

SOLUCIÓN AL PROBLEMA DE COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA DE CORTO PLAZO POR ALGORITMOS GENÉTICOS

Pablo E. Oñate Y. (+)
Corporación CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA -CENACE-

Juan M. Ramírez A.
Centro de Investigación y Estudios Avanzados del IPN

Autores Invitados

RESUMEN

Este trabajo propone una metodología para la solución del problema de coordinación de generación hidrotérmica de corto plazo (PPGH) por medio de algoritmos genéticos (AG). El problema de coordinación hidrotérmica es resuelto usando una función de costo equivalente para las unidades térmicas disponibles, mientras que los problemas de asignación de unidades y despacho económico son resueltos considerando los individuos más capaces obtenidos de la etapa de coordinación hidrotérmica. Se considera funciones de costo cuadráticas para las unidades térmicas y una ecuación de segundo grado dependiente del volumen y los flujos de agua en las presas para el cálculo de la potencia activa de generación de las unidades hidráulicas. La metodología propuesta es probada en un sistema de potencia compuesto por 4 plantas hidráulicas y 10 unidades térmicas.

PALABRAS CLAVES: Algoritmos genéticos, asignación de unidades, operación económica de sistemas de potencia, programación hidrotérmica.

1. INTRODUCCIÓN

Uno de los aspectos que resulta prioritario en la operación de un sistema eléctrico de potencia es el uso eficiente de los recursos energéticos. El suministro de energía eléctrica está supeditado a la disponibilidad de recursos hidráulicos y a la capacidad limitada de almacenamiento de energía, así como a la dependencia de combustibles fósiles (gas, carbón y petróleo).

Matemáticamente, El PPGH es un problema de optimización no lineal, con variables continuas y discretas, que incluyen restricciones de igualdad y desigualdad. Debido a la representación discreta de los estados de las unidades, la formulación se convierte en un problema de optimización no convexo, dificultando el empleo de técnicas de optimización convencionales. Para solucionar este problema, han surgido varias técnicas de optimización [3,5], entre éstas están: la programación dinámica [1], las técnicas de Lagrange [1, 9], programación semi-definida [10], algoritmos genéticos

[4, 6-8], entre otras.

El PPGH de corto plazo puede resolverse mediante la descomposición del problema original en tres sub problemas: Figura. 1 [1,6].

Problema de coordinación hidrotérmica (de largo, mediano y corto plazo)

Problema de asignación de unidades termoeléctricas.

Problema de despacho económico de carga.



FIGURA 1: Descomposición del PPGH

El problema de programación de generación hidrotérmica consiste en determinar una estrategia de operación segura sujeta a una variedad de restricciones operativas. Para sistemas hidrotérmicos las limitaciones en las capacidades de almacenamiento del agua junto con su naturaleza estocástica lo hacen un problema complejo de resolver. Un programa de generación confiable en un sistema hidrotérmico consiste en determinar los estados de las unidades térmicas e hidráulicas y su potencia activa de generación necesarias para cubrir el pronóstico de demanda, de tal forma que el costo total de operación de las unidades térmicas sea el mínimo además de cumplir con restricciones operativas.

Este trabajo propone la solución del PPGH a través de la utilización de los algoritmos genéticos como herramienta de optimización.

2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

El objetivo es encontrar un programa de generación hidrotérmico, de tal manera que se minimice el costo total de generación térmica. Para muchas de estas unidades térmicas estos costos pueden ser aproximados por una función cuadrática [1-2].

(1)

$$F_i(P_{i,t}^t) = a_i + b_i P_{i,t}^t + c_i (P_{i,t}^t)^2$$

Donde a_i , b_i , c_i son los coeficientes de la función de costos; $P_{i,t}^t$ es la potencia generada por la i -ésima unidad térmica al tiempo t (MW); $F_i(\cdot)$ es el costo de producción para la i -ésima unidad térmica al tiempo t (\$/h). La función objetivo propuesta es expresada como:

$$F_T = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_{gt}} (F_i(P_{i,t}^t) * U_{i,t} + S_i * (1 - U_{i,t-1})) \quad (2)$$

Donde F_T es el costo total de operación térmico en el periodo T ; N_{gt} es el numero total de unidades térmicas disponibles en el sistema; $U_{i,t}$ corresponde al estado de la i th unidad en el tiempo t , esto es tiene un valor de 1 si la unidad esta *ON*, y 0 si esta *OFF*; S_i es el costo de arranque; y T es el periodo de estudio.

La minimización de la función objetivo esta sujeta a restricciones operativas.

2.1. Restricciones operativas del sistema

2.1.1. Balance de Carga

La potencia total activa generada por las unidades hidráulicas y térmicas debe ser suficiente para satisfacer el pronóstico de la demanda y las perdidas, esto es:

$$\sum_{i=1}^{N_{gt}} P_{i,t}^t * U_{i,t} + \sum_{j=1}^{N_{gh}} P_{i,t}^h = PD_t + P_{loss,t} \quad (3)$$

Donde: $P_{i,t}^h$ es la potencia activa de generación de la i -ésima unidad hidráulica para la hora t ; PD_t es el pronóstico de demanda para la hora t ; $P_{loss,t}$ son las pérdidas en el sistema de transmisión a la hora t ; N_{gh} es el número total de unidades hidráulicas disponibles en el sistema. Las pérdidas de transmisión pueden ser calculadas por el método de la matriz de coeficientes-B [1].

$$P_{loss,t} = \sum_i^n B_i P_i^2 \quad (4)$$

Donde: B_i , son los coeficientes de pérdidas de transmisión.

2.1.2. Límites de generación térmica e hidráulica

Tanto las unidades térmicas como hidráulicas deben cumplir con sus límites técnicos de operación. No deben operar a más de su potencia nominal ni a menos de cierta potencia mínima admisible, tal como se indica en

las siguientes ecuaciones.

$$(P_{i,t}^t)^{\min} \leq (P_{i,t}^t) \leq (P_{i,t}^t)^{\max} \quad (5)$$

$$(P_{i,t}^h)^{\min} \leq (P_{i,t}^h) \leq (P_{i,t}^h)^{\max} \quad (6)$$

2.1.3. Redes hidráulicas

En cada presa debe cumplirse que el volumen almacenado a la hora t debe corresponder al volumen de la hora anterior, más el agua que ingresa al embalse en el período, menos el agua extraída para generar energía eléctrica, menos las pérdidas de agua en el embalse (evaporación y filtraciones) y menos el vertimiento de agua. En caso de existir unidades acopladas en forma hidráulica; además, existirá relación entre los caudales asociados a la generación de los embalses ubicados aguas arriba y los caudales afluentes de los embalses ubicados aguas abajo. Esta fórmula recursiva puede verse desarrollada para una hora por la ecuación [3, 4]:

$$V_{h_{i,t}} = V_{h_{i,t-1}} + I_{h_{i,t}} - Q_{h_{i,t}} - S_{h_{i,t}} + \dots \quad (7)$$

$$\sum_{m=1}^{R_u} Q_{h_{(m,t-\tau(i,m))}} + S_{h_{(m,t-\tau(i,m))}}$$

Donde: $V_{h_{i,t}}$, corresponde al volumen de agua en la i -ésima presa para la hora t ; $I_{h_{i,t}}$, corresponde al ingreso de agua a la i -ésima presa para la hora t ; $S_{h_{i,t}}$, corresponde al derrame de agua de la i -ésima presa para la hora t ; $Q_{h_{i,t}}$, es la cantidad de agua descargada de la i -ésima presa para la hora t ; R_u , corresponde al número de presas que se encuentran río arriba de la i -ésima presa y τ corresponde al tiempo de viaje del agua de una presa río arriba a otra río abajo

2.1.4. Capacidad de las presas

Debido a la capacidad limitada de almacenamiento de agua en las presas, para cada hora debe considerarse la restricción expresada por la ecuación (8). El límite mínimo es inviolable, mientras que de violarse el máximo se produce vertimiento de agua, lo cual es una situación indeseable de desperdicio de energía. Además se deben considerar los límites máximos y mínimos en las descargas de agua utilizadas para la generación hidroeléctrica

$$(V_{h_{i,t}})^{\min} \leq (V_{h_{i,t}}) \leq (V_{h_{i,t}})^{\max}$$

$$(Q_{h_{i,t}})^{\min} \leq (Q_{h_{i,t}}) \leq (Q_{h_{i,t}})^{\max} \quad (8)$$

2.1.5. Volumen Final

Para garantizar la disponibilidad de las unidades hidráulicas para el futuro, se consideran restricciones en volúmenes de agua en las presas al final del período, esto es:

$$Vh_{i,t}^T = Vh_{i,t}^{end} \quad (9)$$

Donde $Vh_{i,t}^T$ corresponde al volumen de agua al final del período; $Vh_{i,t}^{end}$ representa el volumen final deseado al final de período.

2.1.6. Características de generación de potencia hidroeléctrica.

La potencia activa de las unidades hidroeléctricas depende de las características de las presas, diferentes modelos se han definido para la determinación de la potencia generada por estas plantas en función de las características de las presas [1], en este trabajo el modelo es el dado por la ecuación [7]:

$$P_{i,t}^h = C_{1,i}(Vh_{i,t})^2 + C_{2,i}(Qh_{i,t})^2 + C_{3,i}(Vh_{i,t})(Qh_{i,t}) + C_{4,i}(Vh_{i,t}) + C_{5,i}(Qh_{i,t}) + C_{6,i} \quad (10)$$

Donde: $C_{1,i}, \dots, C_{6,i}$; son coeficientes de potencia de generación hidráulica.

3. PROPUESTA DE SOLUCION MEDIANTE ALGORITMOS GENETICOS

La solución del PPGH consiste en determinar las potencias de generación de las unidades hidráulicas (problema de coordinación hidrotérmica), un programa de encendido y apagado de las unidades térmicas (problema de asignación de unidades), y la potencia activa generada por las unidades térmicas programadas (problema de despacho económico) para cubrir el pronóstico de demanda, minimizando los costos de operación y satisfaciendo las restricciones planteadas.

Estos requerimientos son alcanzados a través del procedimiento esquematizado en la Figura. 2, el que se detalla a continuación.

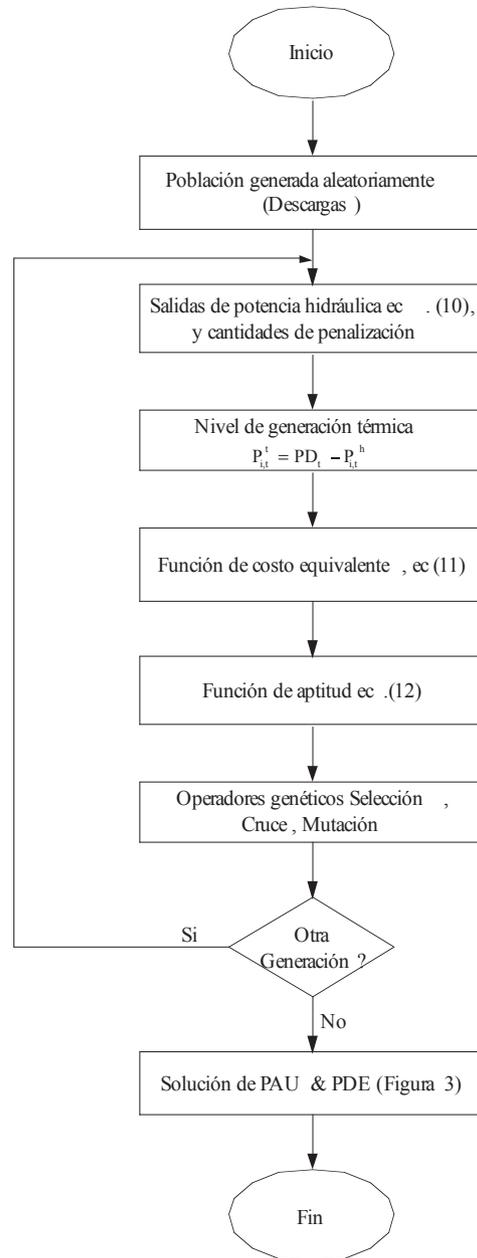


FIGURA. 2: Diagrama de flujo para la solución del PPGH POBLACION INICIAL

La población inicial es generada con individuos cuyo fenotipo es representado en forma matricial con dimensión $T \times N_{gh}$ genes. Cada individuo contiene números reales generados aleatoriamente representando las cantidades de descarga de agua de cada presa al tiempo t ; estos números son generados dentro de los límites dados por (8). Para la codificación de los individuos se usa una codificación binaria.

GENERACIÓN DE POTENCIA ACTIVA DE LAS UNIDADES HIDRÁULICAS

Utilizando los valores de descarga de cada uno de los

individuos, además de los volúmenes determinados por (7) se calcula la potencia activa de salida de cada unidad de generación hidroeléctrica (10). Esto permite obtener una matriz con los niveles de potencia activa generada por cada unidad hidroeléctrica y para cada hora del período en estudio.

En esta etapa se hace un control de las restricciones de los niveles máximos y mínimos de potencia de las unidades de generación hidráulica, así como de los niveles en los volúmenes para cada período de tiempo y al final del período de estudio. Esto permite establecer números de violaciones para cada restricción, los que se utilizarán para la penalización de la aptitud de los individuos en la etapa correspondiente.

GENERACION DE POTENCIA ACTIVA DE LAS UNIDADES TERMICAS

Utilizando la ecuación de balance de carga (3) se establece la potencia activa que debe ser generada por las unidades térmicas disponibles para cada hora.

FUNCIÓN DE COSTO EQUIVALENTE

Con el fin de poder comparar dos soluciones candidatas para la etapa de PCH, resulta imprescindible contar con algún mecanismo que evalúe la calidad de cada solución. Esta evaluación se realiza mediante el cálculo del costo de generación térmica para lo cual se considera una función de costo equivalente para todas las unidades térmicas disponibles. Esta función de costo equivalente toma la forma dada por la ecuación (11). [1, 7].

$$F_s = a_s + b_s P_s + c_s P_s^2 \quad (11)$$

Donde: P_s , corresponde a los niveles de generación térmica obtenidos de la ecuación de balance de carga; y a_s , b_s , c_s , son coeficientes de la función de costo equivalente.

FUNCION DE APTITUD

Para considerar las restricciones planteadas y medir la factibilidad de las soluciones se usaron factores de penalización proporcionales al número de violaciones de cada restricción. La función de penalización está constituida por los costos de generación térmica obtenidos en el paso anterior y por términos de penalización para cada una de las violaciones cometidas por los individuos. Tal función de penalización puede ser representada por la ecuación (12).

$$f = c_1(x) + A_1 * \min(c(x)) * Penal_V... \\ + A_2 * \min(c(x)) * Penal_Vfinal... \quad (12) \\ + A_3 * \min(c(x)) * Penal_P$$

Donde, $c_i(x)$, es el costo de la función equivalente correspondiente al i -ésimo individuo; $c(x)$ es un vector que contiene los costos equivalentes de generación térmica para todos los individuos de la población; A_i toma valores constantes de penalización. $Penal_V$, es el número de violaciones de los niveles de agua en las presas correspondiente al i -ésimo individuo; $Penal_P$, es el número de violaciones de los niveles de generación de potencia hidráulica correspondiente al i -ésimo individuo; $Penal_Vfinal$, es el número de violaciones de los niveles finales de agua en las presas correspondiente al i -ésimo individuo; y $error$ es el valor absoluto de la diferencia entre el volumen final obtenido y el volumen final esperado. El cálculo de la función de aptitud se calcula para cada uno de los individuos de la población.

OPERADORES GENETICOS

Los operadores de selección, cruce y mutación se aplican a todos los individuos de la población. Utilizando el valor de aptitud de los individuos calculados en el paso anterior, se realiza la operación de selección, el método utilizado para la selección de los individuos es el método de selección de la ruleta, por haber resultado el más apropiado.

A los individuos seleccionados se les aplican los operadores de cruce y mutación cada uno con una probabilidad de cruce y mutación P_c y P_m , respectivamente.

El proceso hasta ahora descrito, que corresponde a la etapa de coordinación hidrotérmica, es repetido hasta que el número de generaciones definido para ésta etapa se completan. Al finalizar, se obtendrá las potencias de generación de cada una de las unidades hidroeléctricas, así como la potencia que deben generar las unidades térmicas.

SOLUCION DE PAU Y PDE

Con los niveles de potencia activa a ser cubierto por las unidades térmicas que se obtienen de la etapa de coordinación hidrotérmica, se lleva a cabo la solución de los PCH y PDE. Esto se consigue a través del procedimiento esquematizado en la Figura. 3.

Una población inicial con N individuos representados en forma vectorial y longitud $2 \times N_{gt}$ se genera. Los primeros N_{gt} genes son aleatoriamente generados con 1's y 0's, cada uno de los cuales representa el estado de las unidades disponibles del sistema. Los siguientes N_{gt} son también números reales generados aleatoriamente entre los límites máximos y mínimos de generación de cada una de las unidades térmicas disponibles; estos representan las potencias activas de generación.

Cada uno de los individuos generados son codificados utilizando dígitos binarios.

En el problema de asignación de unidades, la función objetivo es la función de costo total (2). Para considerar las restricciones tanto de igualdad como de desigualdad del problema de asignación de unidades, en este trabajo se propone el uso de la penalización de la aptitud de los individuos, para lo que se utiliza la función de aptitud, en la que a la función objetivo se le agregan términos de penalización.

$$\text{eval}(x) = F_T + \alpha * \text{PENA}_1 + \alpha * \text{PENA}_2 \quad (13)$$

Donde: PENA_1 es el valor absoluto de la diferencia entre el pronóstico de demanda a la hora t y la potencia generada por las unidades asignadas a esa hora, PENA_2 es un valor que representa la violación de las restricciones de desigualdad, y α es un multiplicador constante de penalización al individuo. Los individuos penalizados y no penalizados pasan por la etapa de selección, en la que utilizando el método de la ruleta se eligen los individuos a los que se les aplicarán los operadores genéticos de cruce y mutación para formar los individuos de la nueva generación.

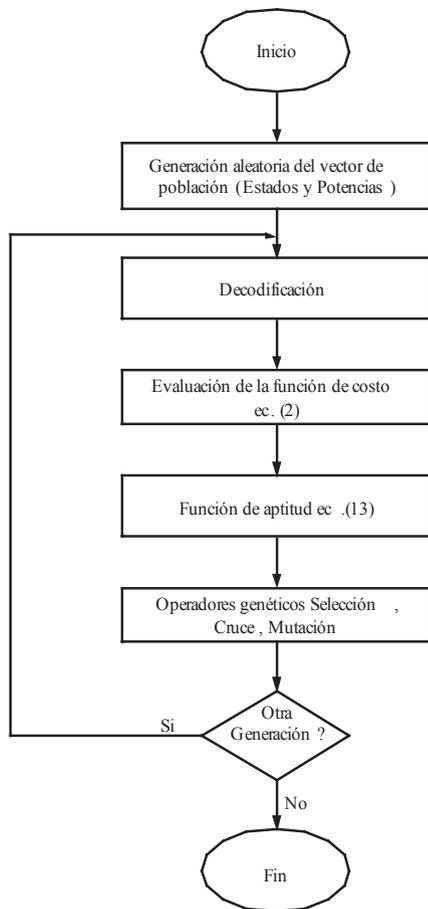


FIGURA. 3: Diagrama de flujo para la solución del PAU y PDE

4. EJEMPLO

Para ejemplificar la solución propuesta al problema de programación de generación hidrotérmica se emplea un sistema de potencia conformado por 4 plantas hidráulicas y 10 unidades térmicas; el período de programación es para un horizonte de 24 horas con una curva de carga definida por horas.

La estructura de la red hidráulica es descrita en la Figura. 4. El pronóstico de demanda, los coeficientes de potencia de generación de las unidades hidráulicas, los ingresos de agua a los reservorios, los límites máximos, mínimos y volúmenes finales de agua en los reservorios se describen en las Tablas 1 a 4 [6].

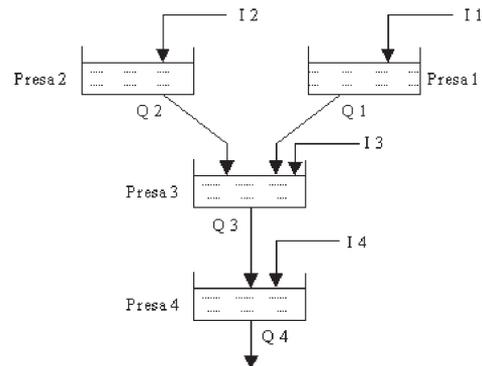


FIGURA. 4: Red del sistema hidráulico de prueba

TABLA 1: Curva de carga para un período de 24 horas

Pronóstico de Demanda (MW)					
1	1370	9	2240	17	2130
2	1390	10	2320	18	2140
3	1360	11	2230	19	2240
4	1290	12	2310	20	2280
5	1290	13	2230	21	2240
6	1410	14	2200	22	2120
7	1650	15	2130	23	1850
8	2000	16	2070	24	1590

TABLA 2: Coeficientes de potencia de generación hidráulica

Coeficientes de potencia de generación hidráulica						
Planta	C1	C2	C3	C4	C5	C6
1	-0,0042	-0,42	0,03	0,9	10	-50
2	-0,004	-0,3	0,015	1,14	9,5	-70
3	-0,0016	-0,3	0,014	0,55	5,5	-40
4	-0,003	-0,31	0,027	1,44	14	-90

TABLA 3: Flujos de entrada ($\times 10^4 \text{m}^3$)

Hora	Presa				Hora	Presa			
	1	2	3	4		1	2	3	4
1	10	8	8,1	2,8	13	11	8	4	0
2	9	8	8,2	2,4	14	12	9	3	0
3	8	9	4	1,6	15	11	9	3	0
4	7	9	2	0	16	10	8	2	0
5	6	8	3	0	17	9	7	2	0
6	7	7	4	0	18	8	6	2	0
7	8	6	3	0	19	7	7	1	0
8	9	7	2	0	20	6	8	1	0
9	10	8	1	0	21	7	9	2	0
10	11	9	1	0	22	8	9	2	0
11	12	9	1	0	23	9	8	1	0
12	10	8	2	0	24	10	8	0	0

TABLA 4: Límites de capacidad de almacenaje, límites de descarga y límites de generación hidráulica.

Planta	Vmin	Vmax	Vini	Vfin	Qmin	Qmáx	Phmin	Phmax
	$\times 10^4 \text{m}^3$						MW	MW
1	80	150	100	120	5	15	0	500
2	60	120	80	70	6	15	0	500
3	100	240	170	170	10	30	0	500
4	70	160	120	140	13	25	0	500

Los coeficientes de la función de costo de cada unidad térmica (unidad monetaria \$/MW) y los límites de potencia de generación se especifican en la Tabla 5.

TABLA 5: Características del sistema térmico de prueba

	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>	P_{MAX}	P_{MIN}
G1	100,0	16,19	0,0005	592	150
G2	970,0	17,26	0,0003	592	150
G3	700,0	16,60	0,0020	169	20
G4	680,0	16,50	0,0021	169	20
G5	450,0	19,70	0,0040	211	25
G6	370,0	22,26	0,0071	104	20
G7	480,0	27,74	0,0008	114	20
G8	660,0	25,92	0,0041	72	10
G9	665,0	27,27	0,0022	72	10
G10	670,0	27,79	0,0017	72	10

Potencia de salida in MW

La función de costo de las 10 unidades térmicas se puede combinar en una función de costo equivalente (11) [1]. Para el caso de estudio, los coeficientes de esta función son:

$$a_s = 10156.5, b_s = 8.75, c_s = 0.00367$$

5. RESULTADOS NUMÉRICOS DE SOLUCIÓN

Las Tablas 6-8 muestran los resultados utilizando el método propuesto. Una población de 81 individuos, 350 generaciones, probabilidades de cruce y mutación de 0.7 y 0.01, respectivamente fueron usadas para la primera etapa. Para la etapa de asignación de unidades y despacho económico se utilizó una población de 30 individuos, 100 generaciones y probabilidades de cruce y mutación de 0.7 y 0.01, respectivamente.

La Tabla 9 muestra la asignación de unidades y despacho económico una vez que la potencia hidráulica se determina y considerando que todas las unidades térmicas se encuentra apagadas al inicio del período.

TABLA 6: Volumen final en los reservorios ($\times 10^4 \text{m}^3$) y costo total de generación térmica

Presa 1	Presa 2	Presa 3	Presa 4
115	66	172	140
Costo de generación térmica \$ 702306			

TABLA 7: Descarga de agua en las plantas hidroeléctricas ($\times 10^4 \text{m}^3$)

Hora	Descarga de agua de las presas			
	Presas			
	1	2	3	4
1	5,000	6,000	12,581	18,600
2	8,333	12,000	24,194	15,400
3	9,667	7,200	20,968	18,600
4	10,333	9,000	24,839	23,400
5	5,667	6,600	24,839	17,000
6	5,667	9,600	24,194	19,400
7	5,667	9,000	24,194	19,400
8	10,333	12,600	17,097	15,400
9	12,333	6,600	16,452	19,400
10	10,333	6,600	18,387	21,000
11	11,000	13,800	25,484	13,000
12	5,000	7,200	15,806	15,400
13	11,000	6,000	17,097	21,000
14	11,667	11,400	16,452	17,800
15	7,000	6,000	13,871	21,800
16	5,000	6,000	26,774	25,000
17	7,000	7,800	26,774	22,600
18	6,333	9,600	23,548	17,800
19	9,667	8,400	21,613	21,000
20	5,000	10,200	14,516	24,200
21	8,333	6,600	17,097	16,200
22	5,667	10,800	11,935	21,000
23	11,667	11,400	18,387	13,000
24	12,333	6,000	10,000	16,200

TABLA 8: Potencia hidráulica y térmica.

Total de Generación [MW]					
Hora	Plantas hidro				Total Pt
	Ph1	Ph2	Ph3	Ph4	
1	93	53	3	265	958
2	72	65	26	253	975
3	63	61	51	283	902
4	91	54	34	257	855
5	68	52	26	263	884
6	63	61	9	312	971
7	86	89	53	272	1155
8	79	49	57	310	1507
9	67	49	59	246	1823
10	68	72	33	248	1901
11	73	50	55	256	1799
12	75	86	43	236	1870
13	65	49	56	280	1777
14	88	58	60	287	1728
15	102	90	3	226	1710
16	61	63	61	240	1662
17	61	75	39	287	1668
18	99	75	18	285	1665
19	103	57	3	287	1795
20	71	45	40	306	1819
21	54	63	57	328	1738
22	54	65	59	282	1678
23	76	41	60	308	1372
24	61	57	54	263	1157

Ph - Generación hidro Pt - Generación térmica

El método de optimización garantiza la convergencia a un valor cercano al mínimo global, como ejemplo el, el proceso de convergencia se muestra en las Figs. 5 y 6.

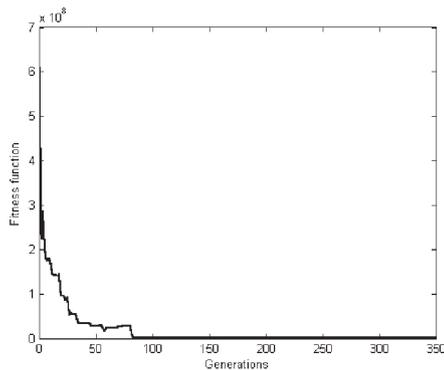


FIGURA 5: Proceso de convergencia de AG.

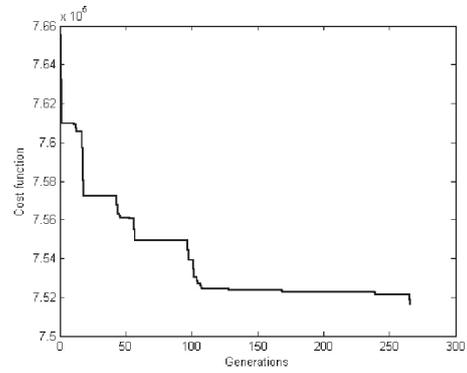


FIGURA 6: Costo de Generación evaluada con la función de costo equivalente

De los ejemplos analizados se garantiza que los algoritmos genéticos convergen a un valor muy cercano al óptimo global, eliminando las limitaciones presentados por los métodos tradicionales, de la posibilidad de la convergencia a óptimos locales. Además la facilidad del manejo de restricciones e inclusión de restricciones adicionales hacen del uso de los algoritmos genéticos una técnica versátil y útil para la solución de problemas de optimización muy complejos y no lineales, donde otros métodos pueden fallar

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se propone el uso de los algoritmos genéticos como herramienta de optimización con restricciones para la solución del problema de programación de generación hidrotérmica de corto plazo. En este trabajo, la PCH, PAU y PDE, son resueltas con algoritmos genéticos. La solución es dividida en dos etapas. En la primera, cada individuo de la población es definido como una matriz conteniendo información de las descargas de agua de las presas. Mientras que en la segunda, los individuos son definidos como vectores conteniendo información acerca de los estados de las unidades y las salidas de potencia activa necesarias para alcanzar la demanda que no es cubierta por la generación de las unidades hidráulicas.

Restricciones de balance de potencia, límites de generación y límites en los niveles de almacenaje son incluidos. Una ventaja en el uso de la penalización de la aptitud de los individuos es que para considerar una restricción adicional requiere el adicionar un término de penalización a la función de aptitud.

Tabla 9: Programa de asignación de unidades y potencias activas de generación para un período de 24 horas

Asignación de unidades (generación térmica en MW)										
Hora	Unidades									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	592	0	168	168	0	30	0	0	0	0
2	583	0	164	164	0	63	0	0	0	0
3	590	0	167	145	0	0	0	0	0	0
4	594	0	95	166	0	0	0	0	0	0
5	587	0	168	129	0	0	0	0	0	0
6	591	0	169	168	0	43	0	0	0	0
7	589	0	165	166	131	104	0	0	0	0
8	592	533	168	169	25	20	0	0	0	0
9	590	589	169	169	211	95	0	0	0	0
10	592	592	166	166	211	104	0	70	0	0
11	592	592	166	166	211	73	0	0	0	0
12	592	591	168	169	211	104	0	37	0	0
13	592	590	168	168	210	49	0	0	0	0
14	592	592	168	169	207	0	0	0	0	0
15	591	592	168	168	191	0	0	0	0	0
16	591	574	168	168	161	0	0	0	0	0
17	592	592	168	168	148	0	0	0	0	0
18	592	592	168	168	145	0	0	0	0	0
19	591	592	169	169	211	63	0	0	0	0
20	592	591	169	168	210	88	0	0	0	0
21	592	591	169	169	191	26	0	0	0	0
22	592	591	169	168	158	0	0	0	0	0
23	592	443	169	169	0	0	0	0	0	0
24	590	230	168	168	0	0	0	0	0	0

7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Allen J. Wood, Bruce Wollenberg, Power generation, operation, and control, A-Wiley-Interscience publication, 1996.
- (2) Shahidepour M., Yamin H., Li Z., Market operation in electric power system, Wiley –Interscience Publication, 2002.
- (3) Singiresu S. Rao, Engineering optimization theory and practice, Wiley –Interscience Publication, 1996.
- (4) Gen M., Cheng R, Genetic algorithms & engineering design, Wiley –Interscience Publication, 1996.
- (5) Esteban Gil, Julian Bustos, Hugh Rudnick, Short-term hydrothermal generation scheduling model using a genetic algorithm, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 4, Nov. 2003, 1256-1264.
- (6) H. Y. Yamin. Review on methods of generation scheduling in electric power systems., Electric Power Systems Research 69 (2004), 227-248
- (7) S. O. Orerro, M. R. Irving, A genetic algorithm modelling framework and solution technique for short term optimal hydrothermal scheduling, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 2, May. 1998, 501-518.
- (8) Yong-Gang Wu, Chun-Ying Ho, Ding-Yi Wang, A diploid genetic approach to short-term scheduling of hidro-thermal system, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 4, Nov. 2000, 1268-1274.
- (9) Sayeed Salam, Khalid Mohamed Nor, Abdul Razak Hamdan, Hydrothermal scheduling based on Lagragian relaxation approach to hydrothermal coordination, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 1, Feb. 1998, 226-235.
- (1) Rodrigo Fuentes Loyola, Victor H. Quintana Medium-term hydrothermal coordination by semidefinite programming, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 4, Nov. 2003, 1515-1522.

8. CURRICULUM VITAE



Juan Manuel Ramírez Arredondo.- Obtuvo su título de Ingeniero Electricista de la Universidad de Guanajuato, México en 1984, y su grado de Maestría en ciencias como Ingeniero en Sistemas Eléctricos de Potencia de la UNAM en 1987.

Obtuvo el grado de Doctor en ciencias en Ingeniería Eléctrica de la UANL en 1992.

Se unió al departamento de Ingeniería Eléctrica en sistemas de potencia del Centro de Investigación y de Estudios Avanzados del Instituto Politécnico Nacional unidad Guadalajara en 1999, donde actualmente es Profesor de tiempo completo. Su área de interés es el control de sistemas de Potencia y los dispositivos FACTS.



Pablo Enrique Oñate Yumbra.-

Obtuvo su título de Ingeniero Electricista en la Universidad de Cuenca, Ecuador en 2002. Obtuvo su grado de Maestría en ciencias en 2004 y su grado de doctorado en ciencias en 2008, ambos en el Centro de Investigación y de Estudios Avanzados del Instituto Politécnico Nacional, Unidad Guadalajara.

Fue funcionario del Centro Nacional de Control de Energía en el Departamento de Investigación y Desarrollo, además fue profesor del programa de especialización de la Escuela Politécnica Nacional. El Dr. Pablo Oñate falleció el 15 de diciembre de 2008.