



13

SOLUCIÓN MULTIOBJETIVO DEL PROBLEMA HIDROTÉRMICO EN EL NUEVO MERCADO ESPAÑOL DE LA ELECTRICIDAD

LUIS BAYÓN ARNAU
JUAN CARLOS RÍO GARCÍA
ENRIQUE LOREDO FERNÁNDEZ
PEDRO SUÁREZ RODRÍGUEZ
UNIVERSIDAD DE OVIEDO

RESUMEN: Recientemente varios países desarrollados han reestructurado sus respectivos sistemas eléctricos, y España se ha incorporado a este nuevo proceso promulgando diversas leyes para definir la Nueva Regulación del Sistema Eléctrico Nacional. Como consecuencia el problema de la coordinación hidrotérmica atendiendo a la optimización de múltiples factores va a ser un reto fundamental con el que se tendrán que enfrentar las compañías generadoras de electricidad. A continuación se expone un sistema de optimización basado en el empleo del método de Ritz para resolver este problema, que consiste en el cálculo de las potencias generadas en las centrales, tanto térmicas como hidráulicas, de un sistema hidrotérmico, para que un funcional múltiple, sea lo más pequeño posible, teniendo en cuenta diversos factores que intervendrán en el problema en forma de restricciones que se tendrán que cumplir necesariamente. Una novedad importante de este método es que permite incluir varios factores, como el coste asociado a la contaminación y también se considera el retraso en el transporte que es el tiempo que tarda en fluir el agua de una central a otra.

PALABRAS CLAVE: Coordinación hidrotérmica; Mercado eléctrico; Método de Ritz.

1. Introducción

Desde hace tiempo cada vez más países desarrollados han reestructurado sus respectivos sistemas eléctricos, imponiendo criterios de liberalización de mercado y competencia empresarial. En esencia han pasado de un sistema eléctrico basado fundamentalmente en la intervención de los poderes públicos a un sistema en el que las actividades eléctricas funcionan siguiendo criterios de libre mercado entre las distintas empresas eléctricas. El objetivo que se persigue es mejorar la calidad del servicio y rebajar el precio de la electricidad como consecuencia de la capacidad de gestión empresarial.

Algunos de los países que han adoptado este modelo son: Inglaterra, Italia, Holanda, Canadá, Noruega, Suecia, varios Estados de los EE.UU, Australia, etc. Además, la Comunidad Europea aprobó un conjunto de Normas Comunes para el desarrollo del Mercado de la Electricidad, que contiene algunos criterios mínimos de liberalización que los países comunitarios deberán ir acatando paulatinamente mediante cambios en sus legislaciones eléctricas.

España se ha incorporado a este nuevo proceso, siendo, dentro de la Europa Comunitaria, una de las naciones más avanzadas en materia de liberalización eléctrica. Se han promulgado diversas leyes

para definir la Nueva Regulación del Sistema Eléctrico Nacional. Entre éstas cabe destacar la Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional de Diciembre de 1994, el Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del Sistema Eléctrico Nacional de diciembre de 1996 y la Ley del Sector Eléctrico de Noviembre de 1997.

Entre las medidas más importantes que se han adoptado, se pueden citar las siguientes: libertad de construcción de nuevas centrales eléctricas, competencia entre las empresas generadoras en el mercado de producción basado en la ley de la oferta y la demanda de energía eléctrica, libertad de los consumidores para elegir suministrador, posibilidad de efectuar contratos bilaterales entre consumidores y generadores, libertad de comercialización de la electricidad, libertad de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad y libertad de comprar o vender electricidad a empresas y consumidores de otros países de la Unión Europea. De todas ellas vamos a abundar en cómo va a funcionar el nuevo mercado de producción y la repercusión que ello tendrá en las empresas generadoras de electricidad.

2. El nuevo mercado de producción eléctrica en España

En el sistema anterior, el funcionamiento diario de las centrales eléctricas no dependía de las propias compañías sino que venía impuesto por Red Eléctrica de España (REE). Este organismo decidía la producción diaria de energía eléctrica por parte de las distintas centrales eléctricas siguiendo por una parte criterios de política energética elaborados por el Ministerio de Industria y Energía, y por otra parte resolviendo el problema de coordinación hidrotérmica a nivel nacional. Ninguna central podía enviar electricidad a la red si no estaba incluida en la programación de REE. Para llevar a la práctica el nuevo sistema eléctrico se han creado dos nuevos organismos, el Operador del Mercado y el Operador del Sistema, que han iniciado sus actividades el 1 de Enero de 1988.

El Operador del Mercado está encargado de casar la oferta y la demanda en el mercado de producción de electricidad. Es una sociedad mercantil en la que, a fin de garantizar su neutralidad e independencia, ningún accionista puede poseer más de un 10% del capital social; además, la suma de las participaciones directas o indirectas de las empresas que llevan a cabo actividades eléctricas no puede superar el 40% del mismo.

El Operador del Sistema está encargado de garantizar una correcta coordinación del sistema de producción y transporte eléctrico a fin de asegurar la

continuidad y la seguridad en el suministro de energía. Las funciones del Operador del Sistema han sido encomendadas por ley a Red Eléctrica de España, a la que también se le asigna la gestión de la red de transporte eléctrico. Asimismo programa los intercambios de electricidad con otros países que son imprescindibles para mantener la seguridad y calidad del suministro eléctrico.

El nuevo mercado de producción de electricidad consta a su vez de tres submercados: el mercado diario, el mercado intradiario y el mercado de servicios complementarios que funcionan los tres de la siguiente forma: seleccionar para cada hora la puesta en servicio de los grupos de generación escogiendo los que han ofertado la energía más barata hasta cubrir las necesidades de demanda; y retribuir la energía al coste de la última unidad cuyo funcionamiento haya sido necesario para cubrir la totalidad de la demanda.

En el mercado diario el Operador del Mercado recibe las ofertas de venta de energía que formulan para cada hora del día siguiente, las unidades de generación que operan en el sistema y las demandas de energía que realizan los consumidores y a continuación selecciona para cada hora la entrada en funcionamiento de los grupos de generación, empezando por los que han comunicado las ofertas de energía más baratas, hasta cubrir la totalidad de la demanda. Teniendo en cuenta los contratos bilaterales y los intercambios internacionales de electricidad el Operador del Mercado elabora el programa diario base de funcionamiento y lo comunica al Operador del Sistema. Este realiza las modificaciones que sean necesarias debido a razones técnicas, retirando de la programación algunas unidades y sustituyéndolas por otras; así se llega al programa viable provisional.

A continuación el Operador del Sistema abre el mercado de servicios complementarios que atiende aquellas necesidades que se consideran imprescindibles para garantizar la calidad, seguridad y fiabilidad del suministro, como pueden ser las de regulación, control o reposición de servicios. Teniendo en cuenta los cambios que hayan sido necesarios en el mercado de servicios complementarios, el Operador del Sistema define el programa diario definitivo. Puede ocurrir que, una vez establecido dicho programa, los distintos agentes que operan en el mercado necesiten efectuar ajustes en sus ofertas o demandas, por lo que se pondrá en marcha el mercado intradiario en donde se efectuarán los cambios necesarios que se añadirán al programa diario y se determinará así la programación horaria final de funcionamiento del sistema eléctrico.

Como se puede apreciar, por todo lo expuesto, el nuevo sistema eléctrico persigue una mayor competencia empresarial entre las compañías eléctricas

que actúan en el mercado. Como consecuencia el problema de la coordinación hidrotérmica atendiendo a la optimización del coste de combustible va a ser un reto fundamental con el que se tendrán que enfrentar las compañías generadoras de electricidad. A continuación se expone un método para resolver este problema, que consiste en el cálculo de las potencias generadas en las centrales, tanto térmicas como hidráulicas, de un sistema hidrotérmico, para que el costo de producción, o un funcional múltiple, sea lo más pequeño posible, teniendo en cuenta diversos factores que intervendrán en el problema en forma de restricciones que se tendrán que cumplir necesariamente.

Es importante resaltar que así se podrán optimizar de forma conjunta el coste de producción (coste clásico) junto a costes menos utilizados hasta ahora, como el coste asociado a la contaminación (coste ecológico) o el coste asociado a las pérdidas de potencia por transmisión. Así se consigue compaginar la nueva normativa liberalizadora con las restricciones medioambientales, cada vez más estrictas en la Unión Europea.

El sistema consta de centrales térmicas e hidráulicas y estas últimas están acopladas hidráulicamente, es decir el agua de descarga de una central influye en caudal de entrada de la central aguas abajo. También se considera el retraso en el transporte que es el tiempo que tarda en fluir el agua de una central a otra.

La técnica elegida para obtener la solución es la teoría de los métodos aproximados y en concreto el método de Ritz para minimizar una funcional cuadrática heterogénea. Con ciertas simplificaciones este método nos proporciona una solución aproximada perfectamente aceptable, con la ventaja de que basta tomar unos pocos términos de la sucesión minimizadora con lo que los cálculos resultan muy sencillos.

3. El problema de la coordinación hidrotérmica

3.1. Modelos del sistema hidrotérmico

En este capítulo vamos a definir los modelos matemáticos que vamos a utilizar, para los distintos subsistemas de los que consta el sistema hidrotérmico.

3.1.1. Modelo de Costo de Combustible en las Centrales Térmicas

Desde el punto de vista de la optimización, es conocido y se maneja asiduamente en las centrales el modelo entrada - salida. La entrada y la salida son, respectivamente, el costo de combustible y la potencia activa generada por la unidad. En la mayor

parte de las centrales se suele considerar el costo de combustible como una curva lisa que se puede aproximar por un polinomio. Para nuestro problema de optimización la curva de costo de combustible la vamos a aproximar mediante un polinomio de segundo grado:

$$F(P_s) = \alpha + \beta P_s + \gamma P_s^2 \quad (1)$$

en donde α , β y γ son parámetros conocidos para cada grupo térmico y P_s la potencia térmica generada.

3.1.2. Modelo de Contaminación de las Centrales Térmicas

Hemos comentado en el punto anterior que los fabricantes proporcionan a las centrales térmicas la curva de costo de combustible. Por contra, no suele manejarse la relación emisión unitaria de contaminante-potencia, contentándose los departamentos de medio ambiente con controlar la contaminación vertida mediante mediciones continuas a la salida de los humos. Se realizó un estudio (Suárez y Bayón, 1996) para comprobar si efectivamente dicha relación se mantenía apreciablemente constante para cada grupo y condiciones de funcionamiento y se elaboraron las siguientes conclusiones: se aprecia la existencia de un modelo cuadrático que relaciona la emisión de cada contaminante con la potencia generada y los parámetros que se obtienen son apreciablemente similares en las distintas observaciones realizadas sobre un mismo grupo.

Para el posterior estudio nos interesa conocer además del comportamiento por separado de los NO_x y el SO_2 la cantidad total de contaminante vertido por la central y el coste que implica esta contaminación. Para ello basta sumar las dos cantidades anteriores y aceptar como valoración del coste en pesetas de esa contaminación, las tasas actualmente vigentes en Galicia (5.500 pta. por Tn. de Contaminante).

Y así en primera aproximación podemos considerar que este fenómeno físico sigue una ley del tipo:

$$E(P_s) = \epsilon P_s + \sigma P_s^2 \quad (2)$$

donde los parámetros son de nuevo conocidos en cada central térmica.

3.1.3. Modelo de Red Eléctrica y de Pérdidas de Transmisión

Para la red eléctrica de nuestro sistema, vamos a adoptar un modelo relativamente sencillo. La red eléctrica se va a considerar como un mero medio de transferencia de potencia activa desde los nodos de generación a los nodos de carga, tal como se

observa en la figura 1. Con esta suposición, solamente se necesita la ecuación de equilibrio de la potencia activa:

$$F(P_D) = \sum_{i \in R_G} \beta P_{Gi} - P_L(P_G) \quad (3)$$

donde PD es la potencia demandada al sistema y PL(PG) son las pérdidas de transmisión de potencia activa que serán función del vector de generación PG. Para dichas pérdidas utilizaremos el modelo de Kirchmayer (Kirchmayer, 1958):

$$P_L = K_{LO} + \sum_{i=0}^n B_{i0} P_{gi} + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n P_{gi} B_{ij} P_{gj} \quad (4)$$

donde despreciaremos los parámetros K_{LO} y B_{i0} , y supondremos que $B_{ij} = 0$ con i distinto de j , teniendo entonces:

$$P_L(t) = \sum_{i=1}^n B_{ii} P_{gi}(t)^2 \quad (5)$$

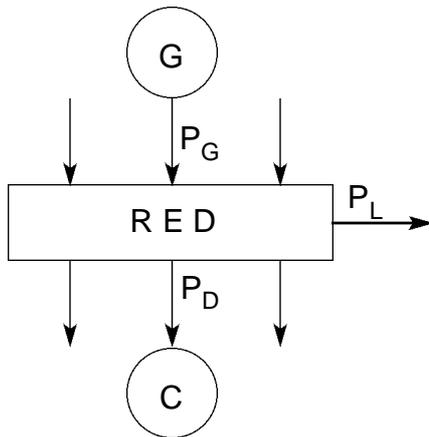


Fig. 1

Es necesario expresar estas pérdidas en unidades monetarias, y para ello utilizaremos el factor de conversión ϕ , (El-Hawary y Ravindranath, 1991). Este factor, convierte las pérdidas en coste de generación térmica, y asumiendo la fórmula (3), ϕ se calcula como el costo incremental convencional de generación, y viene dado por:

$$\phi_i = \frac{\beta_i + 2\gamma_i P_i}{1 - 2B_{ii} P_i} \quad i=1,2,\dots,m \quad (6)$$

En cada instante, el valor de ϕ se calcula como la media de los costos incrementales de las centrales térmicas. Finalmente, el valor medio de ϕ se da por la media de los ϕ a lo largo de todos los instantes.

3.1.4. Modelo de Central Hidráulica

Para nuestro trabajo vamos a considerar que las centrales hidráulicas son de carga variable (El-Hawary y Christensen, 1979), es decir, que la potencia generada por las centrales hidráulicas es función de la altura de agua en el embalse y del caudal de descarga. La potencia de salida (en Mw) viene dada por:

$$P_h = \frac{q^h}{G} \quad (7)$$

donde q es el caudal de descarga de agua en $m^3/seg.$, h es la altura de agua efectiva en m., y G es la eficiencia total de la planta hidráulica.

Existen modelos aproximados para expresar la potencia hidráulica generada, tales como el de Glimm-Kirchmayer, el de Hildebrand, el de Hamilton-Lamont y el de Arvaniditis-Rosing, pero nosotros, en todos los estudios posteriores, emplearemos el anteriormente expuesto, por tratarse del más acorde con la realidad. Tampoco entraremos a considerar centrales de carga fija, donde la potencia generada tan sólo es función del caudal vertido, por tratarse de modelos demasiado simples.

Una vez modelizada la turbina hidráulica veamos un modelo de depósito. Aceptaremos un modelo donde la relación entre el volumen de agua almacenado y la descarga se puede expresar por la ecuación:

$$s(t) = i(t) - q(t) \quad (8)$$

donde $s(t)$ es el volumen de agua en el depósito, $i(t)$ es el flujo de agua natural corregido por las pérdidas de fuga y por la evaporación y $q(t)$ es caudal de descarga que pasa a través de las turbinas.

3.1.5. Modelo de Red Hidráulica

Consideraremos una red de centrales hidráulicas distribuidas en varias cuencas de naturaleza ramificada. Diremos que estas centrales están acopladas hidráulicamente, es decir que el caudal de descarga de una central, va a influir en el caudal de entrada de la central inmediatamente aguas abajo. Además, el caudal de salida de una central, en un instante t , tardar un tiempo determinado en llegar a las centrales inmediatamente aguas abajo. Este tiempo, como es lógico, depender de la distancia que separe las dos centrales y en general ser distinto para cada dos centrales. A este tiempo le llamaremos retraso en el transporte y lo representaremos por τ . Las variables que aparecen en el sistema son: $i_i(t)$: Flujo natural de agua para la central i ; $q_i(t)$: Caudal de descarga de agua de la central i ; τ_{i-1} : Retraso en el transporte entre la central $i-1$ y la central aguas abajo; $q_{i-1}(t-\tau_{i-1})$: Descarga de agua de la central $i-1$ en el instante $t-\tau_{i-1}$.

Veamos a continuación las ecuaciones que nos definirán el funcionamiento de este sistema. Para no complicar la notación, realizaremos el siguiente tratamiento suponiendo que sólo tenemos una cuenca. La ecuación que relaciona el volumen de agua con los caudales de entrada y salida en cada central será:

(1) Plantas cabecera:

$$s_j(t) = i_j(t) - q_j(t) \quad (9)$$

(2) Plantas intermedias: para las plantas intermedias la situación es:

$$s_j(t) = i_j(t) + \sum_{j \in R_{hi}} q_j(t - \tau_j) - q_j(t) \quad (10)$$

siendo R_{hi} el conjunto de plantas inmediatamente aguas arriba a la i -ésima. El caudal desde cada planta lleva un retraso en el transporte de τ_j ($j \in R_{hi}$) a la i -ésima planta.

(3) Plantas desembocadura: se describen por la misma ecuación que las plantas intermedias.

(4) Plantas aisladas: se describen por la misma ecuación que las plantas cabecera.

Para simplificar la formulación del problema vamos a introducir las siguientes variables auxiliares:

$$Y_j(t, \tau_j) = \int_0^t q_j(x - \tau_j) dx \quad j \in R_{hi} \quad Q_i(t) = \int_0^t q_i(x) dx \quad (11)$$

La variable $Y_j(t, \tau_j)$ es el volumen de agua descargada retrasada un tiempo τ_j . $Q_i(t)$ es el volumen de agua descargada en la planta i hasta el instante t . Operando adecuadamente en las ecuaciones de funcionamiento de la red hidráulica se obtienen las ecuaciones que nos definen el comportamiento de la red hidráulica:

$$q_{m+i}(t) - Q_{m+i}(t) = 0 \quad (i \in R_h) \quad \text{ó} \quad i=1, 2, \dots, n-m$$

$$P_{hm+i}(t) + A_{m+i}(t)q_{m+i}(t) + B_{m+i}q_{m+i}(t)Q_{m+i}(t) +$$

$$C_{m+i}q_{m+i}^2(t) = 0 \quad (i \in R_{hca})$$

$$P_{hm+i}(t) + A_{m+i}(t)q_{m+i}(t) - B_{m+i}q_{m+i}(t) \sum_{j \in R_{hi}} Y_j(t, \tau_j) + B_{m+i}q_{m+i}(t)Q_{m+i}(t) + C_{m+i}q_{m+i}^2(t) = 0 \quad (i \in R_{hd})$$

siendo R_{hca} la unión de las plantas cabecera y aisladas y R_{hd} la unión de las plantas intermedias y desembocadura.

Por último supondremos que el volumen de agua disponible en la central hidráulica i , durante todo el intervalo de optimización es b_i , por lo que siendo $[0, T_i]$ el intervalo de optimización, en cada planta hidráulica se tendrá que cumplir:

$$\int_0^{T_i} q_i(t) dt = b_i \quad (13)$$

3.2. Planteamiento del problema

El problema que vamos a estudiar consiste en calcular las potencias que tienen que generar las distintas centrales, tanto térmicas como hidráulicas, para que un funcional compuesto de forma combinada por el coste de combustible, el coste asociado a la contaminación y el coste asociado a las pérdidas, durante el intervalo de optimización $[0, T_i]$, sea mínimo.

Para realizar la optimización conjunta de estos factores, incluiremos los tres costes en el funcional mediante unas ciertas funciones peso κ_1, κ_2 y κ_3 , que verifican la condición: $\kappa_1 + \kappa_2 + \kappa_3 = 1$ y que asignan valores relativos a los tres componentes del funcional.

Nuestro objetivo, por tanto, es minimizar el funcional:

$$J = \int_0^{T_i} \left\{ \kappa_1 \sum_{i=1}^m (\alpha_i + \beta_i P_{si}(t) + \gamma P_{si}^2(t)) + \kappa_2 \sum_{i=1}^m (\epsilon_i P_{si}(t) + \sigma_i P_{si}^2(t)) + \kappa_3 \phi \sum_{i=1}^n (B_{ii} P_i(t)^2) \right\} dt \quad (14)$$

sometido a una serie de restricciones. La primera, la ecuación de equilibrio de potencia activa (3) que define el modelo de red eléctrica. Las otras restricciones que tendremos que tener en cuenta serán las ecuaciones de funcionamiento de la red hidráulica (12). Elevando la variable Y al cuadrado, obtendremos la cuarta restricción, y por último, el volumen de agua disponible durante el intervalo de optimización en la central hidráulica i es como ya vimos b_i y por tanto, en cada central hidráulica se tendrá que cumplir (13).

Para tener en cuenta estas restricciones introducimos unas funciones multiplicadoras desconocidas, que vamos a llamar $l(t)$, $m_i(t)$, $n_i(t)$, y $r_i(t)$, para las cuatro primeras restricciones, respectivamente. La última restricción la incluiremos en el funcional de costo mediante el multiplicador constante μ , que no depende del tiempo, pues la restricción asociada se refiere a todo el intervalo de optimización.

3.3. Proceso de Ritz

Vamos a buscar la solución aproximada al mínimo de nuestro funcional aumentado, de acuerdo a la teoría del método de Ritz (Mikhlin, 1965), es decir vamos a buscar la solución en la forma:

$$x = \sum_{i=1}^n a_i w_i \quad (15)$$

Tras un estudio realizado (Bayón, 1998) convenimos en aceptar como sistema de funciones de forma o coordenadas $\{w_i^n\}$ el sistema algebraico de potencias: $\{w_i^n\}$, que une a su simplicidad operacional, la rapidez de convergencia. Vamos a aplicar en la práctica aproximaciones de Ritz que tan sólo consideran una función de forma. Con esta premisa tendremos que:

$$P_{si}(t) = P_{si}(0) + d_i^j t \quad i=1,2,\dots,m$$

$$q_{m+i}(t) = q_{m+i}(0) + c_i^{m+i} t \quad i=1,2,\dots,n-m \quad (16)$$

La técnica que vamos a desarrollar (Bayón, 1998) la hemos llamado: solapamiento de funciones de forma, y consta básicamente de los siguientes pasos:

- (I) Discretización del problema en los nodos elegidos.
- (II) Eliminación de ciertas variables y restricciones y de los multiplicadores asociados.
- (III) Formación de la restricción de equilibrio de potencias fuera de la integral, y por tanto en cada nodo.
- (IV) En cuarto lugar, y como hemos planteado antes, subdividimos la integral (14) en q integrales, con límites en los nodos elegidos, obteniendo:

$$\sum_{j=1}^q f_j^j \left\{ \kappa_1 \sum_{i=1}^m (\alpha_i + \beta_i P_{si}(t) + \gamma_i P_{si}^2(t)) + \kappa_2 \sum_{i=1}^m (\epsilon_i P_{si}(t) + \sigma_i P_{si}^2(t)) + \kappa_3 \phi \sum_{i=1}^n (B_{ij} P_i(t)^2) \right\} dt \quad (17)$$

- (V) Y como consecuencia de todo lo anterior, para nuestra aproximación, en cada nodo el coeficiente de Ritz será diferente. Estamos considerando q funciones de forma y al minimizar el funcional planteado en los q nodos, las solapamos escogiendo en cada nodo j la recta que ha minimizado la integral

extendida entre $[j-1, j]$. Es decir, las potencias térmicas y los caudales hidráulicos, están siendo aproximados por rectas cuya ordenada en el origen es un dato impuesto (la condición inicial), y donde la incógnita a hallar para optimizar el sistema es la pendiente. La situación se aproxima a la representada en la figura 2. Vemos tres funciones de forma solapadas, correspondientes a los tres primeros nodos. Cada recta de aproximación (a), sólo se considera en el intervalo asociado a cada nodo y hemos representado también la curva solución exacta (r).

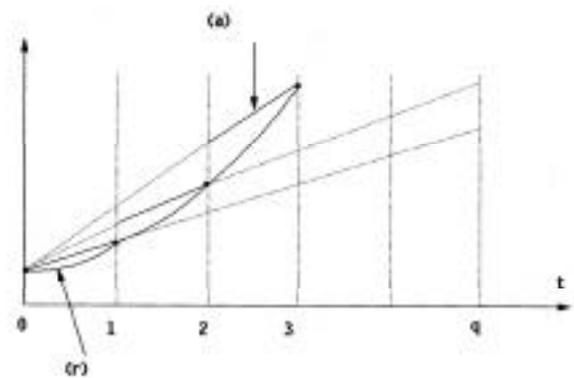


Fig. 2

Una vez así planteado el problema, observamos como nuestro funcional pasa a ser función de los $n + q$ coeficientes de Ritz introducidos en (16), (uno por cada central térmica o hidráulica presente en el sistema y uno por cada nodo), y de los multiplicadores $\lambda(j)$ y μ_i :

$$J = F(a_1, \dots, a_{n,q}, \lambda(1), \dots, \lambda(q), \mu_{m+1}, \dots, \mu_n) \quad (18)$$

El mínimo de este problema de extremos condicionados lo hallaremos por el método clásico del cálculo variacional, igualando a cero las derivadas de J respecto a las variables independientes y la determinación del mínimo se reduce a la resolución del sistema de ecuaciones algebraicas no lineales:

$$\frac{\partial F}{\partial d^{ij}} = 0 \quad i=1,2,\dots,m; \quad j=1,2,\dots,q$$

$$\frac{\partial F}{\partial c^{m+i,j}} = 0 \quad i=1,2,\dots,n-m; \quad j=1,2,\dots,q$$

$$\frac{\partial F}{\partial \lambda(j)} = 0 \quad j=1,2,\dots,q$$

$$\frac{\partial F}{\partial \mu_{m+i}} = 0 \quad i=1,2,\dots,n-m$$

(19)

Este sistema no lineal lo resolveremos mediante el clásico método cuasi-Newton LSB que puede encontrarse descrito con detalle en (Press, 1994).

3.4. UN EJEMPLO NUMERICO

Se ha desarrollado un programa para verificar los resultados obtenidos en este artículo y se ha aplicado a un ejemplo concreto. El sistema consta de 3 plantas térmicas y 6 plantas hidráulicas, acopladas como se muestra en la figura 3. Los parámetros relativos a dichas plantas, y que han sido utilizados en este artículo, se encuentran recogidos en (Bayón, 1998).

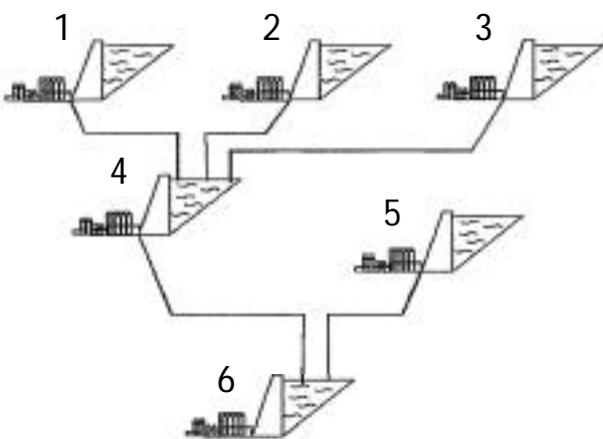


Fig. 3

La potencia demandada al sistema hidrotérmico se muestra en la figura 4, y la variación del error relativo con las sucesivas iteraciones en la figura 5. Se puede observar la rápida convergencia del algoritmo incluso en este ejemplo de considerables dimensiones.

Finalmente se obtuvieron las potencias activas óptimas para distintos casos de optimizaciones combinadas y simples (solo uno de los costes). En la figura 6 se muestra el resultado obtenido para la planta hidráulica 4 en el caso de minimización combinada de coste de combustible (factor de peso:0,6), de coste asociado a la contaminación (factor de peso: 0,2), y de coste asociado a las pérdidas de transmisión (factor de peso: 0,2).

4. Conclusiones

En este trabajo se han aplicado conjuntamente la teoría del cálculo variacional, el método de Ritz y la resolución de sistemas de ecuaciones no lineales mediante el método LSB, para minimizar un funcional combinado en un sistema hidrotérmico. El sistema se caracteriza por el acoplamiento hidráulico y por la presencia del retraso en el transporte en algunas variables de control. La solución obtenida presenta entre otras ventajas las siguientes:

- El método obtenido se puede aplicar para la optimización combinada y así se podrán optimizar de forma conjunta el coste de producción (coste clásico) junto a costes menos utilizados hasta ahora, como el coste asociado a la contaminación (coste ecológico) o el coste asociado a las pérdidas de potencia por transmisión. Así se consigue compaginar la nueva normativa liberalizadora con las restricciones medioambientales, cada vez más estrictas en la Unión Europea.
- La resolución del sistema no lineal no necesita valores iniciales próximos a la solución final y muestra convergencia muy rápida para problemas complejos.
- Además de las potencias óptimas obtenemos los valores de las demás variables del sistema (caudales, altura de agua en los depósitos, etc.).

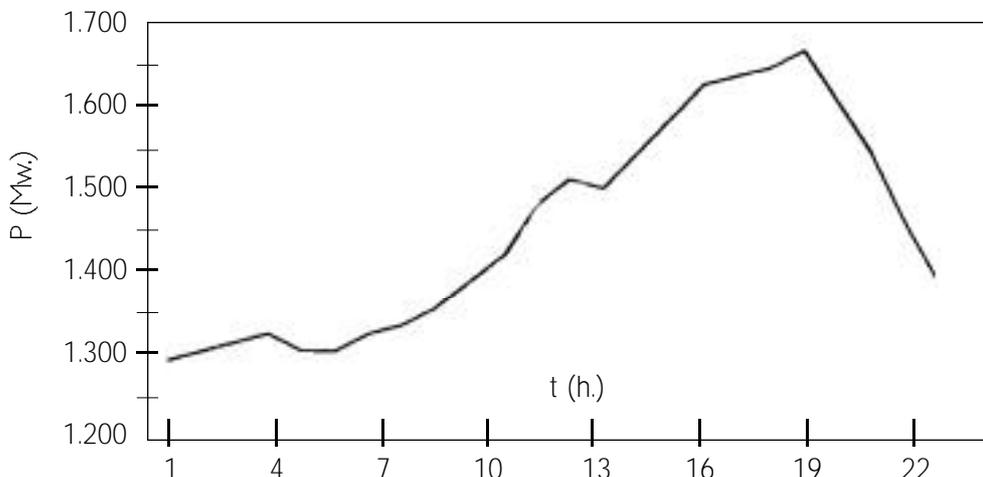


Fig. 4

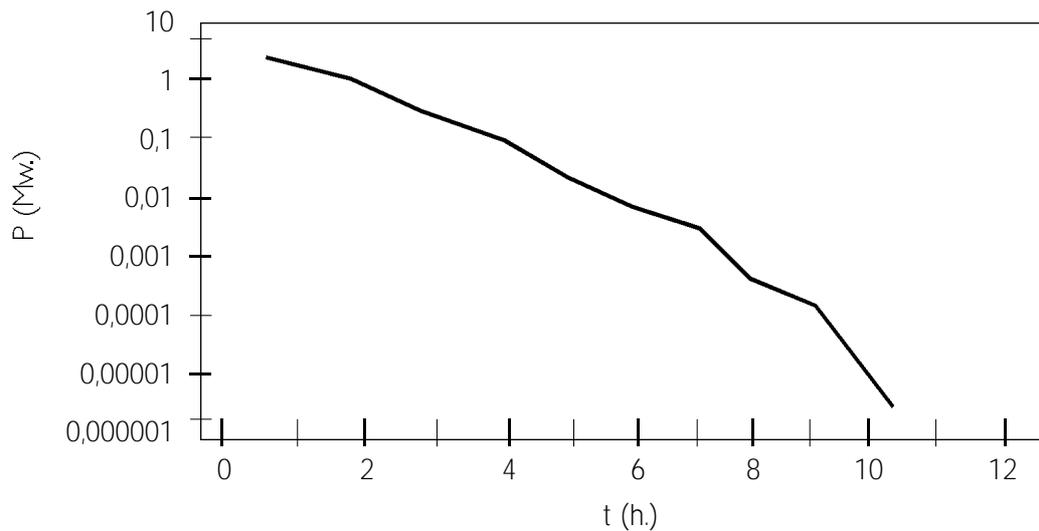


Fig. 5

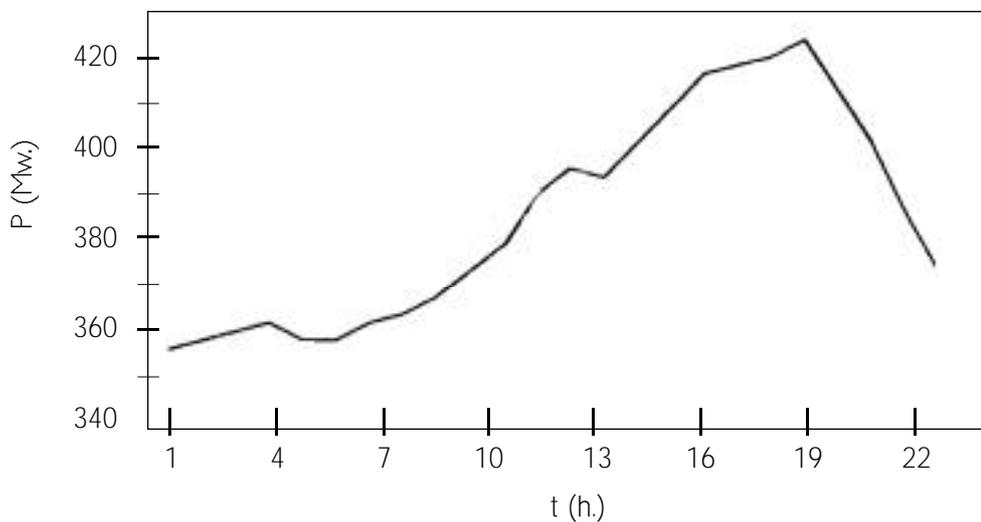


Fig. 6

5. Referencias

Suárez, P. M.; Bayón, L. F., Optimización de las emisiones de SO₂ Y NO_x en un sistema hidrotérmico. Información Tecnológica, vol. 7, n° 6, pp. 49-54, Chile (1996).

Kirchmayer, L. K., Economic operation of power systems. General Electric Company, John Wiley & Sons, INC., New York - USA (1958).

El-Hawary, M. E.; Ravindranath, K. M., Combining loss and cost objectives in daily hydro-thermal economic scheduling. IEEE Trans. on Power systems, vol. 6, n° 3, pp. 1106-12, (1991).

El-Hawary, M. E.; Christensen, G. S., Optimal economic operation of electric power systems. Academic Press, (1979).

Mikhlin, S. G., The Problem of the minimum of a quadratic functional. Holden - Day, INC., San Francisco - USA (1965).

Bayón, L. F., Optimización de un sistema hidrotérmico mediante el método de Ritz. Cuaderno de Investigación n° 31. Departamento de Matemáticas. Universidad de Oviedo, España (1998).

Press, W. H., Numerical Recipes in Fortran. Cambridge University Press, Cambridge (1994).

TEXTOS LEGALES

Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del sistema eléctrico español. 1996.

Ley 54/1997, de 27 de Noviembre, del Sector Eléctrico. BOE n° 285 de 28 de Noviembre de 1997.