

DESPACHO HIDROTERMICO EN SISTEMAS ELECTRICOS PEQUEÑOS

Borrero Vega Antonio
Universidad de Cuenca
EERCS CA - CIELA

Cabrera Arévalo Antonio
CIELA

Durán Noritz Carlos
Universidad de Cuenca
CIELA

RESUMEN

Se plantea un método alternativo de análisis al problema de despacho de carga a corto plazo (un día), en pequeños sistemas con parque generador hidrotérmico, basándose en un algoritmo de descomposición espacial y tomando en consideración funciones cuadráticas de consumo hidráulico y de costo térmico, reservorios hidráulicos en cascada y retardos de tiempo. Se presenta un programa digital que permite determinar el reparto óptimo de la carga en los generadores que se encuentren operando, en base a una selección de unidades previamente establecida; y, se desarrolla la ecuación de pérdidas de KRON mediante la matriz Z-barras y un programa auxiliar de flujos de carga. Se ha aplicado con éxito el método al sistema de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., compuesto por cuatro centrales de generación y una conexión con el SNI⁽¹⁾.

ABSTRACT

(HYDROTHERMAL DISPATCH IN SMALL POWER SYSTEMS)

An alternative analysis for the short time (one day) economic dispatch problem is presented, and applied to small hydrothermal generating power systems. The method is based in a spatial decomposition algorithm, taking into account quadratic cost functions for hydraulic, and thermal units, as well as cascade hydroelectric reservoirs, and time delays. The paper presents a computer program which calculates the optimal load dispatch between operating generators, based on a previously established unit commitment. Kron's loss equation is developed from Z-bus, and auxiliary load flow calculations. Finally this method is successfully applied to the "Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A." electric system, comprised of four power plants, and a link to the Ecuadorian National Network⁽¹⁾.

1) INTRODUCCION

"El progreso del ser humano civilizado ha sido históricamente proporcional a su habilidad para controlar la energía".

La energía se encuentra primariamente en forma radiante, térmica, cinética, potencial, nuclear, etc., pudiendo convertirse en energía eléctrica; forma muy conveniente, por razones de buena controlabilidad, alta velocidad de transporte, transformabilidad en forma directa, eficiente y no contaminante.

En lo referente al aspecto económico de la producción de energía eléctrica, se dirige la atención a los sistemas de generación de potencia, y un interés prioritario a las pérdidas de transmisión; de aquí que para su resolución surgen dos subproblemas⁽²⁾:

1) Programación de Encendido de Unidades Térmicas o "Predespacho", cuyo objetivo es: de un conjunto de unidades térmicas de generación escoger el subconjunto que satisfaga la demanda esperada del sistema, en un cierto tiempo, con un mínimo costo de operación, cumpliendo con ciertas restricciones.

2) Despacho Económico de Unidades Térmicas e Hidráulicas, cuyo objeto es repartir, en la forma más barata, la potencia demandada por la carga en un determinado momento, dentro de los niveles técnicos adecuados de suministro (restricciones), en las unidades preseleccionadas.

Ya que la actividad humana regularmente sigue ciclos, el uso de la energía eléctrica (la demanda), cumple con ciclos caracterizados por: zona, población, actividades, etc. Este comportamiento usualmente conduce a la selección de unidades térmicas, denominado subproblema 1; además, su característica dará una pauta para la selección del tiempo de programación del subproblema 2, así como la forma de escoger los subintervalos concordantes con la curva de carga del sistema.

Para el despacho económico, un primer método consistió en suministrar energía a pequeñas cargas, desde la central de mayor rendimiento, hasta alcanzar su óptimo; debiendo los incrementos de carga abastecerse desde la segunda central de mayor rendimiento y así sucesivamente. Aún desechando las pérdidas de transmisión, este método es inexacto. Posteriormente, se usó el criterio de igual costo incremental, que es adecuado para sistemas con líneas de transmisión cortas, o si las pérdidas son independientes de la generación. Luego se incorporaron las fórmulas de pérdidas de transmisión, pero su evaluación es difícil cuando el número de centrales de generación es grande.

Para el cálculo de las pérdidas incrementales se usó el analizador de redes, que condujo a los llamados factores de penalización, que conjuntamente con la regla de igual costo incremental, dan las Ecuaciones de Coordinación. Finalmente, se implementaron algoritmos de cálculo mediante computadores digitales, para afrontar el problema del despacho hidrotérmico usando métodos variacionales, programación dinámica, máximo principio de Pontryagin, el teorema de la Mínima Norma y otros.

Se presenta a continuación un marco teórico respecto del despacho hidrotérmico, y se describe un programa digital desarrollado para determinar la ecuación de pérdidas de transmisión de KRON, y resolver el problema de despacho de energía hidrotérmica, en periodos de programación de hasta un día.

2) PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

2.1) Costos

a.- Costo de Capacidad Instalada⁽³⁾:

$$CC_i = FCR_i \cdot UC_i \cdot C_i \quad (\$/.) \quad (1)$$

Siendo UC_i el costo unitario de capacidad; C_i la capacidad de la unidad i ; y, FCR_i la relación de cargos fijos, que considera (como una fracción de la inversión inicial) la depreciación y tasa de retorno anuales, impuestos y seguros.

b.- Costos de Producción, son los más importantes en el despacho económico. Para la unidad i , el costo de producción es EC_i :

$$EC_i = FC_i + OM_i \quad [s/./H] \quad (2)$$

EC_i es el costo total de producción; OM_i es el costo de operación y mantenimiento; y FC_i es el costo del combustible; sólo éste último depende directamente de la potencia de salida, por lo que es el único que se considera en el problema de Despacho. El costo horario de combustible FC_i , tiene a su vez dos componentes FC_i :

$$FC_i = F_i + AP_i \quad [s/./H] \quad (3)$$

F_i , es el costo de producir la potencia P_{oi} , cuando la unidad i está operando. AP_i es el costo cuando se debe arrancar o parar la unidad i y se considera sólo en el subproblema de selección de unidades.

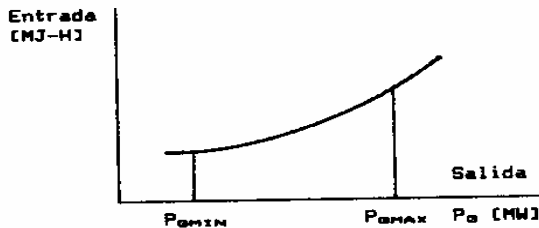


Figura 1. Curva Entrada-Salida

La curva mostrada, puede convertirse a una relación "Costos/hora vs. Potencia de salida", multiplicando la entrada por R_i (costo de un MJ/H), representada por la función F_i .

2.2) Gasto o Consumo Hidráulico

Las instalaciones hidráulicas pueden ser convencionales o de almacenaje por bombeo $^{[2]}$. Las convencionales a su vez se clasifican en centrales de almacenamiento y de paso. Las centrales de almacenamiento, tienen un reservorio en donde, durante los periodos de menor demanda se almacena agua para usarse en momentos de mayor demanda, su despacho requiere mayor atención. Las centrales de paso tienen pequeña capacidad de almacenaje y un caudal variable, usando más bien el agua disponible; en el despacho económico su salida no es controlable y se considera como una carga negativa.

2.3) Modelo del Consumo de Turbinas Hidráulicas $^{[2]}$

La potencia de una turbina hidráulica P_H [MW], es función del desnivel [m] y del caudal de descarga del agua [m³/s], o sea:

$$P_H = (q \cdot h / 102) \mu_T \cdot \mu_G \quad [MW] \quad (4)$$

Siendo: q el caudal [m³/s], h la altura efectiva al nivel superior [m], μ_T la eficiencia de la turbina, y μ_G la eficiencia del generador. Definiendo como eficiencia variable $G = (\mu_T \cdot \mu_G / 102)^{-1}$, (4) se convierte en $^{[2]}$:

$$P_H \cdot G = q \cdot h \quad [MW] \quad (5)$$

El rendimiento variable y la potencia de generación, pueden modelarse como una ecuación cuadrática:

$$a_0 \cdot G^2 + \beta_0 \cdot G + a_H \cdot P_H^2 + \beta_H \cdot P_H + \theta_0 = 0 \quad (6)$$

Existen muchos modelos desarrollados, dependiendo básicamente de las características de instalación de cada planta. Un modelo muy usado, de Glinn-Kirchmayer $^{[4]}$, considera a la variación del caudal de descarga como una función cuadrática de la altura efectiva y la potencia de generación.

$$q = k \cdot \Omega(h) \cdot \phi(P_H) \quad [m^3/s] \quad (7)$$

$$\Omega(h) = a_0 + a_1 \cdot h + a_2 \cdot h^2$$

$$\phi(P_H) = b_0 + b_1 \cdot P_H + b_2 \cdot P_H^2$$

Una forma generalizada, dada por Hildebrand $^{[5]}$ es:

$$q = \sum_{i=0}^n \sum_{j=0}^1 C_{ij} \cdot P_H^i \cdot h^j \quad (8)$$

C_{ij} son los coeficientes de la función polinómica para el caudal. Otro modelo más reciente dado por Hamilton-Lamot $^{[6]}$ toma la siguiente forma:

$$q = (a_0 + a_1 \cdot P + a_2 \cdot P^2)(b_0 + b_1 \cdot h + b_2 \cdot h^2)/h \quad (9)$$

2.3.1) Modelo de la Altura Efectiva (h), $^{[2,7]}$ que se obtiene de la altura bruta h_0 , que es la diferencia entre y_0 (altura bruta en el tanque de cabeza) y y_T (altura del canal de descarga), como se muestra en la figura 2.

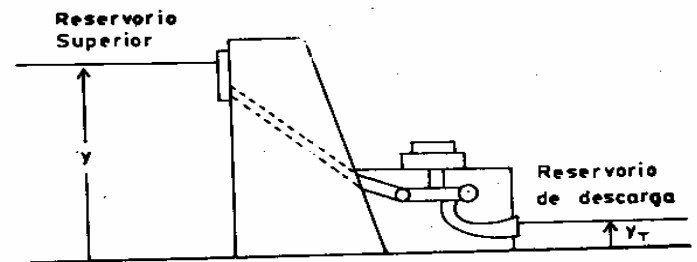


Figura 2. Componentes de una planta hidráulica.

$$h_0 = y_0 - y_T \quad [m] \quad (10)$$

y_T depende de la descarga y la fuga de agua (σ , derrame por los aliviaderos). En la figura 3 se muestra esta relación, que puede linealizarse como:

$$y_T = y_{T0} + \alpha_T (q + \sigma) \quad [m] \quad (11)$$

Siendo y_{T0} la altura inicial a la salida de la turbina, cuando ni se turbinan ni hay derrame; α_T es el inverso del área del reservorio a la salida de la turbina, y_0 depende de la geometría del reservorio, la entrada natural, el derramamiento y la descarga del agua; por ello es necesario considerar el modelo del reservorio en estos casos. La altura efectiva o altura de presión está dada por:

$$h = h_0 - h_p \quad [m] \quad (12)$$

Donde h_0 es la altura neta del reservorio, y h_p es la altura de pérdidas.

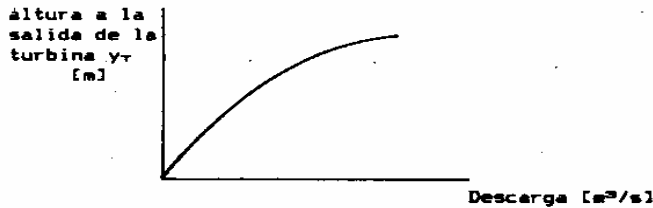


Figura 3

La figura 4 muestra la variación de las pérdidas de altura con la descarga. Que podrían aproximarse a una relación lineal dada por:

$$h_p = h_{p0} + \alpha_p \cdot q \quad (13)$$

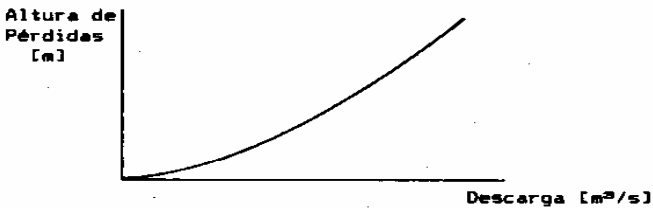


Figura 4

La altura neta en función del tiempo está dada por:

$$h(t) = y_{\tau}(t) - [y_{\tau 0} + \alpha_{\tau} \cdot \sigma(t) + \alpha_p \cdot q(t)] \quad [m] \quad (14)$$

$$y_{\tau 0} = y_{\tau 0} + h_{p0}$$

$$\alpha_{\tau} = \alpha_{\tau} + \alpha_p$$

2.3.2) Modelo de los Reservorios. En base al nivel de agua y_{τ} en el reservorio y la descarga q , se determina la potencia efectiva disponible en planta. La dinámica del reservorio puede ser descrita adecuadamente por:

$$dS(t)/dt = i(t) - q(t) - \sigma(t) \quad [m³/s] \quad (15)$$

$S(t)$ es la capacidad del reservorio $[m³]$, $i(t)$ es el flujo natural de entrada ajustado al considerar las pérdidas por evaporación y filtración $[m³/s]$ (pudiéndose estimarlas como una fracción de la capacidad del reservorio), $q(t)$ es el caudal turbinado $[m³/s]$, $\sigma(t)$ es el caudal derramado $[m³/s]$ que depende de las restricciones de volumen de agua y debe ser ≥ 0 . En reservorios naturales, la variación de la capacidad de almacenamiento se determina de la curva altura-capacidad.

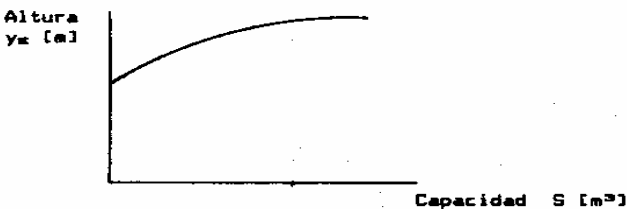


Figura 5

La configuración del reservorio cambia con el tiempo, debido a factores como la acumulación de sedimento; siendo necesario revisar el modelo periódicamente. Un modelo general es:

$$S = \sum_{i=0}^N \alpha_i \cdot y^i \quad [m³] \quad (16)$$

Siendo α_i un coeficiente de ajuste. Deben observarse las restricciones de: capacidad $S_{MIN} \leq S(t) \leq S_{MAX}$; consumo $q_{MIN} \leq q(t) \leq q_{MAX}$; y, caudal total de descarga $q_{MIN} \leq [q(t) + \sigma(t)] \leq q_{MAX}$, que debe estar dentro de límites de regulación sin afectar la navegación, irrigación, recreación, etc.

2.4) Variación Unitaria de Costos

La función de costo F_i es:

$$F_i = R_i \cdot f_i(P_{H_i}) \quad [S/./H] \quad (17)$$

Variación Unitaria de Costo o Costo Incremental de la unidad i $-VUC_i-$ $[S/./MW-H]$, es la derivada de F_i con respecto a su potencia de salida:

$$VUC_i = \frac{dF_i}{dP_{H_i}} = R_i \frac{df_i(P_{H_i})}{dP_{H_i}} \quad (18)$$

Puesto que las funciones de costo son cuadráticas o cúbicas, los costos incrementales serán lineales o cuadráticos, respectivamente. Para el caso de unidades hidráulicas, el tratamiento es similar, permutando: P_{H_i} con P_{H_2} (Potencia hidráulica), F_i con q_i (caudal), R_i con 1, y VUC_i con VUq_i (Variación unitaria de caudal). Con esos cambios se llega a:

$$VUq_i = \frac{dq_i(P_{H_2})}{dP_{H_2}} \quad (19)$$

$q_i = g_i(P_{H_2})$ es la relación entre el caudal de entrada en la unidad hidráulica i y su potencia de salida, como se muestra en la figura 6:

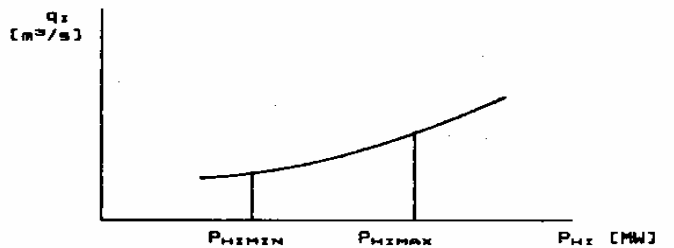


Figura 6

2.5) Pérdidas en las Líneas de Transmisión

Al determinar el despacho económico entre centrales, es necesario considerar las pérdidas del sistema de transmisión, en función de las potencias de generación. Una forma usual es con la llamada "fórmula de pérdidas de KRON" [10]:

$$PL = B_{00} + \sum_{i=1}^N B_{0i} \cdot P_{G_i} + \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N B_{ij} \cdot P_{G_i} \cdot P_{G_j} \quad (20)$$

B_{ij} : componente ij de la matriz de pérdidas.
 B_{0i} : componente i del vector de pérdidas.
 B_{00} : término constante de pérdidas.

Otra alternativa es la ecuación de GEORGE (1977):

$$PL = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N P_{ij} \cdot B_{ij} \cdot P_{ij} \quad (21)$$

Existe otra fórmula para calcular las pérdidas, que viene expresada por:

$$PL = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N [c_{ij} \cdot (P_i \cdot P_j + Q_i \cdot Q_j) + d_{ij} \cdot (Q_i \cdot P_j - P_i \cdot Q_j)] \quad (22)$$

$$c_{ij} = \frac{R_{ij}}{V_i \cdot V_j} \cos(\delta_i - \delta_j) \quad (23)$$

$$d_{ij} = \frac{R_{ij}}{V_i \cdot V_j} \sin(\delta_i - \delta_j) \quad (24)$$

R_{ij} : es la parte real (elemento ij) de Z-barra.
 V_i, V_j : son magnitudes de tensión en barras i y j .
 δ_i, δ_j : los ángulos de tensión de las barras i y j .

El "factor de penalización del generador" L_i es:

$$L_i = \frac{1}{1 - \partial PL / \partial P_{Gi}} \quad (25)$$

$\partial PL / \partial P_{Gi}$: "Pérdidas Incrementales" (válida para unidades térmicas e hidráulicas).

2.6) Método de Optimización por Multiplicadores de Lagrange (1977)

Se plantea en base a los siguientes parámetros:

- NT: Número de unidades térmicas.
- NH: Número de unidades hidráulicas.
- T: Períodos del tiempo de programación.
- n(t): Número de horas del periodo.
- D(t): Demanda del sistema en el periodo t.
- $P_{Gi}(t)$: Potencia eléctrica generada por la unidad térmica i , en el periodo t.
- $P_{Hi}(t)$: Potencia eléctrica generada por la unidad hidráulica i , en el periodo t.
- $F_i(P_{Gi}(t))$: Costo de producción de unidad térmica i , en el periodo t.
- $AP_i(H_i(t))$: Costo de arranque-parada de la unidad térmica i .
- P_{GiMAX} : Potencia máxima de generación de la unidad térmica i .
- P_{GiMIN} : Potencia mínima de generación de la unidad térmica i .
- $H_i(t)$: Número de horas que la unidad térmica i estuvo encendida o apagada al inicio del periodo t.
- $V_i(t)$: Volumen del reservorio i , al comienzo del periodo t.
- V_{iMAX} : Máximo volumen embalsado en reservorio i .
- V_{iMIN} : Mínimo volumen embalsado en reservorio i .
- $Q_i(t)$: Caudal de la unidad i , en el periodo t.
- Q_{iMAX} : Caudal máximo para la unidad i .
- Q_{iMIN} : Caudal mínimo para la unidad i .
- $u_i(t)$: Derrame en reservorio i en el periodo t.
- $i_i(t)$: Entrada natural de agua en el reservorio i , en el periodo t.
- $z_i(t)$: Caudal que va al reservorio i , desde los reservorios situados aguas arriba, en el periodo t.
- $V_i(T+1)$: Volumen requerido en el reservorio i , al final del periodo de programación T y que es igual a V_{Fi} .
- $q_j(t)$: Caudal turbinado en j , aguas arriba del reservorio i en el periodo t.
- $u_j(t)$: Caudal que sale del reservorio j al i , sin turbinarse en j , en el periodo t.

Considerando el tiempo de retardo τ_j (tiempo que tarda el agua en viajar desde el reservorio j al i), $z_i(t)$ está dada por:

$$z_i(t) = \sum_{j=1}^{N_j} [q_j(t - \tau_j) + u_j(t - \tau_j)] \quad (26)$$

R_j son los reservorios aguas arriba de i . Le

ecuación de continuidad de volumen para el reservorio i es:

$$V_i(t+1) = V_i(t) + [i_i(t) + z_i(t) - q_i(t) - u_i(t)] \cdot n(t) \quad (27)$$

Una vez descritos los parámetros a utilizarse y su nomenclatura, se plantea el problema de minimizar el costo de producción total CPT dado por:

$$CPT = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NT} [F_i(P_{Gi}(t)) + AP_i(H_i(t))] \cdot n(t) \quad (28)$$

$H_i(t)$ es el historial de la máquina i , y representa las horas que dicha máquina estuvo parada o funcionando (número positivo o negativo), al inicio del periodo t. CPT está sujeto a:

* La potencia total generada debe igualar a la demanda del sistema más las pérdidas:

$$D(t) + PL(t) = \sum_{i=1}^{NT} P_{Gi}(t) + \sum_{j=1}^{NH} P_{Hj}(t) \quad (29)$$

* El volumen total turbinado por la unidad i , VT_i , durante el periodo de programación de despacho hidráulico, está dado por:

$$VT_i = \sum_{t=1}^T q_i(P_{Hi}(t)) \cdot n(t) \quad (30)$$

* Las condiciones de frontera definen el volumen inicial V_{i0} y final V_{Fi} , de la unidad i , para el periodo de programación.

$$V_i(1) = V_{i0} \quad (31a)$$

$$V_i(T+1) = V_{Fi} \quad (31b)$$

Las restricciones funcionales pueden escribirse de la siguiente forma:

$$P_{GiMIN} \leq P_{Gi}(t) \leq P_{GiMAX} \quad (32)$$

$$Q_{iMIN} \leq q_i(t) \leq Q_{iMAX} \quad (33)$$

$$V_{iMIN} \leq V_i(t) \leq V_{iMAX} \quad (34)$$

$$u_i(t) \geq 0 \quad (35)$$

Que pueden mostrarse como igualdades, usando variables oscilantes (S_i). Tomando las potencias de generación térmica e hidráulica como variables de control (X), la función a minimizar es:

$$f(X) = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NT} [F_i(X_{i1}(t)) + AP_i(H_i(t))] \cdot n(t) \quad (36)$$

Con las restricciones (transformadas) del balance de potencia, balance de volúmenes, volumen final y límites operativos dados por:

$$w_0(t) = PL(t) + D(t) - \sum_{i=1}^{NT} X_{i1}(t) - \sum_{i=1}^{NH} X_{i2}(t) = 0 \quad (37)$$

$$w_i(t) = V_i(t+1) - V_i(t) - [i_i(t) + z_i(t) - q_i(t) - u_i(t)] \cdot n(t) \quad (38)$$

$$w_{N+1} = V_{Fi} - V_i(T+1) = 0 \quad (39)$$

Si se definen:

$\Gamma(t)$: Multiplicador de Lagrange para la restricción de balance de potencia en el intervalo de t.

$\delta_1(t)$: Multiplicador de Lagrange para la restricción de balance de volumen del reservorio i en el intervalo t .

$\beta_1(t)$: Vector de multiplicadores de Lagrange para las restricciones i de los límites de operación de potencias, caudales, volúmenes y derrames en el intervalo t .

α_{N+1} : Multiplicador de Lagrange para la restricción de volumen final i .

Se plantea entonces, la función de Lagrange:

$$f(X,S) = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NT} [F_i(X_{1i}(t)) + AP_i(H_i(t))] n(t) + \sum_{t=1}^T \Gamma(t) [PL(t) + D(t) - \sum_{i=1}^{NT} X_{1i}(t) - \sum_{i=1}^{NM} X_{M_i}(t)] + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NM} \delta_i(t) w_i(t) + \sum_{t=1}^T (\beta_1^T(t) g_1(t) + \beta_2^T(t) g_2(t) + \beta_3^T(t) g_3(t) + \beta_4^T(t) g_4(t) + \beta_5^T(t) g_5(t) + \beta_6^T(t) g_6(t) + \beta_7^T(t) g_7(t)) + \sum_{i=1}^{NM} \alpha_{N+1} w_{N+1} \quad (40)$$

Que en forma compacta puede escribirse como:

$$f(X,S) = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NT} [F_i(X_{1i}(t)) + AP_i(H_i(t))] n(t) + \Gamma(t) \cdot w_0(t) + \delta^T(t) w(t) + \beta^T(t) g(t) + \alpha^T w \quad (41)$$

Aplicando las condiciones de Kuhn y Tucker en el periodo t , las "ecuaciones de coordinación" son:

$$n(t) \frac{\partial \sum_{i=1}^{NT} [F_i(X_{1i}(t)) + AP_i(H_i(t))]}{\partial X_1(t)} + \Gamma(t) \left[\frac{\partial PL(t)}{\partial X_1(t)} - I_{NT} \right] + [J_{gX_1}(t)]^T \beta(t) = 0 \quad (42)$$

$$\Gamma(t) \left[\frac{\partial PL(t)}{\partial X_M(t)} - I_{NM} \right] + [J_{wX_M}(t)]^T \delta(t) + [J_{gX_M}(t)]^T \beta(t) = 0 \quad (43)$$

$$PL(t) + D(t) - \sum_{i=1}^{NT} X_{1i}(t) - \sum_{i=1}^{NM} X_{M_i}(t) = 0 \quad (44)$$

$$\left. \begin{aligned} [J_{gX_1}(t)]^T \beta(t) &= 0 \\ w(t) &= 0 \\ g(t) &= 0 \\ w_0(t) &= 0 \\ I_{NT} &= [1, 1, 1, \dots, 1]^T \text{ vector de orden } NT \\ I_{NM} &= [1, 1, 1, \dots, 1]^T \text{ vector de orden } NM \\ [J_{gX_M}(t)]^T &= [VUQ] \\ [J_{wX_M}(t)]^T &= n(t) \cdot [VUQ] \\ [J_{gX_M}(t)]^T &= n(t) \cdot [VUQ] \end{aligned} \right\} \quad (45)$$

Las dos últimas ecuaciones de (45) son válidas únicamente cuando no hay cadenas de reservorios, caso contrario deben evaluarse en sentido estricto.

E.7) Simplificación al Problema General.

E.7.1 Despacho óptimo sin incluir las restricciones g en la función no restringida $f(x)$, se obtiene una notable simplificación, dando un tratamiento diferente al levantamiento de las violaciones de los límites de las variables; eliminándolas como varia-

bles independientes, y fijándolas en esos límites hasta la próxima iteración. El objetivo es:

$$f(X) = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NT} [F_i(X_{1i}(t)) + AP_i(H_i(t))] n(t) + \Gamma(t) + w_0(t) + \delta^T(t) w(t) + \alpha^T w \quad (46)$$

El despacho óptimo se logrará, en el periodo t , cuando las ecuaciones de coordinación tomen la forma:

$$n(t) \frac{\partial \sum_{i=1}^{NT} [F_i(X_{1i}(t)) + AP_i(H_i(t))]}{\partial X_1(t)} + \Gamma(t) \left[\frac{\partial PL(t)}{\partial X_1(t)} - I_{NT} \right] = 0 \quad (47)$$

$$\Gamma(t) \left[\frac{\partial PL(t)}{\partial X_M(t)} - I_{NM} \right] + n(t) \cdot [VUQ] \delta(t) = 0 \quad (48)$$

$$PL(t) + D(t) - \sum_{i=1}^{NT} X_{1i}(t) - \sum_{i=1}^{NM} X_{M_i}(t) = 0 \quad (49)$$

$$w(t) = 0 \quad (50a)$$

$$w_0 = 0 \quad (50b)$$

Las cinco últimas ecuaciones están sujetas a las restricciones funcionales, que se consideran para levantar violaciones en caso que se produzcan. Cor ello, las ecuaciones de coordinación son:

$$n(t) \left[\frac{\partial \sum_{i=1}^{NT} [F_i(X_{1i}(t)) + AP_i(H_i(t))]}{\partial X_1(t)} \right]^T [L_T] = \Gamma(t) I_{NT} \quad (51)$$

$$n(t) \cdot [VUQ] [L_M] \delta(t) = \Gamma I_{NM} \quad (52)$$

Con la simplificación realizada se ha logrado eliminar los jacobianos de las funciones g respecto de las variables de control X_1 , X_M y S , ahorrándose memoria y tiempo de cálculo.

E.7.2 Sin unidades hidráulicas y costo de arranque-parada de las unidades térmicas = 0, $X(t) = X_1(t)$, la solución es válida para SEP sin centrales hidráulicas. Entonces el Lagrangiano es:

$$f(X) = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NT} [F_i(X_{1i}(t)) + AP_i(H_i(t))] n(t) + \sum_{i=1}^{NT} \Gamma(t) [PL(t) + D(t) - \sum_{i=1}^{NT} X_{1i}(t)] \quad (53)$$

Para el punto óptimo en el intervalo t , conducen a:

$$n(t) \frac{dF_i(X_{1i}(t))}{dX_{1i}(t)} - L_{T_i}(t) = \Gamma(t) \quad i=1, 2, \dots, NT \quad (54)$$

$$PL(t) + D(t) - \sum_{i=1}^{NT} X_{1i}(t) = 0 \quad (55)$$

Deben observarse las restricciones funcionales. No es necesario almacenar jacobianos y la velocidad de solución es alta.

E.8) Método de Descomposición [13]

Esta técnica considera funciones de costo cóncavas, variaciones en la altura efectiva, reservorios en cascada, tiempos de retardo y fugas.

El costo marginal de los sistemas hidroeléctricos, convierte al problema, en como usar en un período de tiempo, la disponibilidad de generación hidráulica para reducir el costo de producción. La cuestión es encontrar un balance entre la ganancia asociada con la generación hidroeléctrica, y la esperanza de posteriores beneficios almacenando el agua. El problema consiste en minimizar la función objetivo:

$$J = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NT} n(t) \cdot F_i(P_{M_i}(t)) \quad (56)$$

F_i son funciones convexas; y, siendo la generación hidroeléctrica función del caudal, el desnivel y el volumen almacenado, se tendrá:

$$P_{M_i}(t) = \bar{g}_i(q_i(t), V_i(t)) \quad (57)$$

Si aumenta el caudal o el desnivel, la eficiencia de las turbinas disminuye y las funciones \bar{g}_i son cóncavas. Aplicando una descomposición dual y una estructura de cálculo jerárquico, se logran subproblemas simples. Al incluir el balance de potencia, con su multiplicador de Lagrange, el funcional es:

$$L = J + \sum_{t=1}^T (\Gamma(t) [PL(t) + D(t) - \sum_{i=1}^{NT} P_{M_i}(t) - \sum_{i=1}^{NH} P_{H_i}(t)]) \quad (58)$$

En funciones convexas una condición necesaria y suficiente para el óptimo, es un punto de ensilladura. En este caso un mínimo relativo de L con respecto a las variables $P_{M_i}(t)$, $q_i(t)$, y $V_i(t)$ que satisfagan todas las restricciones, y un máximo relativo para las variables duales $\Gamma(t)$, sujetas a $\Gamma(t) \geq 0$, definen el punto buscado; un método dual basado en dos niveles da buenos resultados. En el nivel inferior se busca un mínimo de L para un Γ fijo, es decir se evalúa la función dual $H(\Gamma) = \min L$. En el nivel superior se actualizan los multiplicadores de Lagrange $\Gamma(t)$ para maximizar H . Se puede usar el vector gradiente cuyas componentes son:

$$\frac{\partial H(\Gamma)}{\partial \Gamma(t)} = PL(t) + D(t) - \sum_{i=1}^{NT} P_{M_i}(t) - \sum_{i=1}^{NH} P_{H_i}(t) \quad (59)$$

Descomponiendo el Lagrangiano (en el tiempo), da:

$$L = \sum_{t=1}^T \left(\sum_{i=1}^{NT} n(t) \cdot F_i(P_{M_i}(t)) + \Gamma(t) [PL(t) + D(t) - \sum_{i=1}^{NT} P_{M_i}(t)] - \sum_{i=1}^{NH} \delta_i(t) \cdot P_{H_i}(t) \right) \quad (60)$$

Para un $\Gamma(t)$ fijo, el problema se puede dividir en dos subproblemas:

PROBLEMA TÉRMICO:

$$\min \sum_{t=1}^T \left(\sum_{i=1}^{NT} n(t) \cdot F_i(P_{M_i}(t)) + \Gamma(t) \cdot [PL(t) + D(t) - \sum_{i=1}^{NT} P_{M_i}(t)] \right) \quad (61)$$

$$P_{M_i \min} \leq P_{M_i}(t) \leq P_{M_i \max}$$

PROBLEMA HIDRÁULICO:

$$\max \sum_{t=1}^T (\Gamma(t) \sum_{i=1}^{NH} P_{H_i}(t)) \quad (62)$$

Sujeto a las restricciones funcionales. El problema hidráulico se resuelve por métodos numéricos, en ausencia de cadenas de reservorios se reduce a varios problemas independientes, uno por cada planta.

No es posible desarrollar un método global debido a la dimensión del problema, generalmente puede aplicarse el método de descomposición dual para desacoplar en el tiempo y entre reservorios [15, 14, 17]. Operando sobre las ecuaciones (26), (27) y (35) se llega a:

$$V_i(t+1) \leq V_i(t) + n(t) \cdot i_i(t) + \sum_{j=1}^{NJ} (-V_j(t+1-\tau_j) + V_j(t-\tau_j) + i_j(t-\tau_j) \cdot n(t-\tau_j)) - q_i(t) \cdot n(t) \quad (63)$$

En el óptimo la desigualdad se transforma en igualdad ya que las $u_i(t) = 0$, entonces una nueva función de Lagrange a maximizar será:

$$L' = \sum_{t=1}^T \left(\sum_{i=1}^{NH} \Gamma(t) \cdot \bar{g}_i(q_i(t), V_i(t)) + \sum_{i=1}^{NH} \delta_i(t) \cdot [-V_i(t+1) + V_i(t) + n(t) \cdot i_i(t) + \sum_{j=1}^{NJ} (-V_j(t+1-\tau_j) + V_j(t-\tau_j) + n(t-\tau_j) \cdot i_j(t-\tau_j)) - n(t) \cdot q_i(t)] \right) \quad (64)$$

Con $\delta_i(t)$ constante L' es separable, de modo que:

$$L' = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NH} L'_i(t) \quad (65)$$

$$L'_i(t) = \Gamma(t) \cdot \bar{g}_i(q_i(t), V_i(t)) - [\delta_i(t-1) - \delta_i(t) + \sum_{j=1}^{NJ} \delta_j(t+\tau_j-1) - \delta_j(t+\tau_j)] \cdot V_i(t) - \delta_i(t) \cdot q_i(t) \cdot n(t) + (\delta_i(t) + \sum_{j=1}^{NJ} \delta_j(t+\tau_j)) \cdot n(t) \cdot i_i(t) \quad (66)$$

Donde τ_j es el conjunto de reservorios aguas abajo de la central i , y τ_j es el tiempo de retardo entre el reservorio j y el i . $L'_i(t)$ es de la forma:

$$L'_i(t) = \Gamma(t) \cdot \bar{g}_i(q_i(t), V_i(t)) - \delta_i(t) \cdot V_i(t) - \delta_i(t) \cdot q_i(t) \cdot n(t) + \text{constante} \quad (67)$$

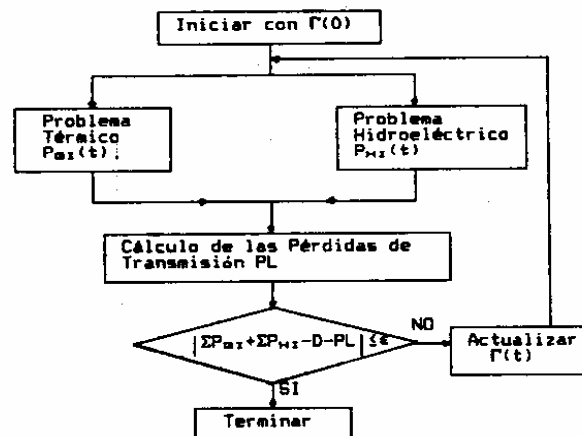


Figura 7 Diagrama de flujo para despacho hidrotérmico.

Maximizada (66) se debe actualizar $\delta_i(t)$ para minimizar la función dual $H'(\delta)$, donde:

$$H'(\delta) = \max L' \text{ sobre } q(t) \text{ y } V(t) \quad (68)$$

usando el vector gradiente:

$$\frac{\partial H'(\delta)}{\partial \delta_1(t)} = -V_1(t+1) + V_1(t) + n(t) \cdot i_1(t) + \sum_{j=1}^{n-1} (-V_j(t+1) - r_j) + V_j(t-r_j) + n(t-r_j) \cdot i_j(t-r_j) - n(t) \cdot q_1(t) \quad (69)$$

3) PERDIDAS DE TRANSMISION

Para calcular las pérdidas se emplea como argumento la potencia de generación, los ángulos de fase de la tensión en barras de generación (despacho de potencia activa), o las magnitudes de la tensión de barras de generación (despacho de potencia reactiva). Pueden usarse matrices de sensibilidad [18], matriz Z-barra [9,11,19], absorción de nodos [7,10,20], factores de distribución de corriente [9,11], etc.

3.1) Método Exacto. [9,11]

Dopazo y otros [19] han derivado una fórmula llamada "ecuación exacta de pérdidas", usando las potencias netas de barra y los parámetros del sistema, partiendo de $V_b = [Z_b] \cdot I_b$ y considerando que la matriz Z-barra y la corriente neta de barra, pueden dividirse en parte real e imaginaria: $[Z_b] = [R] + j[X]$ e $I_b = I_p + jI_q$. Se evalúan las matrices [C] (simétrica) y [D] (antisimétrica) de orden (n x n), mediante las relaciones (23) y (24). Las pérdidas de transmisión se expresan como:

$$PL = P^T [C] P + Q^T [D] Q - P^T [D] Q + Q^T [D] P \quad (70a)$$

$$PL = [P^T \quad Q^T] \begin{bmatrix} [C] & | & -[D] \\ \hline [D] & | & [C] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} \quad (70b)$$

Que se utilizan en el despacho de potencia activa o reactiva; pudiendo desarrollarse más, con el fin de expresarlas en función sólo de la potencia activa de generación [20]. Esto se logra tomando la potencia reactiva como una función lineal de la potencia activa; para la unidad i: $Q_{ai} = Q_{aio} + q_i P_{ai}$; y para el sistema: $Q_a = Q_{ao} + [G] P_a$. Puede determinarse q_i de las características de la máquina, o de dos o más flujos de carga. Finalmente los coeficientes de la ecuación de pérdidas son:

$$[B] = [C_{aa}] + [G] [C_{aa}] [G] + 2 [G] [D_{aa}] \quad (71)$$

$$B_o = M^T + M^T [G] + 2 Q^T_{ao} ([C_{aa}] [G] + [D_{aa}]) \quad (72)$$

$$B_{oo} = S + Q_{ao}^T [C_{aa}] Q_{ao} + M^T Q_{ao} \quad (73)$$

$$M = 2([D_{aa}] Q_a - [C_{aa}] P_a) \quad (74)$$

$$N = 2([D_{aa}]^T P_a - [C_{aa}]^T Q_a) \quad (75)$$

$$S = [P_a^T \quad Q_a^T] \begin{bmatrix} [C_{aa}] & | & -[D_{aa}] \\ \hline [D_{aa}] & | & [C_{aa}] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_a \\ Q_a \end{bmatrix} \quad (76)$$

Donde los subíndices de [C] y [D] indican la forma de partición de las matrices, entre barras de generación y de carga, esto es:

$$[C] = \begin{bmatrix} [C_{gg}] & | & [C_{gc}] \\ \hline [C_{cg}] & | & [C_{cc}] \end{bmatrix}; [D] = \begin{bmatrix} [D_{gg}] & | & [D_{gc}] \\ \hline [D_{cg}] & | & [D_{cc}] \end{bmatrix} \quad (77)$$

4) DESPACHO HIDROTERMICO APLICADO AL SISTEMA DE LA E.E.R.C.S.

4.1) Modelación del Sistema

El programa computacional desarrollado, se usa en un microcomputador tipo AT y resuelve el problema del despacho de potencia y energía, para el sistema de la EERCS C.A. Consta de dos partes, una primera que permite el manejo de datos (ingreso y actualización), realizada en BASIC; y la segunda, que constando de varios subprogramas enlazados realizados en FORTRAN 77, permite calcular la Matriz Z-barra, los coeficientes de pérdidas y resolver el problema del despacho Hidrotérmico.

El SEP de la EERCS, dispone de un parque generador termoeléctrico agrupado en dos centrales: Monay, con dos barras de Generación (Monay 1 con 3 unidades de 1.1 MW y Monay 2 con 3 unidades de 1.5 MW); y El Descanso, con una barra de generación y cuatro unidades de 4.8 MW. También se encuentra conectado al SNI en la S/E Cuenca (100 MVA).

La figura 8 muestra el sistema hidráulico de la cuenca del río Machángara, con la represa de El Labrado, los reservorios (tanques de cabeza) de Tuñi y Dutasay y los diferentes aportes naturales, siendo el más significativo el de Chanlud (sitio de futura represa). Las dos centrales de generación que utilizan éstos recursos son Saucay y Saymirin, la segunda aguas abajo. Saucay consta de dos barras de generación de 2x4 MW y 2x8 MW; y, Saymirin también con dos barras de generación, de 2x1.2 MW y 2x1.9 MW. En la figura 9 se muestra el diagrama unifilar del sistema.

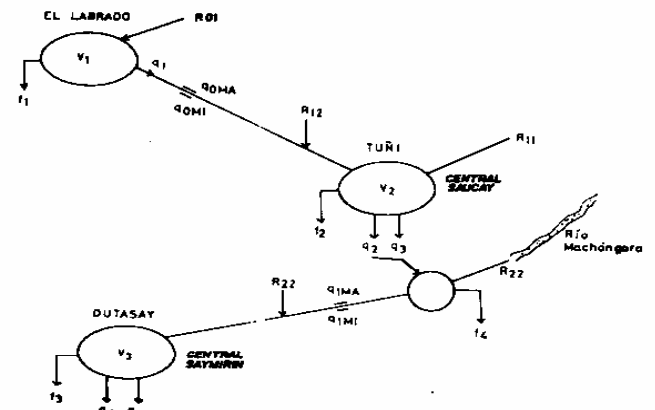


Figura 8. Sistema hidráulico de la cuenca del río Machángara.

El SNI se modela con una función de costo similar a una unidad térmica. El costo a minimizar en el periodo completo es:

$$J = \sum_{t=1}^{NTM} \sum_{i=1}^{NTER} F_1(P_{ai}(t)) \cdot n(t) \quad (78)$$

sujeto a:

$$P_o(t) + PL(t) = \sum_{i=1}^{NTER} P_{ai}(t) + \sum_{i=1}^{NHID} P_{hi}(t) \quad (79a)$$

$$P_{aM1} \leq P_{ai} \leq P_{aMA} \quad (79b)$$

$$P_{hM1} \leq P_{hi} \leq P_{hMA} \quad (79c)$$

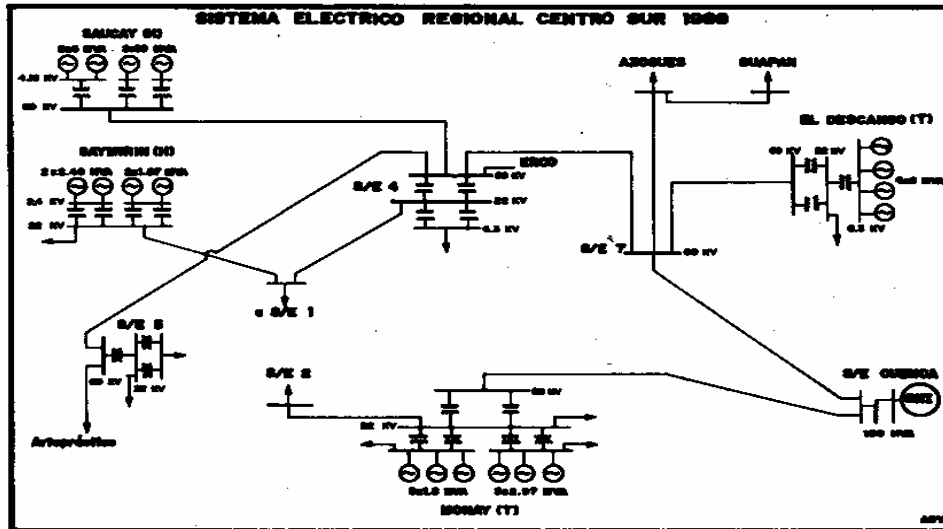


Figura 9. Diagrama Unifilar del Sistema de la EERCS C.A.

En todos los intervalos se verifican las ecuaciones de balance de agua en los reservorios:

$$V_1(t+1) = V_1(t) + n(t) \cdot [R_{01} - q_1(t) - f_1(t)] \quad (80)$$

$$V_2(t+1) = V_2(t) + n(t) \cdot [R_{11} + R_{12} + q_1(t - \tau_1) - q_2(t) - q_3(t) - f_2(t)] \quad (81)$$

$$V_3(t+1) = V_3(t) + n(t) \cdot [R_{21} + R_{22} + q_2(t - \tau_2) + q_3(t - \tau_3) - q_4(t) - q_5(t) - f_3(t) - f_4(t)] \quad (82)$$

Entonces el problema es minimizar el funcional J sujeto a las restricciones (79a,b,c), que pueden incorporarse en términos de multiplicadores de Lagrange como:

$$\begin{aligned} \min L = & J + \sum_{t=1}^{JTM} \Gamma \cdot [P_D(t) + PL(t) - \sum_{i=1}^{NTER} P_{0i}(t) - \sum_{i=1}^{NMID} P_{Hi}(t)] + \\ & + \sum_{t=1}^{JTM} \delta_1(t) \cdot [V_1(t+1) - V_1(t) - n(t) \cdot [R_{01} - q_1(t) - f_1(t)]] + \\ & + \sum_{t=1}^{JTM} \delta_2(t) \cdot [V_2(t+1) - V_2(t) - n(t) \cdot [R_{11} + R_{12} + q_1(t - \tau_1) - q_2(t) - q_3(t) - f_2(t)]] + \\ & + \sum_{t=1}^{JTM} \delta_3(t) \cdot [V_3(t+1) - V_3(t) - n(t) \cdot [R_{21} + R_{22} + q_2(t - \tau_2) + q_3(t - \tau_3) - q_4(t) - q_5(t) - f_3(t) - f_4(t)]] \end{aligned} \quad (83)$$

4.2) Algoritmo de Solución

El problema planteado se resuelve mediante un algoritmo de tres niveles. La operación óptima del sistema se encuentra con la solución de las siguientes ecuaciones:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial P_{01}(t)} &= 0; & \frac{\partial L}{\partial P_{H1}(t)} &= 0; & \frac{\partial L}{\partial \delta_1(t)} &= 0; \\ \frac{\partial L}{\partial V_1(t)} &= 0; & \frac{\partial L}{\partial q_1(t)} &= 0; \end{aligned} \right\} \quad (84)$$

Que conducen al siguiente problema:

$$n(t) \frac{dF_z}{dP_{0z}} = \Gamma \quad z = 1, \dots, 4 \quad (85a)$$

$$n(t) \cdot [\delta_2(t) - \delta_2(t + \tau_1)] \frac{dq_2}{dP_{H1}} = \Gamma \quad (85b)$$

$$n(t) \cdot [\delta_3(t) - \delta_3(t + \tau_1)] \frac{dq_3}{dP_{H2}} = \Gamma \quad (85c)$$

$$n(t) \cdot \delta_3(t) \frac{dq_4}{dP_{H3}} = \Gamma \quad (85d)$$

$$n(t) \cdot \delta_3(t) \frac{dq_5}{dP_{H4}} = \Gamma \quad (85e)$$

Para resolver el sistema de ecuaciones anterior es necesario contar con los coeficientes de la ecuación de pérdidas, que se evalúan con el método descrito en 2.8), que requiere de la matriz Z-Barra y un estudio de Flujos de Carga. Las ecuaciones de balance de agua se resuelven para cada intervalo y deben cumplir las restricciones funcionales.

La igualdad de pseudocostos para cada reservorio en todos los intervalos, es condición necesaria para la solución. Se usa un pseudocosto por cada reservorio con generación (Tuñi y Dutasay), y no se define para el reservorio de El Labrado ya que no posee generación. En vez de pseudocosto se lo trata como un actuador sobre el caudal q_1 , que depende del pseudocosto del reservorio de Tuñi, atrasado en el tiempo que toma el agua en ir desde El Labrado al reservorio de Tuñi. Su forma está dada por:

$$\frac{\partial L}{\partial q_1(t)} = 0; \quad \delta_1(t) \cdot n(t) = \delta_2(t + \tau_1) \cdot n(t + \tau_1) \quad (86)$$

Que se resuelve con el algoritmo siguiente:

- 1) Iniciar $q_1(t)$ con valores constantes.
- 2) Actualizar $q_1(t)$ con el factor K de modo que:

$$q_1(t) = q_1(t)/K \quad (87)$$

$$K = \frac{\delta_2(t+\tau_1)}{\delta_{amed}} \quad (88)$$

$$\delta_{amed} = \sum_{n=1}^{JTM} \delta_2(t+\tau_1)/JTM \quad (89)$$

Si $t + \tau_1 \geq TF$ entonces $t + \tau_1 = 1$ (TF: tiempo total de programación). La división para K significa: si $\delta_2(t+\tau_1)$ es un costo mayor, entonces $q_i(t)$ debe ser menor, debido a que el costo $\delta_1(t)$ debe ser mayor, con la consecuente disminución del caudal $q_i(t)$.

Los niveles del despacho hidrotérmico son:

Primer nivel. - Actualizar $q_i(t)$ con las ecuaciones (87) a (89) y resolver el despacho hidrotérmico para la Central de Saucay con los niveles de generación de la Central de Saymirin constantes.

Segundo nivel. - Resolver el despacho hidrotérmico para la Central de Saymirin con los niveles de generación de la Central de Saucay constantes.

Tercer nivel. - Establecer la diferencia de costos entre iteraciones sucesivas de despacho de los dos niveles anteriores y probar la convergencia; si se cumple el problema está resuelto, caso contrario se regresa al primer nivel.

4.3) Ejemplo de Despacho de un Día Típico

La aplicación se realizó para el día Domingo 3 de Enero de 1988; donde han estado disponibles los siguientes volúmenes de agua, para hacer el despacho:

Labrado: 130 miles de metros cúbicos
 Tuñi: 152 + 130 = 282 miles de metros cúbicos
 Dutasay: 96 + 282 = 378 miles de metros cúbicos

Condición que presenta una buena disponibilidad de agua. Además se ha supuesto una preselección de unidades, tal como se muestra en la tabla "número de unidades disponibles"; y, la curva de carga de este día se ha dividido en 31 intervalos, como se indica en la tabla "parámetros de carga, tiempo y seudocostos", donde además se han asumido valores iniciales de seudocostos iguales para todos los intervalos de tiempo, 3 para Tuñi y 1 para Dutasay. Los datos ingresados al programa computacional se presentan a continuación:

Tiempo de programación -----> 24 horas
 Número de intervalos -----> 31
 Número de Centrales Térmicas -----> 4
 Número de Centrales Hidráulicas -----> 4
 Tolerancia -----> 0.0001
 Potencia Base [MVA] -----> 100

RESERVORIO: EL LABRADO
 Volumen Inicial -----> 4500 1000 m³
 Volumen Final -----> 4470 1000 m³
 Volumen Mínimo -----> 1000 1000 m³
 Volumen Máximo -----> 5000 1000 m³
 Tiempo de Retardo a Tuñi -----> 1.5 horas
 Aporte Natural a El Labrado -----> 5 m³/h
 Caudal Preperiodo de El Labrado -----> 8 m³/h
 Caudal Mínimo para El Labrado -----> 0 m³/h
 Caudal Máximo para El Labrado -----> 8.6 m³/h

RESERVORIO: TUÑI
 Volumen Inicial -----> 22 1000 m³
 Volumen Final -----> 22 1000 m³
 Volumen Mínimo -----> 5 1000 m³
 Volumen Máximo -----> 38 1000 m³
 Tiempo de Retardo a Dutasay -----> 1.5 horas
 Aporte Natural de Chanlud -----> 6.3 m³/h
 Aporte lateral al canal El Labrado -----> 0 m³/h
 Caudal 1 (2*4MW) preperiodo -----> 9 m³/h
 Caudal 2 (2*8MW) preperiodo -----> 11 m³/h

RESERVORIO: DUTASAY

Volumen Inicial -----> 220 1000 m³
 Volumen Final -----> 220 1000 m³
 Volumen Mínimo -----> 333 1000 m³
 Volumen Máximo -----> 333 1000 m³
 Aporte Natural del río Machángara -----> 0 m³/h
 Aporte lateral a Dutasay -----> 0 m³/h
 Caudal Mínimo para Dutasay -----> 0 m³/h
 Caudal Máximo para Dutasay -----> 0 m³/h

TIEMPO HORA	Inter.	Número de Unidades disponibles							
		1	2	3	4	5	6	7	8
1:00	1	1	0	0	0	0	0	0	0
2:00	2	1	0	0	0	0	0	0	0
3:00	3	1	0	0	0	0	0	0	0
4:00	4	1	0	0	0	0	0	0	0
5:00	5	1	0	0	0	0	0	0	0
6:00	6	1	0	0	0	0	0	0	0
7:00	7	1	0	0	0	0	0	0	0
8:00	8	1	0	0	0	0	0	0	0
9:00	9	1	0	0	0	0	0	0	0
10:00	10	1	0	0	0	1	1	1	1
10:30	11	1	0	0	0	1	1	1	1
11:00	12	1	0	0	0	1	1	1	1
11:30	13	1	0	0	0	1	1	1	1
12:00	14	1	0	0	0	1	1	1	1
12:30	15	1	0	0	0	1	1	1	1
13:00	16	1	0	0	0	1	1	1	1
14:00	17	1	0	0	0	1	1	1	1
15:00	18	1	0	0	0	1	1	1	1
16:00	19	1	0	0	0	1	1	1	1
17:00	20	1	0	0	0	1	1	1	1
17:30	21	1	0	0	0	1	1	1	1
18:00	22	1	0	0	0	1	1	1	1
18:30	23	1	1	1	1	1	1	1	1
19:00	24	1	1	1	1	1	1	1	1
19:30	25	1	1	1	1	1	1	1	1
20:00	26	1	1	1	1	1	1	1	1
20:30	27	1	1	1	1	1	1	1	1
21:00	28	1	1	1	1	1	1	1	1
22:00	29	1	0	0	0	1	1	1	1
23:00	30	1	0	0	0	1	1	1	1
24:00	31	1	0	0	0	1	1	1	1

La numeración asignada corresponde a:

- 1: SNI
- 2: Monay 1 (T)
- 3: Monay 2 (T)
- 4: El Descanso (T)
- 5: Saucay 1 (H)
- 6: Saucay 2 (H)
- 7: Saymirin 1 (H)
- 8: Saymirin 2 (H)

PARAMETROS DE CARGA, TIEMPO Y SEUDOCOSTO						
HORA	J	P [MW]	No. Hrs	GAMA(2,J)	GAMA(3,J)	
1:00	1	14.022	1.00	3.000	1.000	
2:00	2	13.260	1.00	3.000	1.000	
3:00	3	12.832	1.00	3.000	1.000	
4:00	4	12.542	1.00	3.000	1.000	
5:00	5	12.902	1.00	3.000	1.000	
6:00	6	13.507	1.00	3.000	1.000	
7:00	7	13.800	1.00	3.000	1.000	
8:00	8	13.685	1.00	3.000	1.000	
9:00	9	17.010	1.00	3.000	1.000	
10:00	10	18.771	1.00	3.000	1.000	
10:30	11	18.798	0.50	3.000	1.000	
11:00	12	18.869	0.50	3.000	1.000	
11:30	13	18.650	0.50	3.000	1.000	
12:00	14	18.058	0.50	3.000	1.000	
12:30	15	18.614	0.50	3.000	1.000	
13:00	16	18.224	0.50	3.000	1.000	
14:00	17	17.608	1.00	3.000	1.000	
15:00	18	15.669	1.00	3.000	1.000	
16:00	19	16.427	1.00	3.000	1.000	
17:00	20	17.444	1.00	3.000	1.000	
17:30	21	21.073	0.50	3.000	1.000	
18:00	22	26.030	0.50	3.000	1.000	
18:30	23	34.837	0.50	3.000	1.000	
19:00	24	36.235	0.50	3.000	1.000	
19:30	25	35.773	0.50	3.000	1.000	
20:00	26	33.547	0.50	3.000	1.000	
20:30	27	32.451	0.50	3.000	1.000	
21:00	28	30.039	0.50	3.000	1.000	
22:00	29	24.912	1.00	3.000	1.000	
23:00	30	21.205	1.00	3.000	1.000	
24:00	31	18.281	1.00	3.000	1.000	

4.4) Análisis de Resultados

Una vez procesado computacionalmente el problema de despacho, se obtuvieron los resultados que a continuación se exponen:

R E S U L T A D O S

RESERVORIO: EL LABRADO

Intervalo	Caudal	Volumen	Fuga
1	4.709	4499.529	.0000
2	4.693	4499.060	.0000
3	5.474	4498.513	.0000
4	5.344	4497.979	.0000
5	7.070	4497.271	.0000
6	5.641	4496.708	.0000
7	5.507	4496.157	.0000
8	5.083	4495.648	.0000
9	4.464	4495.208	.0000
10	4.466	4494.755	.0000
11	4.466	4494.500	.0000
12	4.466	4494.244	.0000
13	4.466	4493.984	.0000
14	4.466	4493.725	.0000
15	4.466	4493.466	.0000
16	4.706	4493.230	.0000
17	4.706	4492.760	.0000
18	6.517	4492.108	.0000
19	0.534	4492.054	.0000
20	0.424	4492.012	.0000
21	0.463	4491.989	.0000
22	0.504	4491.963	.0000
23	0.640	4491.931	.0000
24	4.984	4491.938	.0000
25	4.592	4491.708	.0000
26	4.766	4491.570	.0000
27	4.766	4491.432	.0000
28	4.965	4491.283	.0000
29	4.965	4490.987	.0000
30	5.146	4490.472	.0000
31	4.729	4490.000	.0000

RESERVORIO: TUFI

Int.	Caud.-2	Caud.-3	Volumen	Fuga	Seudoc.
1	3.3046	6.6167	30.412	0.0000	3.58229
2	3.1378	6.2826	4.060	0.0000	3.58357
3	3.0421	6.0909	6.731	0.0000	3.58463
4	3.9776	0.9617	38.000	1.6330	3.53416
5	3.0569	6.1205	38.000	0.6969	3.54245
6	3.1835	6.3743	38.000	2.3960	3.43530
7	3.2491	6.5056	38.000	0.2138	3.53257
8	3.6710	7.3508	38.000	0.8688	3.53204
9	3.9996	8.0093	37.854	0.0000	3.54723
10	4.1849	8.0093	37.099	0.0000	3.54771
11	4.1906	8.3920	36.698	0.0000	3.54922
12	4.2059	8.4226	36.273	0.0000	3.54956
13	4.1546	8.3199	35.926	0.0000	3.54933
14	4.0077	8.0255	35.832	0.0000	3.55681
15	4.1365	8.2836	35.545	0.0000	3.55681
16	4.0438	8.0979	35.400	0.0000	3.55265
17	3.8942	7.7981	35.359	0.0000	3.55265
18	4.4447	6.8976	35.021	0.0000	3.56380
19	3.6138	7.2363	38.000	0.0653	3.46891
20	3.8609	7.7314	38.000	0.0936	3.87949
21	4.4728	8.9574	36.978	0.0000	3.88825
22	4.6240	9.2577	35.725	0.0000	3.88807
23	3.1705	10.3530	33.652	0.0000	3.88595
24	3.2736	10.5595	31.425	0.0000	3.88511
25	3.2394	10.4911	31.351	0.0000	3.88194
26	3.0781	10.1678	31.287	0.0000	3.87150
27	4.8650	9.7406	30.000	0.0000	3.91335
28	4.5516	9.1126	30.000	0.0000	3.91233
29	4.2942	8.4885	28.630	0.0000	3.71555
30	4.2638	8.5369	28.459	0.0000	3.70157
31	4.0615	8.1333	28.000	0.0034	3.55520

caudal 2 se refiere a las máquinas 2x4 MW
caudal 3 se refiere a las máquinas 2x8 MW

RESERVORIO: DUTASAY

Int.	Caud.4	Caud.5	Vol.	Fuga3	Fuga4	Seudoc.
1	1.8675	2.9553	33.000	1.7772	0.0000	.59502
2	1.7868	2.8280	33.000	9.5442	0.0000	.62211
3	1.7266	2.7929	33.000	9.1481	0.0000	.62339
4	1.6525	2.7929	33.000	8.8283	0.0000	.62446
5	1.7414	2.7929	33.000	8.4993	0.0000	.62548
6	1.8220	2.8838	33.000	8.3498	0.0000	.62588
7	1.8517	2.9308	33.000	8.5851	0.0000	.51399
8	2.0858	3.3012	33.000	8.2653	0.6217	.59921
9	2.3415	3.5478	33.000	8.2881	1.6089	.59940
10	2.3396	3.7024	33.000	8.3580	2.1654	.59906
11	2.3446	3.7108	33.000	8.3447	2.1827	.63951
12	2.3598	3.7349	33.000	8.3054	2.2284	.63953
13	2.3755	3.6833	33.000	8.3892	2.0745	.63938
14	2.3849	3.5541	33.000	8.6000	1.6331	.63904
15	2.3389	3.7017	33.000	8.3594	2.0201	.63938
16	2.7558	3.6020	33.000	8.5222	1.7418	.63915
17	1.9922	3.4807	33.000	8.7201	1.2923	.59663
18	1.9510	3.0875	33.000	9.3616	0.0000	.59247
19	2.0495	3.2433	33.000	9.0767	0.4500	.62362
20	2.1646	3.4255	33.000	8.7793	1.1923	.51142
21	2.6383	4.1757	33.000	7.5859	3.0302	.62803
22	2.4276	3.5937	33.000	0.3787	3.4817	.92102

RESERVORIO: DUTASAY

Int.	Caud.4	Caud.5	Vol.	Fuga3	Fuga4	Seudoc.
23	5.4276	8.5937	33.000	0.3787	5.1235	.92753
24	5.4276	8.5937	33.000	0.3787	5.4331	.92807
25	5.4276	8.5937	33.000	0.3787	5.3306	.92789
26	5.4276	8.5937	33.000	0.3787	4.8460	.92577
27	5.4276	8.5937	33.000	0.3787	4.2055	.92493
28	5.4276	8.5937	33.000	0.3787	3.2642	.92178
29	5.4276	8.5937	33.000	0.3787	2.3287	.91132
30	4.2452	6.7173	33.000	3.4375	2.4007	.56259
31	2.2807	3.6092	20.000	21.5101	1.7948	.65296

caudal 4 se refiere a las máquinas 2x1.2 MW
caudal 5 se refiere a las máquinas 2x1.9 MW

POTENCIAS

Int	TERMICA [MW]				HIDRAULICA [MW]				PERD [MW]
	1	2	3	4	1	2	3	4	
1	0.30	.00	.00	.00	3.28	6.57	.82	1.30	.25
2	0.30	.00	.00	.00	3.07	6.15	.77	1.22	.24
3	0.30	.00	.00	.00	2.94	5.90	.73	1.20	.24
4	0.30	.00	.00	.00	2.86	5.73	.68	1.20	.23
5	0.30	.00	.00	.00	2.96	5.94	.74	1.20	.24
6	0.30	.00	.00	.00	3.13	6.26	.80	1.26	.25
7	0.30	.00	.00	.00	3.21	6.43	.81	1.29	.24
8	0.30	.00	.00	.00	3.72	7.46	.96	1.52	.27
9	0.30	.00	.00	.00	4.10	8.21	1.05	1.67	.29
10	0.30	.00	1.00	4.30	8.61	1.10	1.74	.29	.29
11	0.30	.00	1.00	4.31	8.63	1.10	1.76	.29	.29
12	0.30	.00	1.00	4.32	8.66	1.11	1.76	.29	.29
13	0.30	.00	1.00	4.32	8.65	1.09	1.73	.29	.29
14	0.30	.00	1.00	4.11	8.23	1.05	1.66	.28	.28
15	0.30	.00	1.00	4.25	8.51	1.10	1.74	.29	.29
16	0.30	.00	1.00	4.15	8.31	1.07	1.70	.29	.29
17	0.30	.00	1.00	3.98	7.97	1.02	1.62	.28	.28
18	0.30	.00	1.00	3.45	6.92	.88	1.38	.25	.25
19	0.30	.00	1.00	3.66	7.32	.94	1.48	.26	.26
20	0.30	.00	1.00	3.94	7.89	1.00	1.59	.26	.26
21	0.30	.00	1.00	4.61	9.43	1.26	1.97	.30	.30
22	0.30	.00	1.00	4.76	9.53	1.40	2.00	.30	.30
23	10.02	1.07	1.00	1.00	3.36	4.40	3.80	.43	.39
24	11.13	1.07	1.00	1.00	3.40	4.40	3.80	.39	.39
25	10.77	1.07	1.00	1.00	3.37	4.40	3.80	.39	.39
26	9.42	1.07	1.00	1.00	3.22	4.40	3.80	.39	.39
27	10.14	1.07	1.00	1.00	3.32	4.40	3.80	.39	.39
28	11.50	1.06	1.00	1.00	4.35	4.40	3.80	.40	.40
29	12.03	.00	1.00	2.00	4.39	8.78	1.97	3.12	.38
30	13.34	.00	1.00	4.39	8.78	1.97	3.12	.38	.38
31	13.30	.00	1.00	4.17	8.34	1.07	1.69	.29	.29

De los valores obtenidos se observa que el despacho de El Labrado es casi constante y se mantiene alrededor de 5.4 miles de metros cúbicos/h, y no se dan fugas por el aliviadero.

Para el reservorio de Tuñi se dan fugas en los intervalos 4 a 8, 19 y 20, que son necesarias para no rebasar el límite superior del reservorio, debiendo considerarse que esta fuga no se puede utilizar para generar, en vista de que el resto de unidades están en sus puntos de mínima generación, ya que la demanda en estos intervalos así lo requiere. El seudocosto para este reservorio se ha incrementado a valores que oscilan entre 3.931 y 3.435.

Para el reservorio de Dutasay se tienen fugas por los aliviaderos del canal, con el objeto de no rebasar el límite superior del reservorio en todos los periodos, ya que se dispone de suficiente agua para furbinar y no se puede aprovechar para generar más potencia, debido a que la demanda no lo requiere. El seudocosto disminuye a un valor medio de 0.718 entre los intervalos de tiempo. La fuga 3 del reservorio en el periodo final es alta, pero esta fuga, aparentemente necesaria para mantener el volumen final de programación, puede obviarse en parte, para conseguir que se reserve el agua en Dutasay hasta el límite máximo de su capacidad, con el consiguiente ahorro de energía en el siguiente periodo de programación. La fuga 4 se refiere a las que se originan en el río Machángara que son necesarias para mantener los límites de conducción del canal al reservorio de Dutasay.

En el resumen final de generación, se ve que el SNI incrementa su entrega de potencia solamente desde el período 22 al 30 (18:00 a 23:00), manteniéndose de lo contrario en el límite mínimo impuesto. Todas las unidades térmicas preseleccionadas deben trabajar en el límite mínimo, a excepción de la central de Monay 1, que entra en el reparto económico con el SNI, esto se debe a su ubicación dentro del sistema, junto a la carga de la ciudad de Cuenca.

El costo total de operación para este día (domingo 3 de enero de 1988), como resultado del despacho óptimo es de s/. 1'719.917, evaluación hecha con los costos de operación al 31 de diciembre de 1988.

También se realizaron otras aplicaciones de despacho al sistema de la EERCS, como en el caso del día de demanda máxima de 1988 (martes 13 de diciembre), con 49 MW, en el cual se obtuvo un costo optimizado de operación de s/. 2'395.714.

Es importante destacar el hecho que, con la utilización del programa disminuirían notablemente los costos de operación. Luego de algunas aplicaciones se observa la reducción del 5 - 10 % de los costos de la operación real efectuada versus los que pudieran obtenerse de aplicar el despacho hidrotérmico óptimo. Adicionalmente se podrían obtener costos aún menores, si se realizara una programación de operación de largo plazo, unida a la preselección de unidades de generación.

5) CONCLUSIONES

Para el cálculo de los coeficientes de pérdidas es necesario determinar la matriz Z-barra, notándose que resulta indispensable para levantar la indeterminación en el algoritmo utilizado, que se den los efectos capacitivos de las líneas de transmisión, por más pequeños que éstos sean, cuando no se tienen elementos "shunt" en las barras.

Al evaluar los coeficientes de pérdidas de KRON, mediante el método de Sensibilidad, no se obtuvieron resultados satisfactorios para su aplicación en el despacho, aunque la determinación de los coeficientes es muy efectiva en lo referente a su precisión y al tiempo de cálculo; siendo esto válido para sistemas pequeños.

Cuando la evaluación de los coeficientes de pérdidas se hace con Z-barra y mediante los resultados de varios cálculos de flujos de potencia, alrededor de una forma de operación, debe hacerse con un número de flujos no mayor a cinco, dando así resultados satisfactorios al aplicarlos al problema de despacho.

Es importante crear un banco de coeficientes de pérdidas evaluados con diferentes niveles de carga, acoplado al programa de despacho de potencia activa, con el fin de poder trabajar con los coeficientes adecuados dentro de los diferentes puntos de la curva de carga.

El método de Newton-Raphson no pudo aplicarse en el problema de despacho de potencia para el sistema de la EERCS, en vista que las funciones de costo de generación son muy diferentes entre ellas, lo cual llevó a la presencia de problemas de oscilación; no obstante, se desarrolló un método iterativo basado en la técnica del gradiente, que llevó a buenos resultados.

En la determinación de Despacho Hidrotérmico es necesario discretizar el tiempo de programación en un número de intervalos no muy grande, para agilizar el proceso de cálculo, esto puede lograrse haciendo que se tome grandes intervalos en donde la curva de carga sea relativamente llana.

Los seudocostos de operación de las centrales hidráulicas deben establecerse como condiciones iniciales, y al ser resuelto el problema de despacho en forma iterativa, la velocidad de ejecución depende de su correcta selección; además se hace necesario ingresar factores de aceleración por definición externa al programa. Es importante, en miras de una aplicación continua al sistema de la EERCS, que se estudien los valores más convenientes para cada situación de disponibilidad hídrica.

La actualización de los costos de combustible y la función del costo del SNI, conducirían a modificar los seudocostos, debiendo buscarse nuevos factores de aceleración; esto indica que en la aplicación real, los mejores valores se obtendrán con la experiencia en el uso del programa de despacho.

El programa de despacho, además de optimizar la operación hidrotérmica, servirá a la EERCS para determinar la potencia a contratarse con la DOSNI-INECEL, para cada estación del año.

Del estudio realizado para este trabajo se concluye que la optimización del despacho en sistemas hidrotérmicos, obedece a una modelación específica de cada sistema; en la aplicación al caso de la EERCS se han obtenido resultados muy satisfactorios, que conducirán en un período muy corto a la implantación de un programa de despacho fuera de línea, con miras a economizar los recursos energéticos disponibles en la región.

AGRADECIMIENTO

Deseamos expresar nuestro agradecimiento a la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Cuenca, por su continuo apoyo a la realización de esta investigación. También va nuestro agradecimiento a la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. por las facilidades brindadas para la realización de las pruebas en el sistema, y a la presentación de este trabajo. Al CIELA por su apoyo permanente a que sus miembros participen en eventos técnicos.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Cabrera, L. A., "Despacho Económico de Potencia Eléctrica en Sistemas Hidrotérmicos", Tesis de Grado de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Cuenca, Abril, 1989.
- [2] Sullivan, R. L., "Power System Planning", McGraw-Hill, New York, 1977.
- [3] El-Hawary, M. E., Christensen, G. S., "Optimal Economic Operation of Electric Power Systems", Academic Press, San Francisco, 1979.
- [4] Glimm, A. F., and Kirchmayer, L. K., "Economic Operation of Variable-Head Hydroelectric Plants", AIEE Trans 77, pp. 1070-1079, 1958.
- [5] Hildebrand, C. E., "The Analysis of Hydroelectric Power Peaking and Pounding by Computer", AIEE Trans. 79, Part III, pp.1023-1029, 1960.

- [6] Hamilton, E. P., and Lamot, J. W., "An Improved Short Term Hydro-Thermal Coordination Model", IEEE Summer Power Meeting, México City Paper A77, pp. 518-524, 1977.
- [7] Wood, A. J., Wollenberg, B. F., "Power Generation, Operation, and Control", Power Technologies Inc., Schenectady, New York, and Rensselaer Polytechnic Institute, Troy, New York, John Wiley & Sons Inc., 1984.
- [8] Elgerd, D. I., "Electric Energy Systems Theory An Introduction", McGraw-Hill Book Company, 1971.
- [9] Stevenson, W. D., Jr., "Elements of Power System Analysis", fourth edition, McGraw-Hill Book Company, 1982.
- [10] Kirchmayer, L. K., "Economic Operation Of Power Systems", John Wiley & Sons Inc., New York, 1958.
- [11] Wadhwa, C. L., "Electrical Power System", Wiley Eastern Limited, Delhi, India, 1983.
- [12] Sterling, M. J., "Power System Control", Peter Peregrinus Ltd., Londres 1978.
- [13] Shaw, J. J., Gendron, R. F., Bertsekas, D. P., "Optimal Scheduling of Large Hydrothermal Power Systems", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, no.2, February 1985.
- [14] Soares, S., Lyra, C., Tavares, H., "Optimal Generation Scheduling of Hydrothermal Power Systems", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, no.3, pp. 1107-1115, May/June, 1980.
- [15] Lasdon, L., "Optimization Theory for Large Scale Systems", Mac Millan Series for Operations Research, New York, 1970.
- [16] Schoeffler, J., "Static Multilevel Systems", in Optimization Methods for Large Scale Systems, Ed. Wismer, McGraw-Hill, 1971.
- [17] Tamura, H., "Decentralized Optimization for Distributed-lag Models of Discret Systems", Automática, vol. 11, pp. 593-602, 1975.
- [18] IEEE Tutorial Course: "Applications of Optimization Methods in Power System Engineering", 76CH1107-2-PWR, pp. 19-29, 1976.

- [19] Dopazo, J. F., Klitin, O. A., Stagg, G. W., and Watson, M., "An Optimization Technique for Real and Reactive Power Allocation", IEEE Trans., 1967, PAS-86, pp. 1877-1885.
- [20] Brown H., "Solution of Large Networks by Matrix Methods", second edition, John Wiley & Sons Inc., North Carolina, 1985.

BIOGRAFIAS



ANTONIO J. BORRERO VEGA. Nació en Cuenca en 1956. Se graduó de Ingeniero Eléctrico en la Universidad de Cuenca, en 1981, y de "Master of Science in Electrical and Computer Engineering" en Ohio University, Athens, EE.UU., en 1984. Se especializó en "Operación y Control de Sistemas Eléctricos" en Suecia, 1985; y en "Sistemas de Información" en Puerto Rico, 1988. Es profesor principal a tiempo parcial en la Universidad de Cuenca, en el área de Potencia y Control. Ha trabajado desde 1984 en la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C. A., en las áreas de Subtransmisión, Planificación y actualmente en Sistemas de Información. Es miembro del CIELA y del IEEE.



CARLOS DURAN NORITZ. Nació en Cuenca el 20 de enero de 1955. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en 1978. Desde esa fecha se desempeña como profesor de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Cuenca. Actualmente es profesor principal a tiempo completo en el área de Análisis de Sistemas de Potencia y Protecciones. Ha seguido varios cursos de especialización en sistemas eléctricos. Fue presidente del Colegio de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos del Ecuador en el período 1986-1987. Es miembro del CIELA.



ANTONIO CABRERA AREVALO. Nació en General Plaza el 26 de marzo de 1961. Se graduó de Ingeniero Eléctrico en la especialidad de Potencia en la Universidad de Cuenca, en abril de 1989. Ha realizado investigaciones sobre optimización y despacho de sistemas eléctricos desde 1986. Es miembro del CIELA.