

SOLUCIÓN AL PROBLEMA DEL DESPACHO DE ENERGÍA EN SISTEMAS HIDROTÉRMICOS USANDO SIMULATED ANNEALING

RESUMEN

Este artículo describe el problema de Despacho Hidrotérmico (DHT) en Sistemas Eléctricos de Potencia. El modelo matemático que lo describe, es linealizado y para su solución se emplea Programación Lineal (PL) apoyada de una metodología de optimización combinatorial denominada Simulated Annealing (SA). Un sistema eléctrico compuesto por tres unidades hidráulicas y dos plantas térmicas es usado para llevar a cabo la implementación de la metodología propuesta. Los resultados obtenidos con SA son comparados con los obtenidos por Branch and Bound (B&B), una técnica clásica y eficiente de la Programación Entera Mixta (PEM). El algoritmo de SA encuentra respuestas de excelente calidad, mostrando el gran potencial del método de solución a este tipo de problemas.

PALABRAS CLAVES: Simulated Annealing, Despacho Hidrotérmico, Programación Lineal, Branch and Bound, Programación Entera Mixta.

ABSTRACT

This paper describes the Hydrothermal Scheduling (HS) problem in Electrical Power Systems. The mathematic model which describes it, is linearized and in order to find its solution it is employed Linear Programming (LP) supported by a combinatorial optimization methodology called Simulated Annealing (SA). An electrical power system composed of three hydraulic units and two thermal plants is used to test the proposed methodology. Results obtained through SA are compared with the obtained by Branch and Bound (B&B), a classic and efficient technique of the Mixed Integer Programming (MIP). SA algorithm finds high quality results, showing the great potential of the solution method for this kind of problems.

KEYWORDS: Simulated Annealing, Hydrothermal Scheduling, Linear Programming, Branch and Bound, Mixed Integer Programming.

1. INTRODUCCIÓN

El Despacho Hidrotérmico (DHT) es empleado en los estudios de mercado de energía, planeamiento de la generación y de transmisión, entre otros. Para llevar a cabo un adecuado modelamiento del problema del DHT deben tenerse en cuenta aspectos técnicos, económicos y operativos de los componentes del sistema, al solucionar este modelo se pretende encontrar puntos de operación que satisfacen los aspectos técnicos y operativos a mínimo costo.

El DHT provee un plan de generación (hidráulica y térmica) para cada una de las plantas generadoras del sistema en todo instante del horizonte de planeamiento garantizando seguridad, calidad, abastecimiento de la demanda y economía. En síntesis, el DHT debe establecer un uso racional y eficiente a los recursos energéticos del sistema.

El planeamiento de la Operación es un problema de difícil solución debido a: la dimensión del sistema, el

número de plantas generadoras, el número de variables de decisión, la disponibilidad de recursos y la incertidumbre que se presenta en el comportamiento de los recursos hídricos y de la demanda de energía.

El manejo de los recursos hídricos es precisamente uno de los aspectos más importantes a tener en cuenta para realizar un DHT. El agua que llega en cada una de las plantas hidráulicas que poseen embalses es una variable estocástica, es decir, hoy no se conocen las afluencias de agua que ocurrirán durante los próximos meses. Esta característica de las afluencias en los embalses ha logrado que varios investigadores hayan propuesto algunas metodologías para el tratamiento de esta variable.

En este sentido, algunos autores han desarrollado metodologías como la Programación Dinámica Dual Estocástica [9] en la cual se propone un modelo probabilístico para la solución del DHT asignando distribuciones de probabilidad para las afluencias. Otros autores proponen trabajar el modelo en forma determinístico, bajo la premisa de que los caudales afluentes pueden ser estimados a partir de sus valores

DIEGO A. MEJÍA GIRALDO

Ingeniero Electricista
Profesor Catedrático UTP
Universidad Tecnológica de Pereira
diegomej@utp.edu.co

FRANCISCO F. FRANCO A.

Ingeniero Electricista
Profesor Transitorio UTP
Universidad Tecnológica de Pereira
ffranco@ohm.utp.edu.co

RAMÓN ALFONSO GALLEGO

Ingeniero Electricista, Ph.D.
Profesor titular UTP
Universidad Tecnológica de Pereira
ragr@utp.edu.co

**Grupo de Investigación en
Planeamiento de Sistemas
Eléctricos e Investigación de
Operaciones.
Universidad Tecnológica de
Pereira**

históricos [1], [3]. El tratamiento determinístico del modelo ha mostrado excelentes resultados en sistemas brasileños [4]. Para la estimación de caudales afluentes podrían emplearse algunas técnicas inteligentes como las Redes Neuronales, la Lógica Difusa y los sistemas híbridos Neuro-Difusos; que han demostrado con excelentes resultados, la alta capacidad para estimación de series de tiempo al ser comparados con técnicas clásicas estadísticas.

En el presente trabajo se resuelve un DHT como un problema de optimización de largo plazo en una versión determinística para un sistema eléctrico compuesto por tres plantas hidráulicas y dos plantas térmicas. El sistema no posee unidades generadoras en cascada, cada planta está alimentada por diferentes ríos. Los costos operativos y la función de producción hidráulica se presentan con funciones lineales.

2. DESPACHO HIDROTÉRMICO (DHT)

En el DHT existen variables estocásticas, adicional a la llegada de agua al embalse existe otra que es la demanda de energía, la cual dificulta aún más la solución del problema. En cada nodo del sistema existen puntos de carga, la cual es dinámica con un comportamiento estacionario día a día (mes a mes o año tras año). En un tiempo futuro que puede ser de varias horas, semanas o meses es imposible conocer con certeza la demanda de energía que existirá en el sistema. Para lograr estimar adecuadamente la demanda, es necesario determinar la relación existente de ésta con algunas variables como: el desarrollo económico del país, el crecimiento de la población y el plan de expansión del sistema eléctrico [2], [5].

El aspecto económico de la operación de los sistemas eléctricos recae totalmente en los costos de combustible de las plantas generadoras térmicas. Generalmente, estos costos operativos son representados por funciones no lineales, haciendo que el problema sea de característica no lineal. La generación hidroeléctrica no representa costos operativos dado que el consumo de agua a partir de cuencas hidrográficas no representa costo. Algunos autores han propuesto la Relajación Lagrangeana, Flujo en Redes No Lineal [1], [3] para la solución del DHT. En otras investigaciones se han aproximado los costos operativos con funciones lineales para obtener fácilmente una solución. Actualmente, el DHT simulado por el CND (Centro Nacional de Despacho) utiliza esta metodología como una primera aproximación del despacho real. Generalmente, la solución óptima en este tipo de problemas es tratar de despachar al máximo las plantas hidráulicas y desplazar la mayor cantidad de energía proveniente de las plantas térmicas, a la vez que se satisfacen todas las restricciones operativas, técnicas y regulando adecuadamente la totalidad de los recursos de energía.

El DHT es un problema dinámico, es decir, un problema en el cual una decisión tomada hoy, influye en el futuro. Estas decisiones están involucradas directamente con el uso dado al agua que está disponible en los embalses, las cuales influirán sensiblemente los costos de operación del sistema de energía.

Cuando se toma la decisión de ahorrar agua en las plantas hidráulicas hoy, éstas generan una cantidad mínima de energía provocando que las plantas térmicas operen en mayor proporción y produciendo un elevado costo de operación del sistema, pero en un tiempo futuro se podrán utilizar estos recursos ahorrados logrando que los generadores térmicos generen poca energía disminuyendo el costo de operación.

Por otro lado, si se opta por consumir la máxima cantidad de agua posible hoy, las plantas hidráulicas abastecerían casi la totalidad de la demanda del sistema disminuyendo el costo de operación. En un tiempo futuro podría ocurrir una sequía disminuya la cantidad de recursos hídricos, esta situación generaría elevados costos de operación en el sistema. Finalmente, la decisión más acertada es la que minimice los costos de operación actuales y los futuros, es decir, durante todo el horizonte de planeamiento.

Además del fenómeno estocástico presentado, la solución del DHT depende del horizonte de planeamiento N , a medida que éste incrementa, el número de variables crece y manipular todas las restricciones sería muy complicado. Debido a esta dificultad, el problema se puede desacoplar y dividir en tres partes de acuerdo al horizonte de planeamiento:

- Despacho Hidrotérmico a Largo Plazo (DHTL)
- Despacho Hidrotérmico a Mediano Plazo (DHTM)
- Despacho Hidrotérmico a Corto Plazo (DHTC)

El horizonte de planeamiento para el DHTL es generalmente de uno o varios años discretizados en intervalos de un mes. En muchas ocasiones, resulta otra subdivisión temporal: a mediano plazo. Éste usa una discretización por periodos generalmente de un mes o una semana con un horizonte de un año o varios meses. Los DHTL y DHTM entregan metas de generación y almacenamiento en los embalses para el DHTC, el cual está discretizado en intervalos de una hora. Además, el DHTC debe entregar los despachos de generación de manera que se cumplan requerimientos de operación de las plantas generadoras y de seguridad para el sistema de transmisión de la red eléctrica.

En muchas aplicaciones, el DHTL y el DHTM son convertidos en un sólo problema con horizonte de hasta cinco años con discretización de un mes (podría verse como un problema de planeamiento a largo plazo) en el cual se usa la estimación de caudales afluentes usando metodologías de series de tiempo. Esta estrategia es empleada en países como Brasil, donde el DHTL es

realizado con Programación Dinámica Estocástica con una metodología que convierte las plantas hidráulicas en un embalse equivalente [2] y luego desagregar la energía.

Para completar el Planeamiento de la Operación, se debe llevar a cabo el DHTC de tal forma que se cumplan las metas de generación impuestas por las etapas anteriores. Cuando se ha realizado un despacho a largo o mediano plazo con embalse equivalente, en el DHTC se debe desagregar toda la generación entre las plantas del sistema, muchas aplicaciones realizan este proceso con técnicas heurísticas. El DHTC debe considerar todos los aspectos energéticos, hidráulicos y eléctricos como: tiempo de recorrido de agua entre embalses en cascada, curva de eficiencia de las turbinas y los límites de transmisión del sistema interconectado. El despacho real de energía en un país es determinado por esta última etapa, y es aquí donde se debe considerar la seguridad, la confiabilidad, la disponibilidad de todos los componentes del sistema eléctrico.

Teniendo en cuenta la división temporal del problema, se dice que el DHTC es considerado como Planeamiento Eléctrico de la Operación, está ligado directamente con el comportamiento eléctrico del sistema; y el DHTL junto con el DHTM hacen parte del Planeamiento Energético de la Operación, los cuales están involucrados directamente con el manejo y la producción de la energía.

En Colombia, CND es el organismo encargado de definir esta última etapa del planeamiento de la operación (DHTC). El CND coordina un despacho de energía horario asignando un plan de generación para cada una de las unidades generadoras para las 24 horas del día siguiente. Además, podría existir la necesidad de realizar un Redespacho de energía cuando surgen cambios en las condiciones del sistema eléctrico como: la salida de unidades, modificaciones en la topología de la red, las variaciones mayores de 20 MW en la demanda y el aumento o disminución de aportes a las centrales filo de agua, el aumento en la disponibilidad declarada por un agente generador por solicitud del CND, cuando este incremento se requiera para aumentar la seguridad en la operación del SIN (Sistema Interconectado Nacional) [5].

El problema del despacho hidrotérmico puede ser planteado como un problema de optimización donde el objetivo es minimizar los costos operativos de las plantas térmicas sujetos a restricciones de balance de potencia, función de producción de las unidades hidráulicas, límites operativos. Matemáticamente se tendría:

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^J \Psi(g_{j,t}) + V(x_T) \quad (1)$$

s.a

$$\sum_{j=1}^J g_{j,t} + \sum_{j=1}^J p_{i,t} = D_t \quad (2)$$

$$\underline{g}_{i,t} \leq g_{i,t} \leq \bar{g}_{i,t} \quad (3)$$

$$x_{i,t} = x_{i,t-1} + \left(y_{i,t} + \sum_{k \in \Omega_i} u_{k,t} - u_{i,t} \right) \Delta t_i \quad (4)$$

$$h_{i,t} = \phi(x_{i,t}^{med}) - \theta(u_{i,t}) - pc_{i,t} \quad (5)$$

$$x_{i,t}^{med} = \frac{x_{i,t-1} + x_{i,t}}{2} \quad (6)$$

$$p_{i,t} = k_i h_{i,t} q_{i,t} \quad (7)$$

$$u_{i,t} = q_{i,t} + v_{i,t} \quad (8)$$

$$\underline{x}_{i,t} \leq x_{i,t} \leq \bar{x}_{i,t} \quad (9)$$

$$\underline{u}_{i,t} \leq u_{i,t} \leq \bar{u}_{i,t} \quad (10)$$

$$\underline{q}_{i,t} \leq q_{i,t} \leq \bar{q}_{i,t} \quad (11)$$

$$v_{i,t} \geq 0 \quad (12)$$

$\Psi(\cdot)$ es la función que describe los costos operativos de cada una de las centrales térmicas en función de su generación, comúnmente es expresada en forma cuadrática. $V(\cdot)$ generalmente representa el costo asociado al estado final de los embalses y puede ser vista como una condición de frontera para la última etapa del horizonte.

La restricción (2) implica que la demanda debe ser satisfecha en cada instante a partir de los aportes de potencia de cada de las unidades generadoras. Las plantas térmicas deben satisfacer (3), cada una de éstas puede generar potencia entre el nivel mínimo y máximo permitidos con el fin de no violar sus límites operativos.

Los embalses de los generadores hidráulicos se comportan como un sistema en el cual se aplica el principio de conservación de flujo. De hecho, en algunas aplicaciones, cada embalse de la red hidráulica es modelado como un nodo para ser analogía a un problema de Flujo en Redes [1], [7]. La restricción (4) actualiza el volumen de agua para cada instante y para cada unidad hidráulica a partir de las afluencias (caudales) naturales y provenientes de otras unidades hidráulicas que están ubicadas aguas arriba. Los volúmenes almacenados en los embalses requieren operar entre sus límites máximo y mínimo según (9). Éstos a su vez pueden ser variables con el tiempo debido al tipo de actividades realizadas en los embalses.

La función de producción de energía en las plantas hidroeléctricas está determinada por la altura de caída neta del embalse, por el caudal turbinado y por la eficiencia del grupo turbina-generador como se describe en (7). La altura de caída neta depende de la cota del embalse, de la altura de pérdidas de carga de la turbina, y de la cota del canal de fuga, estas características se pueden observar en (5).

La cota del canal de fuga es representada generalmente en términos del caudal defluente del embalse. Esta defluencia contiene el vertimiento de agua generado por una saturación en el turbinamiento y por un sobrepaso del

límite máximo en el volumen del embalse. Los resultados de un DHT deben lograr que las unidades hidráulicas generen lo máximo posible, aprovechando de la mejor forma sus recursos hídricos (vertiendo agua lo mínimo posible) y así, desplazando la máxima cantidad de energía térmica posible para conseguir costos operativos bajos de todo el sistema.

3. SIMULATED ANNEALING

El recocido (Annealing) es el proceso físico de calentamiento de un sólido, seguido por un enfriamiento hasta lograr un estado cristalino con una estructura perfecta. Durante este proceso la energía libre del sólido es minimizada. En optimización combinatorial se desarrolla un proceso similar analizando el proceso de recocido de sólidos. Este proceso puede ser formulado como un problema que encuentra, entre muchas soluciones, aquella que tenga mínimo costo. Así se establece una correspondencia entre la función de costos (energía libre) y la solución (estados físicos), y de esta forma es introducido un método de solución en el campo de la optimización combinatorial basado en la simulación del proceso físico de calentamiento denominado *Simulated Annealing* [8].

En problemas de optimización matemática se pretende encontrar los puntos más bajos (para procesos de minimización) de una superficie formada por un espacio de solución correspondiente a la función objetivo y a las restricciones del problema. La estrategia seguida en SA es la de iniciar con una temperatura alta, lo cual equivale a aceptar soluciones de mala calidad con una alta probabilidad, la cual depende de la diferencia de la energía y de la temperatura del proceso. A medida que se avanza disminuye la temperatura, al igual que la probabilidad de aceptar soluciones de mala calidad. Un movimiento será aceptado si su costo disminuye; o en caso contrario, si su probabilidad de aceptación es mayor que un número aleatorio, lo que permite salir de óptimos locales.

En SA, a una solución del problema se le permite que explore el espacio de solución al inicio del proceso cuando la temperatura aún es alta. Así, se permite un cambio significativo de las propiedades de la solución o configuración, lo cual se puede analizar como un proceso de diversificación. Conforme el proceso de exploración avanza, la temperatura de la configuración va disminuyendo indicando que se debe ir pasando a un proceso de intensificación en una región del espacio de soluciones, es decir, las propiedades de la solución no cambian significativamente.

La metodología de SA resulta del algoritmo de Metrópolis, en el cual se usa una función de probabilidad en términos de la temperatura para determinar si se permite el paso de una configuración a otra. Para cada problema en particular se debe definir una estructura de vecindad para una configuración, es decir,

configuraciones con atributos similares que pueden obtenerse fácilmente a partir de la solución actual. En SA, al igual que en otras técnicas combinatoriales, la idea es pasar entre configuraciones vecinas preferiblemente de mejor calidad hasta encontrar un óptimo local. En SA se permite que una solución visite espacios de solución poco atractivos con una probabilidad definida por la temperatura actual de la configuración. Tal vez, este es el concepto que hace de SA una técnica especial.

Matemáticamente, si una configuración x_i con temperatura T_k tiene una función objetivo f_i , desea pasar a una configuración vecina x_j con la misma temperatura pero con función objetivo f_j , lo puede hacer teniendo en cuenta que

$$P(\text{aceptar } x_j) = \begin{cases} 1, & \text{si } f_j - f_i \leq 0 \\ e^{-(f_j - f_i)/T_k}, & \text{en caso contrario} \end{cases}$$

Cuando se llegue al cuasi equilibrio para el nivel de temperatura T_k (el número de transiciones ha llegado al máximo) se debe pasar al siguiente nivel teniendo en cuenta que $T_k \leq T_{k+1}$ (criterio de enfriamiento). El procedimiento de validar configuraciones a través del criterio probabilístico se debe realizar hasta cumplir algún criterio de parada como: se ha alcanzado una temperatura mínima deseada, se ha cumplido un determinado número de niveles de temperatura y/o se ha encontrado una incumbente de alta calidad.

4. DESPACHO HIDROTÉRMICO USANDO SIMULATED ANNEALING

El modelo matemático del DHT fue simplificado y linealizado, haciendo algunas suposiciones quedando de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} & \min \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^J c_{j,t} g_{j,t} \\ & \text{s.a} \\ & \sum_{j=1}^J g_{j,t} + \sum_{j=1}^J p_{i,t} = D_t \\ & \underline{g}_{i,t} \leq g_{i,t} \leq \bar{g}_{i,t} \\ & x_{i,t} = x_{i,t-1} + (y_{i,t} - u_{i,t} - v_{i,t}) \Delta t_i \\ & p_{i,t} = k_i q_{i,t} \\ & \underline{u}_{i,t} \leq u_{i,t} \leq \bar{u}_{i,t} \\ & \underline{q}_{i,t} \leq q_{i,t} \leq \bar{q}_{i,t} \\ & v_{i,t} \geq 0 \end{aligned}$$

Las funciones de costos de operación de las plantas térmicas son lineales y representan la oferta de precio de dichas unidades. Además, la función de producción de energía se supone dependiente únicamente del caudal turbinado, argumentando que la altura de caída no cambia bruscamente. De esta manera, se consigue que el modelo original se convierta en lineal. El DHT se planteó con una discretización en los niveles de los embalses, es decir, cada embalse posee un número finito de niveles de

volumen, en el cual el último corresponde al volumen máximo. En este sentido, el problema ahora es encontrar cuál es el nivel de volumen óptimo para cada embalse. El diseñador puede escoger el número de niveles para discretizar el volumen o el ancho de cada intervalo, pero se debe tener en cuenta que a medida que el número de niveles se hace grande, hay más alternativas que analizar y el esfuerzo computacional podría ser grande; por otro lado, si este número de niveles es muy pequeño se correría el riesgo de encontrar una configuración óptima para el problema simulado pero no para la realidad. Una configuración para el problema es una matriz X , donde $x_{i,t}$ es el volumen de la unidad hidráulica i al final del periodo t . Una configuración vecina se seleccionó como otra matriz X , con sus elementos dados por:

$$x_{i,t} = x_{i,t} \pm \frac{rand}{N} x_{i,tmax}$$

$rand$ =aleatorio $\in [0, N]$

N =número de niveles de discretización

$x_{i,tmax}$ =volumen máximo del embalse de la unidad hidráulica i

Esta codificación seleccionada hace que ninguno de los volúmenes de todos los embalses de sistema eléctrico viole los límites operativos. El paso de una configuración para otra vecina es realizado cambiando sólo un elemento de la matriz X . Para chequear la calidad de esta configuración, para determinar las demás variables del modelo y determinar la factibilidad de la configuración se necesita resolver el modelo de Programación Lineal (PL). Entonces, en el modelo matemático, los volúmenes se convierten en un instante datos del problema.

El PL que se requiere no siempre resulta factible, para superar esto, la configuración infactible se reemplaza por otra que sí lo sea usando el concepto de vecindad. Las infactibilidades pueden presentarse porque en un período anterior al analizado se propone un alto consumo de agua, comprometiendo así los recursos hídricos para el periodo actual, lo que provocaría un exceso de generación térmica, que podría eventualmente llevar a sobrepasar los límites operativos impuestos en estas plantas.

5. SIMULACIÓN Y RESULTADOS

Para obtener una comparación de la metodología propuesta a través de SA con una técnica de PLEM como B&B, se realizó el DHT para 3 periodos (años) de un sistema eléctrico compuesto por 3 plantas hidráulicas (Gh1, Gh2 y Gh3) y 2 térmicas (Gt1 y Gt2). Las plantas hidráulicas tienen las siguientes características: Gh1 opera durante los tres periodos, Gh2 lo hace en los dos últimos periodos y Gh3 sólo en el último. Ambas plantas térmicas se encuentran operativas en los tres periodos de análisis.

| | | | |
|---------------|-----------|-----------|-----------|
| Afluencias () | Periodo 1 | Periodo 2 | Periodo 3 |
|---------------|-----------|-----------|-----------|

| | | | |
|---------------------|-------|-------|-------|
| Gh1 | 12.00 | 67.00 | 4.00 |
| Gh2 | 4.00 | 5.00 | 9.00 |
| Gh3 | 6.00 | 98.00 | 12.00 |
| Tabla 1. Afluencias | | | |

Dado que el problema se contextualiza en un ambiente determinístico, los recursos hídricos afluentes de cada embalse son dados, al igual que la demanda de energía para todo el sistema. Esta información se presenta en las tablas 1 y 2.

| | | | |
|-----------------------------|-----------|-----------|-----------|
| | Periodo 1 | Periodo 2 | Periodo 3 |
| Demanda (MW) | 12.00 | 67.00 | 4.00 |
| Tabla 2. Demanda de energía | | | |

Las restricciones operativas de todos los generadores se muestran en la tabla 3. Los precios de venta de energía ofertados por las plantas térmicas también se muestran en esta tabla.

| Unidad | Pmax (MW) | Precio (USD/MWh) |
|--|-----------|------------------|
| Gh1 | 600.00 | -- |
| Gh2 | 300.00 | -- |
| Gh3 | 300.00 | -- |
| Gt1 | 400.00 | 30.00 |
| Gt2 | 700.00 | 35.00 |
| Tabla 3. Restricciones operativas y económicas | | |

El algoritmo de SA propuesto fue implementado en un servidor Sun Sparc usando el Matlab, dado que este software permite un modelamiento matemático de forma práctica. Para resolver el mismo problema usando B&B, se usó el GAMS, en el cual existe un solver de optimización que usa la técnica de B&B.

En la tabla 4 se muestran los volúmenes alcanzados por las dos metodologías implementadas. Se observa que los resultados son diferentes pero corresponden a soluciones óptimas, representan dos estrategias diferentes de manipulación de los recursos hídricos.

| Generaciones Óptimas (MW) | | | | | | |
|---------------------------|-----------|-------|-----------|-------|-----------|-------|
| Generador | Periodo 1 | | Periodo 2 | | Periodo 3 | |
| | Gh1 | 58.7 | 579.3 | 174.2 | 91.0 | 453.9 |
| Gh2 | -- | -- | 300.0 | 300.0 | 300.0 | 300.0 |
| Gh3 | -- | -- | -- | -- | 300.0 | 300.0 |
| Gt1 | 400.0 | 400.0 | 400.0 | 400.0 | 400.0 | 400.0 |
| Gt2 | 648.3 | 127.7 | 498.8 | 582.0 | 106.1 | 543.4 |

| Volúmenes en los embalses (Hm ³ /s) | | | | | | |
|--|-----------------|-------|-----------------|-------|-----------------|-------|
| Embalse | Final Período 1 | | Final Período 2 | | Final Período 3 | |
| Gh1 | 29750 | 13333 | 27125 | 13333 | 20000 | 20000 |
| Gh2 | 14871 | 22857 | 5625 | 15000 | 0 | 0 |
| Gh3 | -- | -- | 13500 | 4286 | 0 | 0 |

Tabla 4. Comparación de resultados obtenidos con SA y B&B

| | |
|----|-----|
| SA | B&B |
|----|-----|

Para las discretizaciones de los volúmenes en los embalses, se usó 21 niveles, es decir, los volúmenes están discretos con pasos de (Volmax/21). Por tanto el ancho de cada nivel es diferente para cada embalse. Este criterio seleccionado también se introdujo para la solución del problema a través de B&B.

El costo de operación del sistema es de 699.5982 millones de USD para los tres periodos. Este valor también es alcanzado por la propuesta hecha a través de SA. Ambas respuestas parecen diferentes, pero se puede analizar que la energía total generada por cada una de las plantas en los tres periodos es la misma para ambas metodologías, sólo que la forma de entregarla al sistema es diferente.

Por falta de recursos hídricos siempre es necesaria una mayoritaria participación de la energía térmica, provocando un mayor costo de operación del sistema. Lo interesante, es que el algoritmo siempre despacha primero toda la máxima potencia del generador térmico que oferta a menor precio (Gt1). La otra planta térmica actúa como un elemento regulador, es decir, termina de abastecer la demanda dada por la diferencia entre la demanda del sistema y la potencia que entregan las hidráulicas y Gt1.

CONCLUSIONES

En el presente trabajo se presenta el DHT como un problema de amplia importancia cuando se trata de la operación óptima de los sistemas eléctricos. Para su solución, se muestra que SA es otra alternativa diferente a la Programación Dinámica, la cual es comúnmente usada para resolver este tipo de problemas tratados en forma combinatorial. SA es una metodología heurística capaz de encontrar el óptimo al igual que una técnica exacta como B&B.

Según la aplicación desarrollada, SA permite desacoplar el problema del DHT en varios subproblemas (problemas lineales), uno para cada etapa; además cada uno de estos es de fácil solución debido al número reducido de variables del modelo. Para sistemas hidrotérmicos de mayor tamaño, esta estrategia de desacople temporal puede presentar ventajas sobre el método de B&B, donde en cada subproblema se incrementaría el número de

variables de acuerdo al número de unidades. En B&B, el único modelo a resolver tendría un número de variables igual al de cada subproblema en SA multiplicado por el horizonte de análisis del problema. En términos generales, cualquier metodología matemática posee ventajas y desventajas con respecto a otras.

En recientes investigaciones se está planteando una metodología que permita resolver el problema usando completamente su estructura no lineal, la incertidumbre en los recursos disponibles y considerando el sistema de transmisión en el cual se encuentra el sistema Hidrotérmico de generación.

REFERENCIAS

- [1] CARVALHO, M.F. and SOARES, Secundino. *An Efficient Hydrothermal Scheduling Algorithm*. IEEE Transactions on Power Systems, vol. PWRS-2, No. 3, pp. 537-542, 1987.
- [2] CICOONA, Marcelo. *Modelo de Planeamiento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos a Usinas Individualizadas Orientado por Objetos*. Tesi de Mestre en Engenharia Elétrica, 1999.
- [3] OLIVEIRA, G.G. and SOARES, Secundino. *A Second Order Network Flow Algorithm for Hydrothermal Scheduling*. IEEE Transactions on Power Systems, vol 10, No. 3, pp. 1635-1641. 1995.
- [4] CARNEIRO, A.A.F.M. and SOARES, Secundino. *A Large Scale Application of an Optimal Deterministic Hydrothermal Scheduling Algorithm*. IEEE Transactions on Power Systems, vol 10, No. 3, pp. 1635-1641. 1995.
- [5] UPME (Unidad de Planeación Minero-Energética). *Una visión del Mercado Eléctrico Colombiano*. Sitio web: <http://www.upme.gov.co>. Abril de 2004.
- [6] SOARES, Secundino and CARNEIRO, A.A.F.M. *Optimal Operation of Reservoirs for Electric Generation*. IEEE Transactions on Power Delivery, vol 6, No. 3, pp. 1101-1107. 1991.
- [7] SOARES, Secundino. *Planeamiento de la Operación de Sistemas Eléctricos*. Memorias de seminario dictado en la Universidad Tecnológica de Pereira. Julio de 2004.
- [8] GALLEGO Ramón, ESCOBAR Antonio y ROMERO Rubén. *Texto de Técnicas de Optimización Combinatorial*. Grupo de Planeamiento de Sistemas Eléctricos. UTP.
- [9] PEREIRA Mario. *Application of Decomposition Techniques to the Mid- and Short- Term Scheduling of Hydrothermal Systems*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol PAS 102, No. 11, pp. 3611-3618.