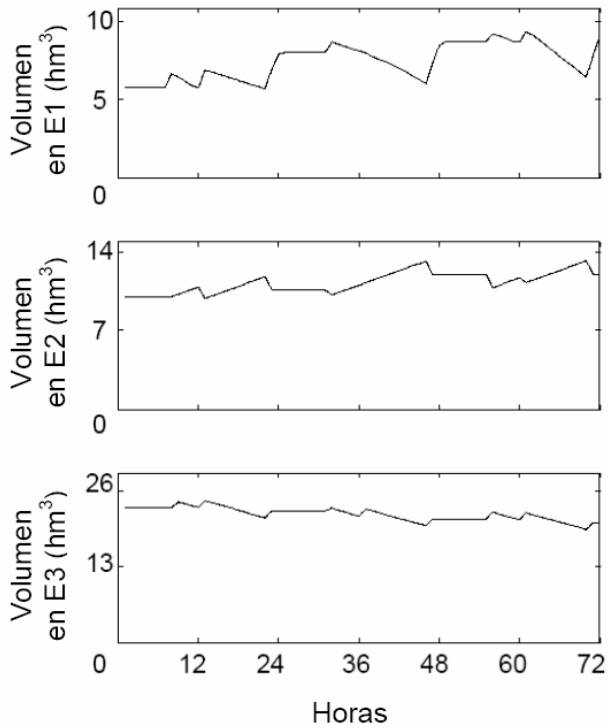


Fig. 6: Volúmenes de los embalses empleando programación lineal.

Resolución con la programación no lineal

En las Fig. 7 y Fig. 8 se representa la evolución de los caudales liberados y de los volúmenes de los embalses.

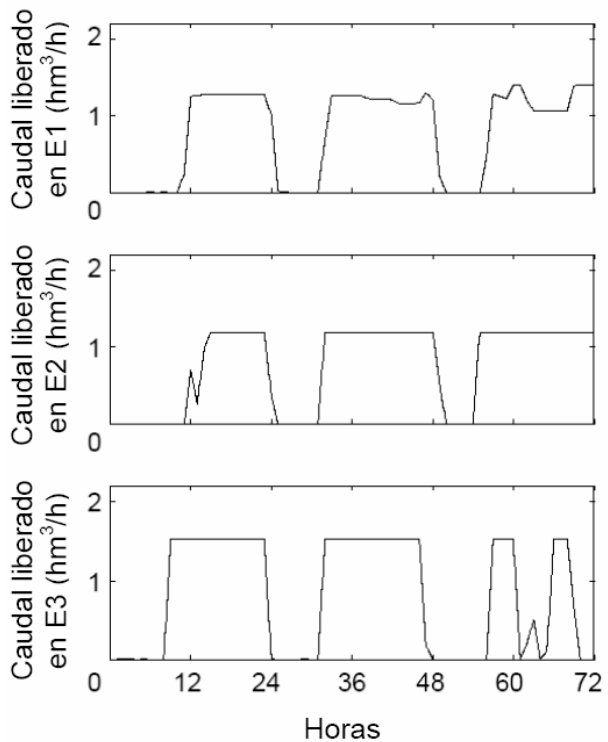


Fig. 7: Caudales liberados por los embalses empleando programación no lineal.

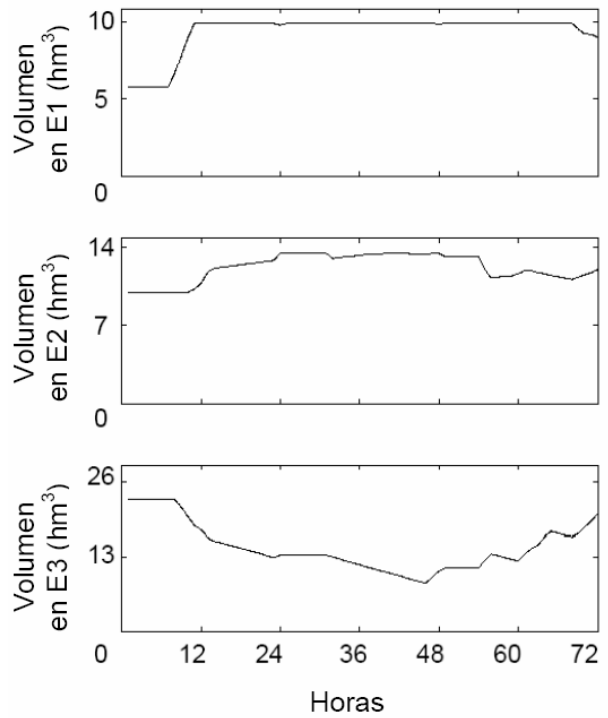


Fig. 8: Volúmenes de los embalses empleando programación no lineal.

Los resultados obtenidos con el uso de cada uno de los métodos de optimización se muestran en la Tabla 1.

La programación lineal, realizada con la función linprog de la aplicación informática MATLAB, presenta una rapidez de convergencia superior a la que se obtiene con la programación no lineal. El tiempo de cálculo fue 0.21s. Se verifica que el volumen almacenado alcanza el máximo durante las horas donde el beneficio con la producción hidroeléctrica es superior. Sin embargo, al no considerar el efecto que la variación de la altura del salto tiene sobre la eficiencia de la operación, permite variaciones bruscas del volumen, es decir, no funcionando en el punto de operación de máxima eficiencia, correspondiente a maximizar el volumen.

La programación no lineal realizada con la función quadprog de la aplicación informática MATLAB, permite la obtención de un beneficio superior al verificado con la programación lineal. En este caso, se beneficia la altura del salto en los embalses al inicio de la cuenca, en detrimento del embalse al final de ella, en virtud de la maximización del valor de la producción hidroeléctrica total. El tiempo de cálculo adicional requerido por la programación no lineal fue 0.14s, pudiendo ser considerado diminuto.

Tabla 1: Resultados comparativos.

Embalse	Métodos de optimización	Caudal liberado medio (hm ³ /h)	Volumen almacenado medio (hm ³)	Energía producida media (MWh)	Beneficio total (€ × 10 ³)
E1	Programación lineal	0.79	7.43	100.72	469.27
E2		0.77	11.25	124.42	
E3		0.80	21.98	127.93	
E1	Programación no lineal	0.79	9.37	103.84	475.48
E2		0.77	12.22	130.06	
E3		0.80	14.65	123.84	

CONCLUSIONES

De los resultados presentados, de su análisis y de su discusión, se pueden obtener las siguientes conclusiones: 1) la característica principal del método de optimización propuesto, basado en programación cuadrática, radica en considerar que la producción hidroeléctrica depende del salto neto; 2) la formulación presentada permite utilizar función quadprog de MATLAB; y 3) el método propuesto conduce a un beneficio global superior para la compañía eléctrica, con un tiempo de cálculo diminuto.

NOMENCLATURA

I - Número total de embalses
 K - Número total de períodos
 I_i^k - Cota del embalse i en el período k
 a_i^k - Aportaciones naturales sobre el embalse i en el período k
 $\underline{v}_i, \bar{v}_i$ - Límites de capacidad del embalse i
 v_i^0 - Reserva inicial de agua en el embalse i
 v_i^k - Volumen almacenado en el embalse i al final del periodo k
 t_i^k - Caudal liberado por el embalse i durante el periodo k
 $\underline{t}_i, \bar{t}_i$ - Límites de caudal liberado por el embalse i
 s_i^k - Caudal vertido en el embalse i en el periodo k
 h_i^k - Altura del salto para la central i en el período k
 $\underline{h}_i, \bar{h}_i$ - Límites de altura del salto para la central i
 λ^k - Precio de la energía en el período k
 p_i^k - Producción de energía eléctrica por la central i en el período k

$\underline{p}_i, \bar{p}_i$ - Límites de producción de energía eléctrica en la central i

REFERENCIAS

- Arce, A., T. Ohishi y S. Soares, "Optimal Dispatch of Generating Units of the Itaipú Hydroelectric Plant", IEEE Transactions on Power Systems, 17(1), 154-158 (2002).
- Catalão, J., S. Mariano, V. Mendes y L. Ferreira, "Short-Term Hydro Scheduling: A Comparison of Linear with Non-Linear Network Mathematical Programming", 3rd IASTED International Conference on Power and Energy Systems, 441-445, Marbella, España, Sept. 3-5 (2003).
- Conejo, A.J., J.M. Arroyo, J. Contreras y F.A. Villamor, "Self-Scheduling of a Hydro Producer in a Pool-Based Electricity Market", IEEE Transactions on Power Systems, 17(4), 1265-1272 (2002).
- Feltenmark, S. y P.O. Lindberg, "Network Methods for Head-dependent Hydro Power Scheduling" In Network Optimisation by P.M. Pardalos et al., Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems 450, pp 249-264, Springer, Berlin, Alemania (1997).
- Ferreira, L.A.F.M. y otros seis autores, "Short-Term Resource Scheduling in Multi-Area Hydrothermal Power Systems", Electrical Power and Energy Systems, 11 (3), 200-212 (1989).
- Mendes, V., L. Ferreira y S. Mariano, "Short-Term Hydro Schedule with Head-Dependent Approach by a Nonlinear Model", 8th Portuguese-Spanish Congress on Electrical Engineering, 257-263, Vilamoura, Portugal, Jul. 3-5 (2003).
- Ni, E., X. Guan y R. Li, "Scheduling Hydrothermal Power Systems with Cascaded and Head-Dependent Reservoirs", IEEE Transactions on Power Systems, 14(3), 1127-1132 (1999).