

DESPACHO ECONOMICO HIDROTERMoeLECTRICO MEDIANTE PROGRAMACION EN REDES INCLUYENDO LA RED ELECTRICA

José M. Jaramillo A., Ing.
ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

Julio C. Gómez C., Ing.
INECEL

Jesús A. Játiva L., Ph.D.
ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

RESUMEN

Este trabajo desarrolla una herramienta analítica para el despacho económico de las centrales hidráulicas y térmicas del Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano mediante programación lineal en redes y flujo de potencia por el método de Newton Raphson. La optimización se consigue mediante la minimización de la función de costo de las centrales térmicas, sujetas a restricciones de operación. En el algoritmo de optimización se obtiene una tabla de generación que sirve de entrada para el flujo de potencia, mientras que este realimenta las pérdidas de potencia activa de la red de transmisión y los factores de penalización de las centrales de generación. El proceso converge cuando en dos iteraciones sucesivas difiere en una tolerancia dada.

ABSTRACT

An analytical tool for the hydrothermal economic dispatch of the Ecuadorian Interconnected System is developed through network linear programming and a Newton-Raphson power flow. The optimization is obtained by using thermal cost function minimization taking into account hydro-levels constraints, subject to operation rules. In the optimization algorithm a generation table is obtained that is used as a power flow input, while transmission network power losses and generating plant penalty factors are fed back. The process converges when two successive iterations differ result from a given tolerance.

INTRODUCCION

Este trabajo tiene su origen, en la necesidad de ofrecer al Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) una herramienta de análisis fuera de línea para la programación de la operación técnica y económica de sus unidades de generación.

Debido a que un programa de despacho económico hidrotérmico no es parte del suministro del Sistema de Supervisión y Control (SSC) del Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano (SNI) por parte de ABB de Suecia, el desarrollo de este programa constituye un aporte importante para la operación económica de generación del SNI.

El modelo desarrollado para el programa de generación de las centrales del SNI está basado en la técnica de

optimización de programación lineal de flujo en redes (network programming), mediante la minimización de la función de costo de las centrales térmicas, considerando las restricciones de potencia máxima y mínima de las unidades y los niveles máximos y mínimos de los embalses de las centrales hidráulicas. Las pérdidas y factores de penalización son calculados por un programa de flujo de potencia que utiliza la técnica de Newton-Raphson.

Este trabajo proporciona una metodología de despacho diario, es decir un despacho económico fuera de línea, de un día posterior para un sistema hidrotérmico con un intervalo horario.

El programa de generación obtenido en la optimización proporciona los datos de potencia activa de generación a las barras PV para el flujo de potencia, mientras que el flujo de potencia realimenta al proceso de optimización las pérdidas de potencia activa del sistema y los factores de penalización correspondientes a las diferentes centrales de generación en línea para condición de demanda.

Este proceso iterativo converge cuando la diferencia de las pérdidas entre dos iteraciones sucesivas son menores o iguales a una tolerancia especificada.

El método discretiza la función de costo de las centrales térmicas, por lo que su precisión depende fundamentalmente de la magnitud del intervalo que el usuario defina, siendo imprescindible que las funciones de costo de las centrales térmicas sean cóncavas.

Las centrales hidráulicas son representadas por su coeficiente de productividad en relación a la altura del embalse, sus límites de reservorio y costo de combustible nulo.

En el cuadro 1 se detallan las centrales de generación del INECEL que suministran potencia y energía al SNI.

En la actualidad el despacho se lo realiza utilizando reglas heurísticas de operación de prueba y error, cumpliendo con criterios de no sobrecargar generadores, líneas de transmisión, transformadores. Este procedimiento no asegura de ninguna manera una optimización en el despacho de generación.

CUADRO I Centrales de Generación del INECEL

CENTRAL	TIPO (*)	No. UNIDADES (idénticas)	MW/TOTAL
Guangopolo	D	5	24.0
Pucará	H	2	70.0
G. Zevallos	V	2	140.0
G. Zevallos	G	1	25.0
Sta. Rosa	G	3	51.0
Esmeraldas	V	1	125.0
Pante (A,B)	H	5	500.0
Pante (C)	H	5	575.0
Agoyán	H	2	156.0

(*) D: Diesel H: Hidráulica V: Vapor G: Gas

Utilizando el programa heurístico las centrales se van despachando en orden creciente de costos de operación y las centrales hidráulicas mediante las cuotas energéticas fijadas por planeamiento operativo. Las restricciones de la red eléctrica no se toman en cuenta. Además, en la metodología actual no se consideran las afluencias reales; con lo cual el despacho de las centrales recae en el conocimiento y experiencia del operador, convirtiéndose en una tarea fundamentalmente manual.

**ALGORITMO PROPUESTO DE DESPACHO DE GENERACION
HIDROTERMoeLECTRICA**

Se desarrolla un algoritmo de solución basado en técnicas de programación lineal especializada para realizar la optimización y un flujo de potencia por el método de Newton-Raphson para el cálculo de las pérdidas de potencia activa y de los factores de penalización.

La programación lineal de flujo en redes es una técnica confiable y ha sido utilizada en INECEL para la programación a mediano y largo plazo con buenos resultados. El flujo de potencia resuelto por Newton-Raphson es una técnica ampliamente utilizada para resolver el problema de estado estable de SEP.

En la figura 1 se presenta un diagrama de flujo del modelo iterativo desarrollado, que se detalla a continuación.

1. Se inicializa las pérdidas de potencia activa del sistema y los factores de penalización para todas las barras de generación. En la primera iteración se resuelve un despacho económico simplificado, es decir sin tomar en cuenta la red eléctrica.

2. Se realiza la optimización hidrotermoelectrónica diaria por programación en redes para 24 períodos de una hora. Se forma un sistema de arcos y nodos compuesto por los nodos de demanda (carga total del sistema más pérdidas) para los 24 períodos, nodos de centrales hidráulicas representadas por sus reservorios (tabla cota-volumen-productividad) y el generador asociado, nodos de las centrales térmicas representadas por una curva convexa de costo por hora versus potencia de generación (discretizada en pasos concordantes a las disponibilidades reales de las unidades).

3. Se calcula una tabla de generación de las diferentes centrales para cada período, indicando la potencia activa de salida de cada central.

4. Se corre un flujo de potencia para cada período, calcula los factores de penalización y las pérdidas de potencia activa. La red eléctrica se representa por un flujo de potencia por el método de Newton-Raphson, del cual se utiliza la matriz del Jacobiano para encontrar pérdidas incrementales y factores de penalización.

5. Se calcula la diferencia de pérdidas activas totales en las dos últimas iteraciones para cada uno de los períodos. El parámetro de convergencia es la diferencia de pérdidas activas entre dos iteraciones sucesivas. Se realiza la prueba de convergencia para los 24 períodos. Si cumple convergencia entonces se obtiene el despacho óptimo de lo contrario continua en 6.

6. Se suma las pérdidas de potencia activa a la carga total del sistema, a la vez que se realiza la penalización a los costos incrementales de las centrales térmicas por medio de los factores de penalización y se regresa al paso 2.

Resultados

Los resultados para el proceso de optimización se obtiene como una tabla de generación, en las que se presentan las participaciones de cada unidad para cubrir la demanda en cada uno de los períodos en estudio.

REPRESENTACION DE LA RED ELECTRICA

La mejor representación de la red eléctrica de un sistema de potencia es a través de la solución del flujo de potencia, en cada una de sus condiciones operativas.

En un sistema de potencia radial el efecto de la red eléctrica en programación de flujo en redes puede ser introducido mediante multiplicadores de los flujos en los arcos. Este método da lugar al llamado flujo en redes con ganancias.

Cuando se presentan lazos en la red eléctrica, el flujo en redes con ganancias no puede ser utilizado, ya que no satisface la segunda ley de Kirchoff (ley de voltajes en una malla). De ahí que es imprescindible la utilización del flujo de potencia para satisfacer las leyes eléctricas de un sistema de potencia. La dificultad causada por el uso del flujo de potencia se ve ampliamente recompensada con la precisión del cálculo de pérdidas y la extensión al cálculo de los factores de penalización.

Factores de penalización para generadores [1][13]

Con el objeto de ubicar el problema en un ámbito ajustado a la realidad energética del país, se considera el problema de despachar tanto unidades térmicas como hidráulicas. La programación hidrotermoelectrónica requiere que una cantidad especificada de agua sea utilizada y adicionalmente que el costo de operación de las unidades térmicas sea el mínimo.

Considerando unidades térmicas e hidráulicas, el problema de

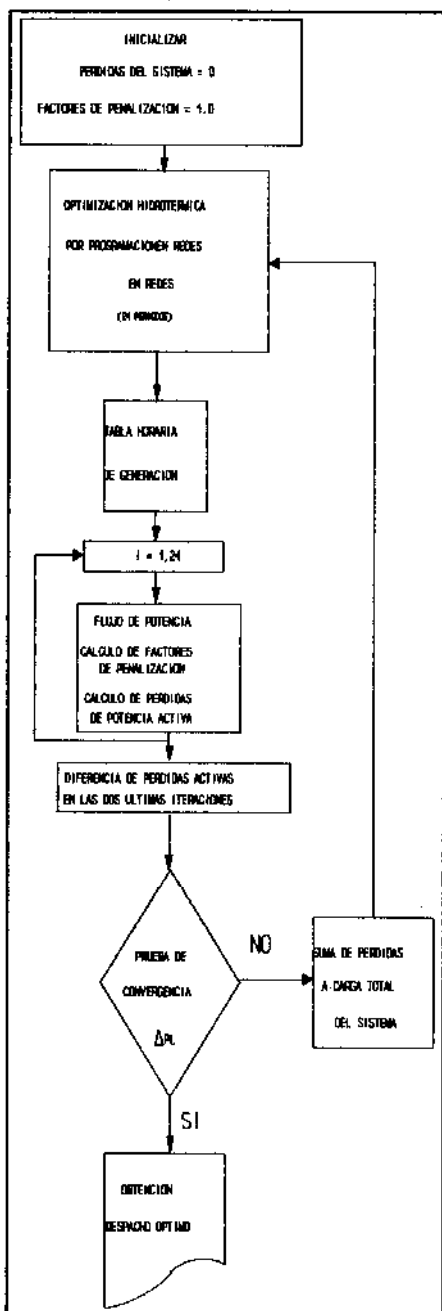


Figura 1 Modelo de despacho de generación

programación de generación se define como sigue:

$$\text{Mín } \sum_{i=1}^n f_i(PG_{T,i}) \quad \text{función de costos de unidades térmicas} \quad (1)$$

$$\text{sueto a: } \sum_{i=1}^n (PG_{T,i} + PG_{H,i} - P_{D,i} - P_{L,i}) = 0 \quad i = 1, \dots, n \quad (2)$$

$$\sum_{i=1}^n q_i(PG_{H,i}) - V_{TOT} = 0 \quad \text{función de caudal para centrales hidráulicas} \quad (3)$$

$$V_i |_{i=0} = V_I \quad \text{Volumen inicial}$$

$$V_i |_{i=n} = V_F \quad \text{Volumen final}$$

$$P_{G_{\text{mín}}} \leq P_{G_i} \leq P_{G_{\text{máx}}} \quad \text{Límites de generación para } i=1 \dots n$$

Se asumen cargas constantes para cada período. La función aumentada de costo (función de Lagrange) para desarrollar el proceso de optimización esta dada por:

$$E = \sum_{i=1}^n f_i(PG_{T,i}) - \lambda_k (\sum_{i=1}^n PG_{T,i} + PG_{H,i} - P_{D,i} - P_{L,i}) - \gamma_k (\sum_{i=1}^n q_i(PG_{H,i}) - V_{TOT}) \quad (4)$$

λ_k, γ_k son multiplicadores de Lagrange

Las condiciones para obtener el mínimo costo son:

$$\frac{\partial E}{\partial PG_{T,i}} = 0, \quad \frac{\partial E}{\partial PG_{H,i}} = 0, \quad \frac{\partial E}{\partial \lambda} = 0$$

y para un intervalo horario específico $i=k$ de la ecuación (4), las ecuaciones de coordinación resultante son:

$$E = f_k(PG_{T,k}) - \lambda_k (PG_{T,k} + PG_{H,k} - P_{D,k} - P_{L,k}) - \gamma_k (q_k(PG_{H,k}) - V_{TOT})$$

$$\frac{\partial E}{\partial PG_{T,k}} = \frac{df_k(PG_{T,k})}{dPG_{T,k}} - \lambda_k - \frac{\partial \lambda_k (P_{L,k})}{\partial PG_{T,k}} = 0 \quad (5)$$

$$\frac{\partial E}{\partial PG_{H,k}} = -\lambda_k - \frac{\partial \lambda_k (P_{L,k})}{\partial PG_{H,k}} - \frac{d\gamma_k q_k(PG_{H,k})}{dPG_{H,k}} = 0 \quad (5)$$

$$\frac{\partial E}{\partial \lambda_k} = PG_{T,k} + PG_{H,k} - P_{D,k} - P_{L,k} = 0 \quad (7)$$

$\frac{df_k(PG_{T,k})}{dPG_{T,k}}$ y $\frac{dq_k(PG_{H,k})}{dPG_{H,k}}$ son costos y descargas incrementales para unidades térmicas e hidráulicas.

$\frac{\partial (P_{L,k})}{\partial PG_{T,k}}$ y $\frac{\partial (P_{L,k})}{\partial PG_{H,k}}$ son pérdidas incrementales por transmisión de unidades térmicas e hidráulicas.

De la ecuación (5) se obtiene:

$$\lambda_k = \frac{\frac{df(PG_{T,k})}{\partial PG_{T,k}}}{1 - \frac{\partial(P_{L,k})}{\partial PG_{T,k}}} \quad (8)$$

El factor de penalización (PF) de cada generador está dado por la expresión (9):

$$PF_k = \frac{1}{1 - \frac{\partial(P_{L,k})}{\partial PG_{T,k}}} \quad (9)$$

El despacho económico considerando las pérdidas por transmisión se reduce a:

$$\frac{df(PG_{T,i})}{\partial PG_{T,i}} \cdot PF_i = \lambda_i \quad (10)$$

$$\sum_{i=1}^n (PG_{T,i} + PG_{H,i} - P_{D,i} - P_{L,i}) = 0 \quad i = 1, \dots, n \quad (11)$$

Por lo tanto, la condición necesaria para la existencia de un costo mínimo de operación es que los costos incrementales de todas las unidades térmicas penalizados por su participación en las pérdidas del sistema de potencia sean iguales a un valor del multiplicador λ_i .

INTERACI3N DE FLUJO EN REDES Y FLUJO DE POTENCIA [11]

Para conseguir la interacci3n entre el flujo en redes y el flujo de potencia es necesario crear una subrutina que permita el intercambio de informaci3n entre estos dos m3dulos.

La interacci3n se da en la siguiente forma, (ver figura 2). Se realiza el flujo en redes para los 24 per3odos, luego estas potencias de generaci3n sirven como datos de entrada para las barras PV en el flujo de potencia para cada per3odo. Se calcula los factores de penalizaci3n y las p3rdidas activas totales del sistema de transmisi3n. Se realiza la prueba de convergencia; si no se cumple, los factores de penalizaci3n y las p3rdidas son trasladadas al programa de flujo en redes para realizar la penalizaci3n de las centrales y actualiza las p3rdidas del sistema a la carga total de demanda.

Este proceso se realiza hasta cumplir cierto valor de convergencia, el cual es el absoluto de la diferencia de potencia activa de p3rdidas entre dos iteraciones sucesivas.

En la figura 3 se indica el algoritmo utilizado para realizar el despacho econ3mico hidrotermoel3ctrico (DEH) tomando en cuenta la red el3ctrica. Los pasos principales a seguirse se indican a

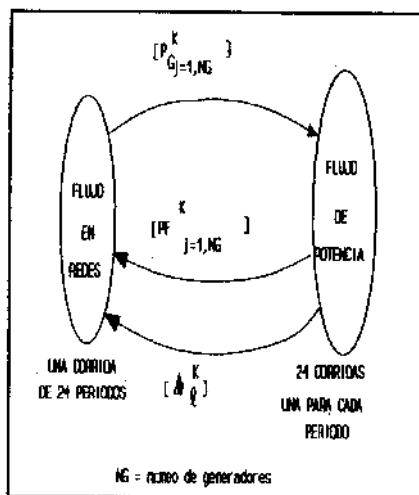


Figura 2 Diagrama de Iteraci3n entre Flujo en Redes y Flujo de Potencia.

continuaci3n:

Algoritmo detallado para el despacho econ3mico hidrotermoel3ctrico incluyendo la red el3ctrica [1][2][3][13]

- a. ICOR=0 Inicializaci3n de variables.
- b. LECRES Lectura de datos de reservorios.
- c. LECTERM Lectura de datos de centrales t3rmicas.
- d. LECDEM Lectura de datos de demanda.
- e. LECOPIA Lectura de datos de operaci3n diaria.
- f. PROCRES Procesamiento de los datos de las centrales con reservorio a programaci3n en redes.
- g. PROTERM Procesamiento de los datos de las centrales t3rmicas a programaci3n en redes.
- h. ICOR = ICOR + 1, ir al punto i
- i. FORMCOST Incluir los factores de penalizaci3n para las centrales de generaci3n.
- j. PROCRED Ordenar arcos y nodos en formato de red.
- k. Si ICOR = 1 ir a l o sino ir a m.
- l. ARTIF Encontrar una primera soluci3n inicial factible
- m. NEWARTIF Encuentra una soluci3n inicial con la red de flujo en

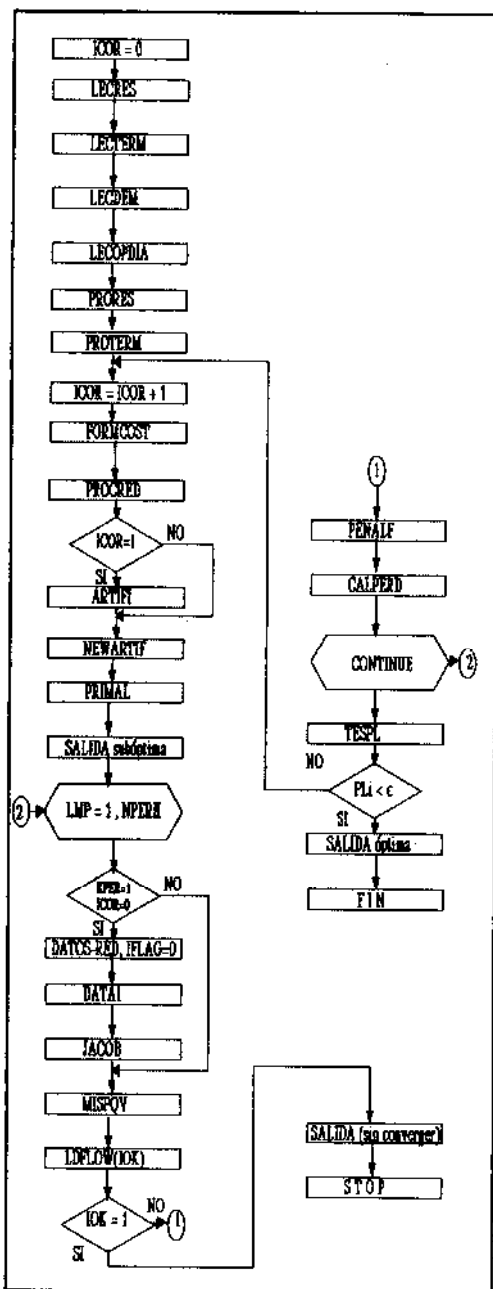


Figura 3 Algoritmo de Despacho Económico Hidrotermoeléctrico

redes existente, con ciertas modificaciones.

- n.PRIMAL Encuentra la solución óptima.
- o.SALIDA subóptima Imprime la tabla de generación para cada iteración.
- p.LMP=t,NPERH Se inicia lazo para el número de periodos en estudio
- q.Si KPER=1 y ICOR=0 ? Se verifica si se trata de la primera iteración, si lo es continuar en r sino continuar en u.
- r.BATOS-RED Lectura de datos de la red eléctrica
- s.DATAI Renumeración de barras (reordenamiento)
- t.JACOB Forma los arreglos LOC1,LOC2,IC,JC,IO. Apuntadores del Jacobiano y los arreglos que coordinan la solución en SOLVE.
- u.MISPOV Transfiere datos de demandas y generaciones desde los resultados de despacho económico hacia el flujo de potencia.
- v.LDPLWIOK Encuentra una solución aceptable para flujo de potencia.
- w.Si IOK = 1 ? Se verifica si se ha cumplido convergencia para cada uno de los flujos de potencia. Si un flujo no converge continua en x de lo contrario continua en z.
- x.SALIDA sin convergencia Imprime la carta de generación el momento que no se ha cumplido convergencia.
- y.STOP El programa se detiene
- z.PENALF Calcula los factores de penalización a partir de la solución del flujo de potencia.
- aa.CALPERD Calcula la pérdidas de potencia activa para la red de transmisión.
- ab.CONTINUE Se cierra aquí el lazo iniciado en m.
- ac.TESPL Se prueba convergencia para el programa principal. Esto se hace comparando la diferencia de pérdidas activas de dos iteraciones sucesivas con un valor pequeño (ϵ)
- ad.Si $PLI < \epsilon$? Si no cumple convergencia continua en n, de lo contrario ir a ae.
- ae.SALIDA óptima Se procede a imprimir la tabla final de generación (resultado óptimo)
- af.FIN Finaliza la ejecución del programa.

APLICACION AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO^[2]

El modelo desarrollado se aplica al SNI considerando la generación de INECEL y las barras de entrega a las empresas interconectadas. La aplicación al SNI contempla 3 centrales hidroeléctricas, 7 unidades de generación térmica y 18 empresas eléctricas de distribución a lo largo y ancho del Ecuador, las mismas que se

ilustran en el diagrama unifilar simplificado de la figura 5. Se ha seleccionado, un horizonte de planeamiento de un día dividido en 24 períodos horarios.

Para la programación de generación a corto plazo, el volumen de los reservorios de regulación puede considerarse que opera en una franja determinada de niveles. Por lo que se utiliza el valor de productividad media correspondiente a la franja de desembalse determinada por el planeamiento de mediano plazo.

Las demandas para el horizonte diario se representan por una curva de duración de carga de 24 segmentos en cada uno de los 22 nodos de entrega a las empresas interconectadas al SMI.

La red total que representa al SMI tiene aproximadamente 2000 arcos y 300 nodos para su resolución por el algoritmo de flujo en redes. Esto equivale a resolver un problema de programación lineal estandar de 2000 variables limitadas superiormente.

El bloque de resultados corresponde a la generación global de las centrales. La tabla de generación se refiere a la participación en potencia activa de cada una de las centrales del sistema en la curva de carga, para cada uno de los segmentos. Permite conocer la máxima potencia generada y por lo mismo la reserva en giro que se mantiene en cada central. Las centrales que no constan en el listado se encuentran en mantenimiento o simplemente fuera de operación de acuerdo al plan de mediano plazo. Para efectos de la aplicación al SMI se han establecido tres escenarios probables de ocurrencia hidrológica: esperada, seca y extremadamente seca, en las cuencas de Paute, Pastaza y Pisayambo para un día viernes típico.

Hidrología Esperada

Los datos estimados de operación diaria de los embalses se presenta en el cuadro 2:

Cuadro 2. Operación Programada de Embalses en Hidrología Esperada.

Embalse	Caudal [m ³ /Seg]	V _{inicial} [Mm ³]	V _{final} [Mm ³]
Pastaza	100.0	1.8714	1.8714
Analuza	120.0	116.000	115.750
Pisayambo	7.8	109.700	100.399

En una primera etapa se obtiene la tabla de generación inicial, la cual no contempla pérdidas de potencia activa del SEP y se asume factores de penalización iguales a 1 para todas las barras de generación:

Una vez que se ha corrido los 24 flujos de potencia se procede a verificar convergencia en el programa de optimización.

Si se cumple convergencia se obtiene la solución final de lo contrario se continua en la siguiente iteración.

Los factores de penalización para las diferentes centrales de generación se indican en la figura 4.

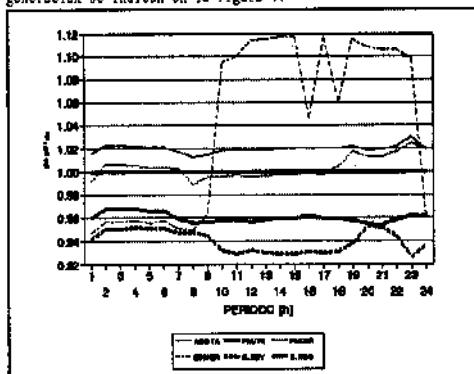


Figura 4 Factores de Penalización para Hidrología Esperada

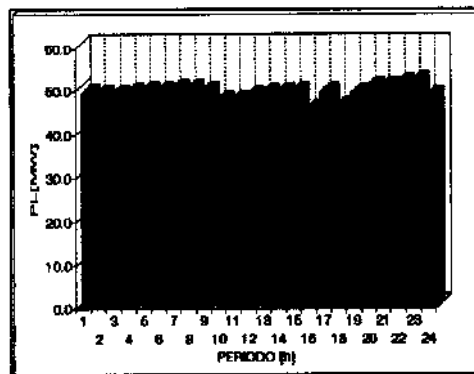


Figura 6 Pérdidas del SMI para Hidrología Esperada

Las centrales hidráulicas tienen factores de penalización alrededor de 1.0, ya que se encuentran ubicadas a distancias eléctricas comparables a la central Paute, tomada como referencia con factor de penalización 1.0. Las centrales térmicas tienen factores de penalización bajos, debido a su localización cerca a los grandes centros de carga, a excepción de Esmeraldas que tiene un factor de penalización alto, dada su ubicación topológica.

Las pérdidas del SMI se observan en la figura 6. Se puede ver que las pérdidas son considerables ya que la mayor parte de generación se produce lejos de los centros de consumo, esto es desde las centrales hidráulicas.

La distribución de la generación entre las diferentes centrales se detalla en la figura 7. La mayor parte de la generación para cubrir la demanda (entregas de INECEL a las empresas eléctricas interconectadas) más las pérdidas del SMI es generación

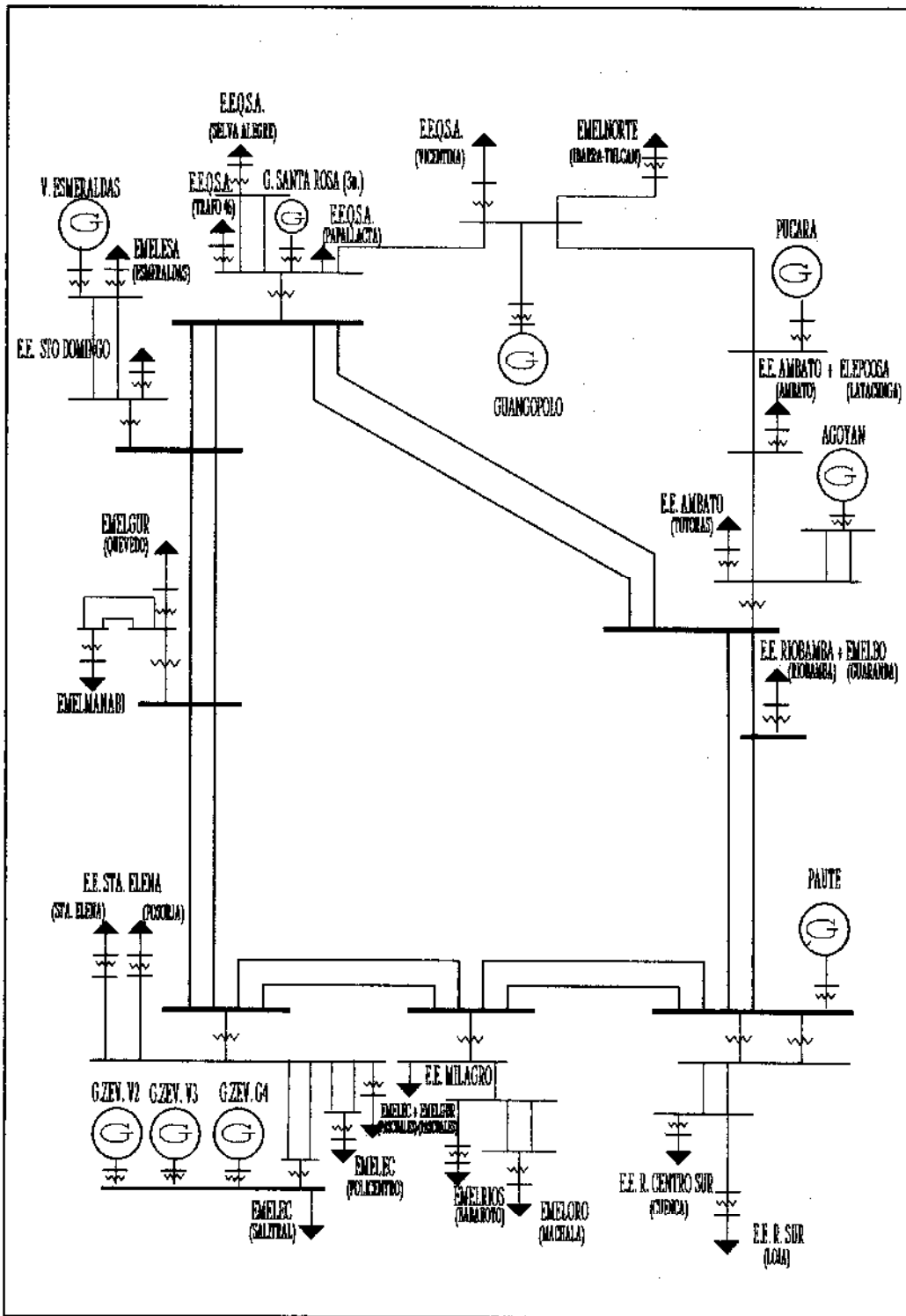


Figura 5 Diagrama unifilar simplificado con generación de INECEL y entregas a E.E. interconectadas

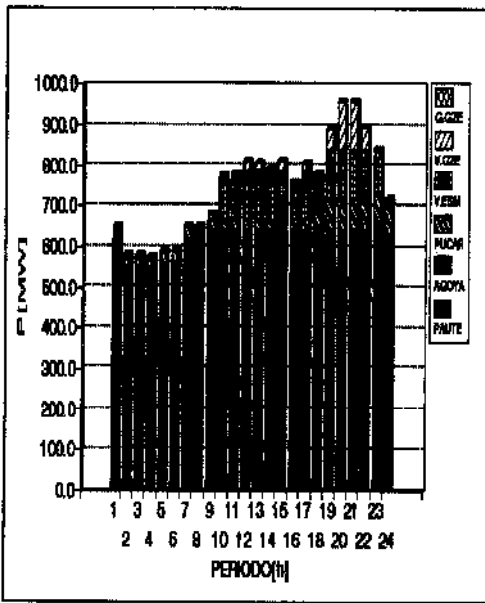


Figura 7 Participación de las Centrales en la Generación del SNI para Hidrología Esperada

embalses, un desembalse mayor de Agoyán se observa a las 23 h cuando entrega más potencia, a las 24 h baja su potencia de salida y el nivel del embalse se recupera. En Paute se observa descenso del nivel del reservorio mayor a las 21 y las 23 h para cumplir con los límites asignados de operación diaria.

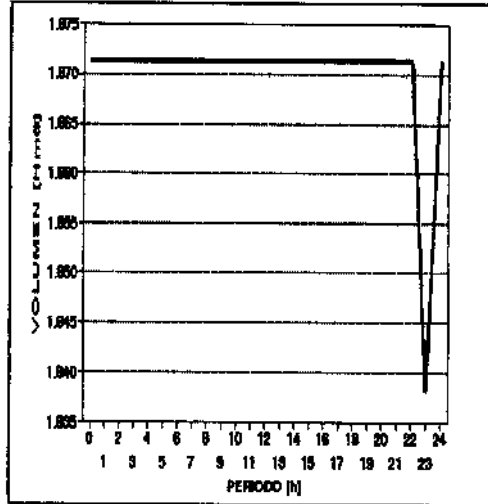


Figura 9 Operación del embalse Agoyán para Hidrología Esperada

hidráulica. La base de la curva de demanda es cubierta por centrales hidráulicas de Paute y Agoyán. La central hidráulica Pucará y vapor de Esmeraldas operan como centrales seguidoras de carga. La central a vapor Gonzalo Zevallos opera como central de pico. El movimiento de los embalses se señala en las figuras 8, 9 y 10. Agoyán y Paute generan con todo el caudal que llega a sus

Pisayambo desembalsa a las 7 h momentáneamente con el objeto de no poner en operación una central térmica, se inicia un descenso del nivel del reservorio para las horas de mayor demanda de 19 h a 24 h generando a plena capacidad.

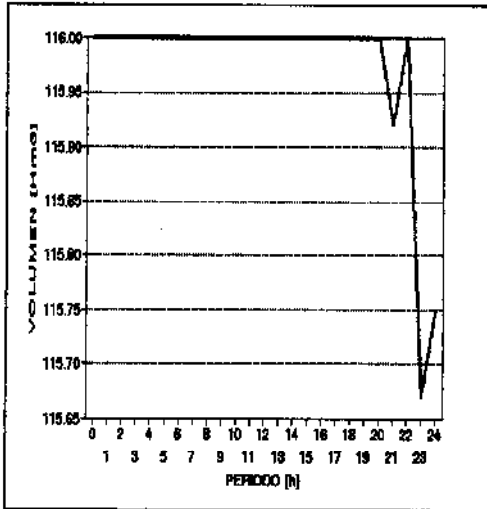


Figura 8 Operación del embalse Análuz para Hidrología Esperada

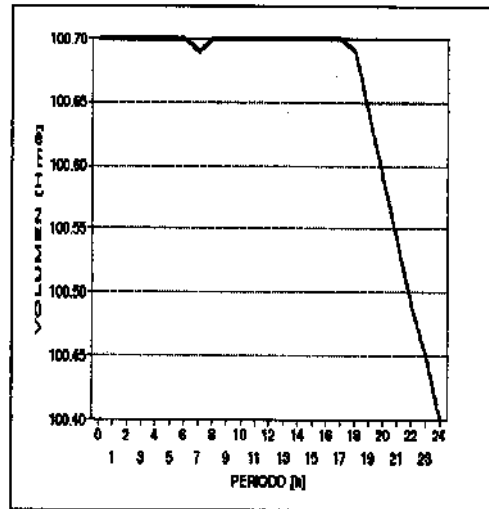


Figura 10 Operación del embalse Pisayambo para Hidrología Esperada

Hidrología Extremadamente Seca.

Los datos estimados para operación diaria de los reservorios se indican en el cuadro 3:

Cuadro 3 Operación Programada de Embalses en Hidrología Extremadamente Seca.

Embalse	Caudal [m ³ /Seg]	V _{inicial} [hm ³]	V _{final} [hm ³]
Pastaza	51.0	1.8714	1.8713
Amaluza	37.0	114.800	113.600
Pisayambo	1.8	100.000	75.000

En la solución inicial todas las centrales están en operación, luego en el proceso de optimización, considerando la pérdidas y los PF's, discrimina algunas centrales térmicas, dejándolas sin participación de generación desde las 14 h. Optimiza los recursos hidráulicos para utilizarlos en los periodos de mayor demanda.

Los factores de penalización para hidrología extremadamente seca suben para las centrales térmicas, esto es debido a que aportan con mayor generación. De la figura 11 se observa que la central Esmeraldas tiene un factor de penalización bastante mayor que uno en todos los periodos. Las centrales hidráulicas tiene factores de penalización alrededor de 1.0, ya que se encuentran ubicadas a distancias eléctricas comparables a la central de referencia Pauta, con factor de penalización 1.0. Las centrales térmicas tienen factores de penalización bajos, debido a su localización cerca a los grandes centros de carga. Para los periodos 1 h a 9 h los PF's se acercan a 1.0 para Gonzalo Zevallos y Santa Rosa, Esmeraldas tiene un factor de penalización alto, dada su ubicación topológica y su nivel alto de generación.

Las pérdidas del SNI, ver figura 12, disminuyen notablemente con respecto a la hidrología seca ya que aumenta la generación térmica, la cual se encuentra cerca a los grandes centros de consumo y no se necesita transportar energía desde grandes distancias.

La generación de las diferentes centrales se presenta distribuida en la figura 13, donde se ilustra el aporte de generación hidráulica, de vapor, de gas + Bunker (GA+BU) y el déficit de generación (DEFIC) del SNI. La parte de generación para cubrir la demanda (entregas de INECEL a las empresas eléctricas interconectadas) más las pérdidas del SNI es generación mayoritariamente hidráulica desde el período 14 h a 24 h. En el resto de periodos se genera mucho más con vapor y gas. Se nota la presencia de déficit entre los periodos 0 a 13 h. La base de la curva de demandas es cubierta por centrales hidráulicas de Agoyán, Pucará y la central a vapor de Esmeraldas. Las centrales vapor Gonzalo Zevallos, gas Gonzalo Zevallos, gas Santa Rosa y bunker Guanozopolo, Déficit-Q y Déficit-G operan en los periodos 1 h a 13 h, donde la generación hidráulica es baja, ya que los recursos

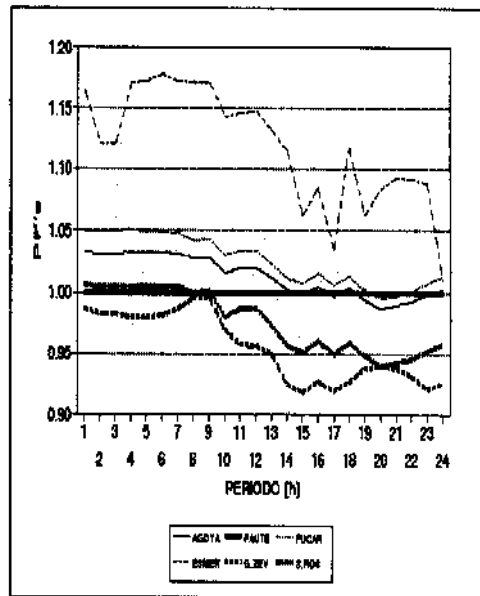


Figura 11 Factores de Penalización para Hidrología Extremadamente Seca

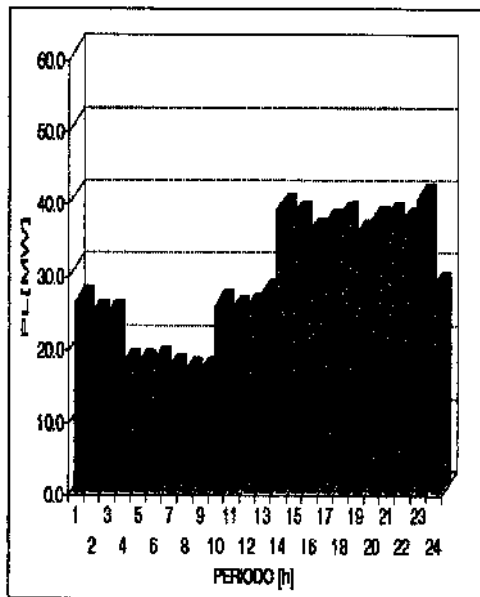


Figura 12 Pérdidas del SNI para Hidrología Extremadamente Seca

hidráulicos se optimizan para cubrir los periodos de mayor demanda. Como centrales de pico entran vapor Gonzalo Zevallos, gas Gonzalo Zevallos y gas Santa Rosa.

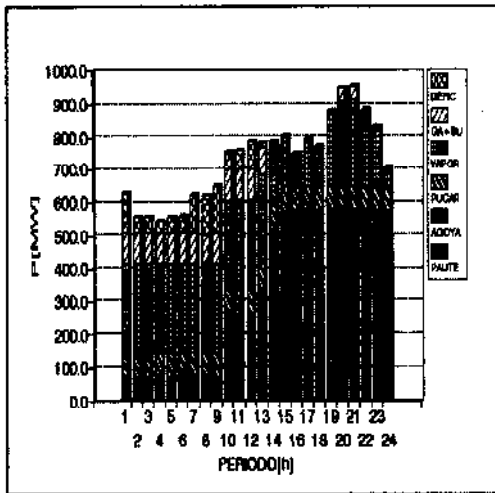


Figura 13 Participación las centrales en la generación del SNI para Hidrología Extremadamente Seca

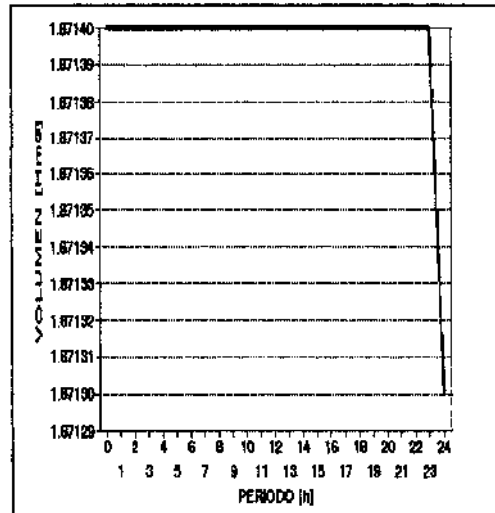


Figura 15 Operación del embalse Agoyán para Hidrología Extremadamente Seca

El movimiento de los embalse se ilustra en las figuras 14, 15 y 16. Analuza optimiza su reservorio de tal forma que embalsa hasta el período 9 h, a partir de las 14 h desembalsa para que Paute genere a plena capacidad. La central Agoyán genera con todo el caudal que llega a su embalse, un descenso del nivel del reservorio mayor de Agoyán se observa a la 24 h. Pisayambo inicia su descenso del nivel del reservorio desde las 2 h para que Pucará genere a plena capacidad.

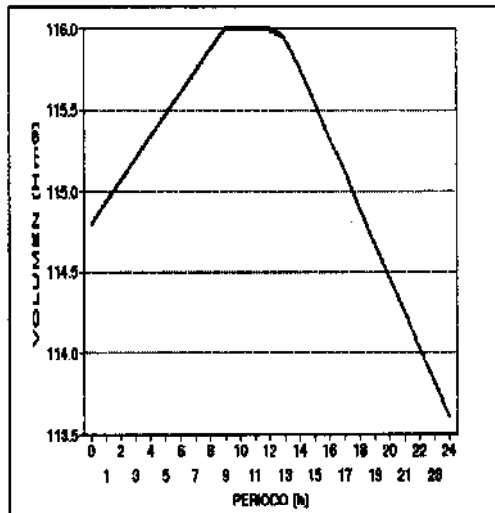


Figura 14 Operación del embalse Analuza para Hidrología Extremadamente Seca

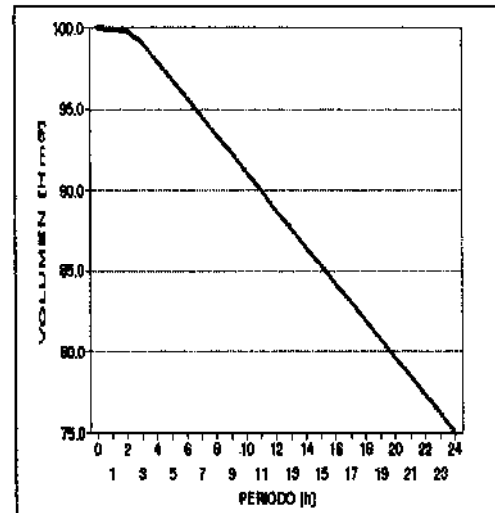


Figura 16 Operación del embalse Pisayambo para Hidrología Extremadamente Seca

CONCLUSIONES

Un algoritmo de despacho económico hidrotermoeléctrico para sistemas eléctricos de potencia con restricciones operativas y económicas se ha formulado y desarrollado únicamente en base a tecnología nacional.

Este programa está siendo utilizado por los técnicos de Despacho Nacional de Cargas de INECEL. El trabajo es producto de una bien coordinada labor entre la EPN y el mayor ente de generación eléctrica del país, la misma que pudo ser llevada a cabo mediante el convenio interinstitucional EPN-INECEL 92-086.

Este es un trabajo pionero en su campo, pues representa las condiciones eléctricas de la red de transmisión, las centrales hidráulicas y térmicas. La red eléctrica se ha incorporado al proceso de optimización mediante un programa de flujo de potencia, que es la mejor herramienta para representar cualquier configuración topológica. Para considerar la localización de las centrales en la red eléctrica, se calculan los factores de penalización de barras de generación utilizando el método directo en coordenadas rectangulares.

El método desarrollado permite calcular los PF's bajo cualquier condición de carga, generación y/o topología de la red de transmisión, sin tener que disponer de tablas de factores de pérdidas, las mismas que deben actualizarse cada determinado tiempo.

De los resultados obtenidos se deduce que los costos de operación de las centrales de generación especialmente térmicas al ser multiplicados por sus respectivos PF's modifican el orden de prioridad de despacho respecto a la práctica actual.

La programación lineal de flujo en redes es una herramienta adecuada para el despacho de centrales térmicas e hidráulicas, ya que considera funciones lineales y restricciones: desembalses, límites de P y Q, disponibilidad de centrales, etc. Es un método simple y rápido, que aprovecha las características de las restricciones.

El flujo en redes requiere de las curvas entrada-salida discretizadas para las centrales térmicas y de tablas costo-volumen-productividad para las centrales hidráulicas. La exactitud de los resultados del flujo en redes depende del paso y número de discretizaciones.

Las pruebas del algoritmo propuesto han sido realizadas en el SNI, un sistema gran número de restricciones, en los cuales el programa ha demostrado la bondad.

Bajo condiciones de hidrología extremadamente seca, la generación de INECEL no abastece la demanda. La deficiencia se ha representado con dos unidades térmicas de déficit, con costo mucho mayor a las centrales de INECEL, llamadas DEFICI-Q y DEFICI-G que considerara la falta de energía tanto para Quito como para Guayaquil.

Los resultados de la aplicación de esta metodología traerán consigo grandes ahorros por mejor operación de las centrales hidráulicas, beneficios para el sector eléctrico ecuatoriano y en definitiva para el desarrollo del país.

El algoritmo desarrollado en este trabajo para despacho económico hidrotermoeléctrico de corto plazo puede ser extendido a la programación de generación de mediano y largo plazo con modificaciones de los modelos utilizados tanto en el flujo de potencia como en el de flujo en redes.

Se recomienda incorporar esta herramienta de análisis para una mejor toma de decisiones en la elaboración de los programas de despacho y redespacho de unidades por salidas de generación en el SNI.

REFERENCIAS

- [1] José M. Jaramillo A. "Despacho Económico Hidrotérmico mediante Programación en Redes incluyendo la red Eléctrica" Facultad de Ingeniería Eléctrica, E.P.N., Tesis de Grado, 1993.
- [2] Julio C. Gómez C. "Planeamiento Operativo de Sistemas Hidrotérmicos mediante programación en redes" Facultad de Ingeniería Eléctrica, E.P.N., Tesis de Grado, 1984.
- [3] Paul A. Jensen, J. Wesley Barnes "Network Flow Programming" John Wiley & Sons, New York, 1980.
- [4] "Programa de Operación del SNI" PO/001/ DCSNI, Dirección de Operación del Sistema Nacional Interconectado, INECEL, Quito-Ecuador, Enero 1993.
- [5] J.A. Játiva "An Extended Automatic Generation Control Simulator for Interconnected Power Systems Incorporating Adaptive Load Frequency Control Techniques and Full System Network Representation" Ph. D. Dissertation, The University of Texas at Arlington, Arlington, Texas, August 1991.
- [6] R.R. Shoultz. "A Simplified Economic Load Dispatch Algorithm Using Decoupled Network Models," National Science Foundation Grant Reporte, June 1977.
- [7] S.K. Chang and V. Brandwajn, "Adjusted Solutions in Fast Decoupled Load Flow", Proceedings IEEE PICA Conference, pp. 347-53, May 1987.
- [8] A.J. Wood and B.F. Wollenberg. "Power Generation Operation and Control." John Wiley & Sons, New York, 1984.
- [9] R.R. Shoultz and R.K.Green, "Power System Operations: Course Lecture Notes" The University of Texas at Arlington, Arlington, Texas, February 1982.
- [10] Dr. Aboytes, Ing. V. Vidrio, "Flujo Optimo en S.E.P." México, 1979.

XV Jornadas en Ingeniería Eléctrica y Electrónica

- [11] Gabriel Argüello Ríos "Análisis y Control de Sistemas Eléctricos de Potencia", Incecel, E.P.N., 1988
- [12] A.S. Solodóvnikov "Sistemas de desigualdades lineales", Editorial MIR, Moscú, 1988
- [13] Jesús Játiva, Ph.D., Julio Gómez, Ing., "Factores de penalización para programación óptima en sistemas eléctricos de potencia (aplicación al SMI)", EPN-INECEL, abril de 1993.
- [14] Jesús Játiva, Ph.D., Julio Gómez, Ing., "Características entrada-salida de unidades térmicas (aplicación al SMI)", EPN-INECEL, abril de 1993.
- Julio C. Gómez C., Se graduó de Ingeniero Eléctrico en la EPN en 1985. Ha realizado estudios de Postgrado sobre operación de sistemas Hidrotérmicos en las universidades: Federal y Católica de Río de Janeiro, Brasil. Ha desarrollado programas computacionales para planeamiento operativo de la DOSMI. Actualmente se encuentra implantando el centro de control de INECEL, SCC.
- Jesús A. Játiva, I., recibió los títulos de Ingeniero Eléctrico (1981) de la Escuela Politécnica Nacional (EPN), Master of Science in Electrical Engineering (1988) y Doctor of Philosophy (1991) de la University of Texas at Arlington (UTA). Sus estudios de Postgrado los realizó con el auspicio de Becas Fulbright y OEA. Trabajó como asistente de investigación, de Cátedra y miembro Postdoctoral en el Energy System Research Center de UTA. Es coautor del libro "Analysis and Control System Techniques for Electric Power Systems" editado por Academic Press Inc. en 1991 y ha escrito para la PES del IEEE. Fue asesor del SSC de INECEL. Actualmente es Profesor Principal de la FIE y Jefe de Departamento de Potencia de la FIE.

BIOGRAFIAS

José M. Jaramillo A., Se graduó de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en 1993. Ha trabajado por 2 años como ingeniero proyectista y en la construcción de proyectos eléctricos-electrónicos en IZE. Ha recibido cursos en el CIEEPI para la presentación y construcción de proyectos de redes eléctricas y telefónicas en la ERQSA y EMETEL. Participo en la DOSMI para la elaboración de el Despacho Económico Hidrotérmico aplicado al SMI. Actualmente está formando una empresa de consultoría, diseño y construcción de sistemas eléctricos-electrónicos: Eléctrica & Telecomunicaciones.