

CRONOGRAMA DE MANTENIMIENTO DE UNIDADES TERMOELÉCTRICAS CONVENCIONALES EN UN MERCADO ELÉCTRICO COMPETITIVO

OPTIMAL MAINTENANCE SCHEDULE OF CONVENTIONAL GENERATING UNITS IN A COMPETITIVE ELECTRICITY MARKET

Luis Salinas San Martín

Facultad de Ingeniería

Universidad de Glasgow.

salinassm@hotmail.com

(Recibido el 21 de Mayo 2018, aceptado para publicación el 25 de Junio 2018)

RESUMEN

La presente publicación propone un enfoque de planeamiento para elaborar un cronograma de mantenimiento óptimo de unidades termoelectricas convencionales, en un mercado eléctrico competitivo, para satisfacer la demanda máxima de electricidad al costo mínimo en el largo plazo. Dicho enfoque se fundamenta en la aplicación, de manera iterativa, del Método de Descomposición de Bender en una red eléctrica en la que interactúan las Empresas de Generación Eléctrica (EGE) y el Operador Independiente del Sistema Eléctrico (OISE), con distintos objetivos en el mercado.

Palabras Clave: Cronograma de Mantenimiento, Unidades Generadoras, Mercado Eléctrico Competitivo, Despacho de Carga, Método de Descomposición de Bender.

ABSTRACT

The present paper proposes a planning approach to develop an optimal maintenance scheduling of conventional thermoelectrical units in a competitive electricity market, to satisfy the maximum demand of electricity at the minimum cost in the long run. This approach is based in the application, in an iterative way, of Bender Decomposition Method in electricity network where generation companies (EGEs) and the Independent System Operator (ISO) have different objectives in the market

Keywords: Maintenance Schedule, Generating Units, Electricity Competitive Market, Power Dispatch, Bender Decomposition Method.

1. INTRODUCCIÓN

El carácter competitivo de los sistemas de potencia actuales y el crecimiento en la complejidad de las redes eléctricas han generado un nuevo campo de estudio en el desarrollo de técnicas para determinar cronogramas óptimos de mantenimiento de unidades de generación convencional, de forma de garantizar el suministro de la demanda eléctrica pico en un periodo de tiempo dado y minimizar los costos de operación y mantenimiento del sistema [1].

Desde la perspectiva de una Empresa de Generación Eléctrica (EGE), el cronograma de mantenimientos de sus unidades generadoras se realiza en base a criterios técnicos que definen periodos de mantenimiento preventivo a ser realizados al mínimo costo [1].

Por otro lado, desde la perspectiva del Operador Independiente del Sistema Eléctrico (OISE), el mantenimiento de unidades de generación debe ser optimizado de forma de garantizar la seguridad del suministro del pico de la demanda de electricidad en el largo plazo a un costo de operación mínimo, para beneficio de todo el sistema y del consumidor final.

Este problema de decisión del retiro de unidades generadoras del sistema debido a mantenimiento preventivo tiene un carácter binario y continuo [4]. En ese sentido, la herramienta de programación lineal propuesta para resolver dicho problema es el Método de Descomposición de Bender, ya que separa el problema principal de optimización en un Problema Maestro discreto, relacionado a la minimización de costos de mantenimiento, y en dos Sub problemas de optimización continuos, relativos a la seguridad del suministro al mínimo costo.

2. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Las unidades generadoras convencionales se encuentran repartidas en diferentes áreas de un sistema eléctrico y conectadas a un sistema de potencia mediante líneas y transformadores con una capacidad de transporte dada, que permiten el flujo de carga para satisfacer la demanda de electricidad en los distintos nodos de retiro. Con estos aspectos definidos, es posible formular el problema empleado teoría de programación lineal y multiplicadores de Lagrange.

En ese sentido, la función objetivo del problema principal representa la minimización de los costos de operación y mantenimiento de unidades termoelectricas convencionales de la red, sujeto a una serie de restricciones que pueden estar acopladas o desacopladas en el tiempo [2].

En lo que se refiere a la función objetivo, es posible advertir que la minimización de los costos de mantenimiento son una prioridad de las Empresas de Generación Eléctrica (EGE), mientras que la seguridad del suministro y la operación del sistema como un todo al mínimo costo, es de interés del Operador Independiente del Sistema Eléctrico (OISE) [3]. Por lo tanto, estos intereses contrapuestos, típicos de un mercado eléctrico competitivo, exigen que el problema principal sea resuelto con la debida coordinación entre las partes interesadas, tal cual se muestra en la Figura 1.

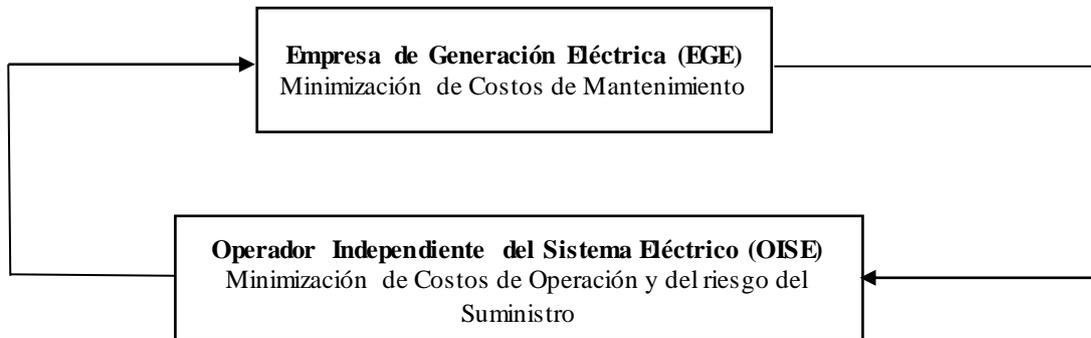


Figura 1: Planeamiento del Mantenimiento de Unidades generadoras en el Largo Plazo [1].

En lo que se refiere a las restricciones del problema principal, se cuenta con dos tipos:

a) Restricciones Acopladas en el Tiempo

Estas restricciones están relacionadas con los periodos de inicio, fin, continuidad y duración del mantenimiento preventivo que las Empresas de Generación Eléctrica (EGE) definen para mantener la eficiencia de sus unidades generadoras, reducir la incidencia de indisponibilidades forzadas y alargar su vida útil empleando los recursos humanos, materiales y financieros disponibles [9].

Asimismo, para mantener un nivel de seguridad aceptable en la red, el Operador Independiente del Sistema Eléctrico (OISE) debe asegurar que un número determinado de unidades generadoras entre en mantenimiento simultáneamente en un periodo de tiempo dado sin poner en riesgo el suministro de la demanda máxima al mínimo costo.

b) Restricciones Desacopladas en el Tiempo

Las restricciones asociadas a la capacidad máxima de transporte de líneas y transformadores, balance de carga para cada nodo del sistema, capacidad máxima y mínima de generación de las unidades generadoras y máxima demanda de potencia máxima no suministrada tolerable se encuentran dentro de este grupo [9].

3. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

Para encarar el problema principal se aplica, dentro de la teoría de programación lineal, el Método de Descomposición de Bender [1]. Bajo esta línea, es posible formular dicho problema como sigue:

$$z = \text{Min} \sum_t \sum_i [C_{it}(1 - x_{it}) + c_{it}g_{it}] \quad (1)$$

Sujeto a las siguientes restricciones acopladas en el tiempo:

$$x_{it} = 1 \text{ para } t < e_i \text{ ó } t > l_i + d_i \quad (1.1)$$

$$x_{it} = 0 \text{ para } t \geq e_i \text{ ó } t \leq l_i + d_i \quad (1.2)$$

$$x_{it} - x_{i(t-1)} + x_{i(t+d)} \leq 1 \text{ para } e_i \leq t \leq l_i \quad (1.3)$$

$$\sum_t x_{it} = l_i - e_i - d_i \text{ para } e_i \leq t \leq l_i \quad (1.4)$$

Y a las siguientes restricciones desacopladas en el tiempo:

$$S * f + g + r = d \quad \forall t \quad (1.5)$$

$$g \leq \bar{g} * x \quad \forall t \quad (1.6)$$

$$|f| \leq \bar{f} \quad \forall t \quad (1.7)$$

$$\sum_i r_{it} \leq \varepsilon \quad \forall t \quad (1.8)$$

donde C_{it} y cit son el costo de mantenimiento y de generación de la unidad i en un tiempo t respectivamente; x_{it} es la variable de decisión binaria relativa al status de la unidad i en un tiempo t (0 si la unidad esta indisponible por mantenimiento preventivo, 1 caso contrario) [6], e_i es el tiempo a partir del cual el periodo de mantenimiento de la unidad generadora i puede empezar; d_i es la duración del periodo de mantenimiento de la unidad generadora i , l_i es el periodo final en el que el mantenimiento puede realizarse, r es el vector de generadores ficticios que representan la demandada no suministrada en un periodo de tiempo t ; f y \bar{f} son el flujo de potencia y la capacidad de transporte máxima de una línea o transformador respectivamente; g es el vector correspondiente a la potencia generada g_{it} por la unidad i en un tiempo t ; d es el vector de demanda de potencia eléctrica en cada nodo del sistema en un tiempo t ; S es la matriz de incidencia que relaciona las conexión los nodos del sistema; ε es la fracción de la demanda máxima tolerable no satisfecha en los nodos del sistema y z es el costo total del sistema.

Este problema se separa en un Problema Maestro, relacionado a la decisión de la Empresa de Generación Eléctrica (EGE) de llevar a cabo el mantenimiento de sus unidades generadoras a un costo mínimo; y en un Sub problema relacionado a la minimización de los costos de operación del sistema, que es una de las prioridades del Operador Independiente del Sistema Eléctrico (OISE), con lo que la anterior expresión puede escribirse como:

$$z = \text{Min} \sum_t \sum_i C_{it} (1 - x_{it}) + \sum_t \text{Min} (w_t) \quad (2)$$

La variable del problema x_{it} de la ecuación (2) está restringida a valores binarios y pertenece al conjunto Ω de cronogramas de mantenimiento factibles [5]. Por su parte, la variable w_t representa el costo de operación del sistema en t , que puede ser expresada en un Sub problema independiente de minimización de costos de operación como sigue:

$$w_t = \text{Min} \sum_i c_{it} g_{it} \quad (3)$$

Sujeto a las restricciones (1.5), (1.6), (1.7) y (1.8).

La variable g_{it} presenta valores continuos y la restricción (1.6) presenta la variable de decisión x , que indica si la unidad de generación i esta indisponible o no por motivos de mantenimiento en un periodo de tiempo t dado.

El Método de Descomposición de Bender permite relajar el sub problema de operación empleando el Lagrangiano correspondiente a cada intervalo de tiempo t de la siguiente manera:

$$L_t(k, \pi, \gamma, \vartheta, \mu) = \min_{g \geq 0} \{ w_t + \sum_i k_{it} ((\sum_k S_{ik} * f_{kt}) + g_{it} + r_{it} - d_{it}) + \sum_k \pi_{it} (g_{it} - \bar{g}_i * x_{it}) + \sum_k \gamma_{it} (r_{it} - d_{it}) + \sum_k \vartheta_{kt} (|f_{kt}| - \bar{f}_k) + \mu_t ((\sum_i r_{it}) - \varepsilon) \} \quad (4)$$

donde L_t es la función Lagrangiana del sub problema de operación del sistema en un tiempo t y $k, \pi, \gamma, \vartheta$ y μ son los multiplicadores de Lagrange de las restricciones (1.5) a (1.8) respectivamente. Todo problema de programación lineal presenta su correspondiente dual, que en el caso de la ecuación (4) puede escribirse como:

$$L_t = \max_{k, \pi, \gamma, \vartheta, \mu \geq 0} \{ w_t + L_t(k, \pi, \gamma, \vartheta, \mu) \} \quad (5)$$

Reemplazando la ecuación (5) en (1) permite definir el Problema Maestro de la siguiente forma:

$$z = \text{Min} \sum_t \sum_i C_{it} (1 - x_{it}) + L_t \quad (6)$$

Para asegurar que los valores obtenidos de la variable $x_{it} \in \Omega$ sean factibles, el cronograma de mantenimiento determinado debe asegurar que la demanda pico de electricidad sea satisfecha para cualquier intervalo de tiempo t a un costo de operación mínimo [3]. Por lo tanto, para asegurar la factibilidad del problema en términos de seguridad del suministro se plantea el segundo Sub problema de optimización lineal para cada intervalo de tiempo t de la siguiente manera:

$$\text{Min} \sum_i r_{it} \quad (7)$$

Sujeto nuevamente a las restricciones (1.5), (1.6), (1.7) y (1.8).

La ecuación (7) trata de minimizar la demanda de potencia no suministrada en cada intervalo de tiempo t . Asimismo, la restricción (1.5) se refiere al balance de carga que debe respetarse en cada nodo del sistema. De igual forma, el problema dual expresado a través de la función Lagrangiana de la expresión (7) se puede definir como:

$$U_t(v, \lambda, \tau, \eta) = \min_{g \geq 0} \left\{ \sum_i r_{it} + \sum_i v_{it} \left(\sum_k S_{ik} * f_{kt} \right) + g_{it} + r_{it} - d_{it} \right\} + \sum_i \lambda_{it} (g_{it} - \bar{g}_i * \bar{x}_{it}) + \sum_i \tau_{it} (r_{it} - d_{it}) + \sum_k \eta_{kt} (|f_{kt}| - \bar{f}_k) \quad (8)$$

donde U_t es la función Lagrangiana del sub problema de seguridad del sistema en un tiempo t y v, λ, τ y η son los multiplicadores de Lagrange de las restricciones (7.1) a (7.4) respectivamente. El correspondiente problema dual de la ecuación (8) puede escribirse como:

$$U_t = \text{Max}_{v, \lambda, \tau, \eta \geq 0} U_t(v, \lambda, \tau, \eta) \quad (9)$$

Nótese que el máximo valor que puede presentar U_t no debe superar ε para que el cronograma de mantenimiento sea factible. Con todo lo anteriormente expresado, es posible considerar la ecuación (9) como una nueva restricción, con lo que se puede redefinir el Problema Maestro como sigue:

$$\text{Min } z \quad (10)$$

Sujeto a:

$$z \geq \sum_t \sum_i C_{it} (1 - x_{it}) + \sum_t L_t(k, \pi, \gamma, \vartheta, \mu) \quad \forall k, \pi, \gamma, \vartheta, \mu \geq 0 \quad (10.1)$$

$$\sum_t U_t(v, \lambda, \tau, \eta) \leq \varepsilon \quad \forall v, \lambda, \tau, \eta \geq 0 \quad (10.2)$$

$$x_{it} = 1 \quad \text{para } t < e_i \text{ ó } t > l_i + d_i \quad (10.1)$$

$$x_{it} = 0 \quad \text{para } t \geq e_i \text{ ó } t \leq l_i + d_i \quad (10.2)$$

$$x_{it} - x_{i(t-1)} + x_{i(t+d)} \leq 1 \quad \text{para } e_i \leq t \leq l_i \quad (10.3)$$

$$\sum_t x_{it} = l_i - e_i - d_i \quad \text{para } e_i \leq t \leq l_i \quad (10.4)$$

4. ESTRATEGIA DE SOLUCIÓN DEL PROBLEMA

El Método de Descomposición de Bender puede aplicarse mediante un algoritmo iterativo que permita encarar el Problema Maestro y sus Sub problemas de manera secuencial y simular el comportamiento racional de las Empresas de Generación Eléctrica (EGE) y del Operador Independiente del Sistema Eléctrico (OISE) [8].

Como ya se puede advertir, toda EGE definirá el cronograma de mantenimiento de sus unidades generadoras con un enfoque de minimización de costos, que se puede expresar mediante la siguiente expresión:

$$\text{Min } z \quad (11)$$

Sujeto a:

$$z \geq \sum_t \sum_i C_{it} (1 - x_{it}) \quad (11.1)$$

$$x_{it} = 1 \quad \text{para } t < e_i \text{ ó } t > l_i + d_i \quad (11.2)$$

$$x_{it} = 0 \quad \text{para } t \geq e_i \text{ ó } t \leq l_i + d_i \quad (11.3)$$

$$x_{it} - x_{i(t-1)} + x_{i(t+d)} \leq 1 \quad \text{para } e_i \leq t \leq l_i \quad (11.4)$$

$$\sum_t x_{it} = l_i - e_i - d_i \quad \text{para } e_i \leq t \leq l_i \quad (11.5)$$

Los valores resultantes de x_{it} generan el cronograma de mantenimiento de unidades generadoras propuesto por las EGE. Para que dicho cronograma pertenezca a un conjunto Ω de cronogramas de mantenimiento factibles, es necesario que este sea remitido y revisado por el OISE en términos de seguridad del suministro eléctrico y despacho económico de carga. Para el efecto se resuelve la ecuación (7). En caso que los valores del vector r sobrepasen el valor tolerable de la demanda no servida \mathcal{E} se entiende que el cronograma de mantenimientos propuesto por la EGE pone en riesgo el suministro seguro de la demanda eléctrica por lo que se lo declara no factible y una nueva restricción se añade al Problema Maestro que se formula mediante la siguiente expresión:

$$\sum_t r_{it}^n + \sum_i \lambda_{it}^n * \bar{g}_i * (x_{it}^n - x_{it}) < \varepsilon \quad (11.6)$$

El multiplicador de Lagrange λ_{it}^n de la anterior expresión se puede interpretar como la reducción marginal de la demanda no satisfecha cuando la generación de la unidad i en un tiempo t aumenta en 1 MW en la iteración n . Este corte

o restricción de no factibilidad elimina el escenario de mantenimiento no factible del conjunto solución del Sub problema de seguridad de suministro eléctrico.

Una vez que el OISE verifique que el riesgo de tener demanda insatisfecha en el sistema esta minimizado y es factible, procede a resolver el Sub problema de operación para realizar un despacho de carga al mínimo costo con las unidades generadoras termoeléctricas convencionales disponibles en cada periodo t durante la iteración n empleado la ecuación (3). Una vez resultado este Sub problema se procede a añadir un nuevo corte o restricción de factibilidad al Problema Maestro que esta dado mediante la siguiente expresión:

$$z \geq \sum_t (w_t^n + \sum_i C_{it} (1 - x_{it}^n) + \pi_{it}^n * \bar{g}_i * (x_{it}^n - x_{it})) \tag{11.7}$$

El término w_t^n representa el costo de operación del sistema en el periodo t asociado a la iteración n . El multiplicador de Lagrange π_{it}^n puede interpretarse como el costo marginal de operación del sistema asociado a la reducción en capacidad de $1 MW$ de la unidad i en el periodo t durante la iteración n .

Este nuevo corte tenderá a incrementar el margen inferior del costo de operación (w) en cada iteración de forma que se aproxime al costo total del sistema (z) de la ecuación (9). Un aspecto importante del Método de Descomposición de Bender es la posibilidad de reducir la diferencia entre los márgenes superior (z) e inferior (w) de la solución óptima del problema durante cada iteración. Estos márgenes se emplean para definir un criterio de convergencia del algoritmo, que se define como:

$$\frac{(w-z)}{z} \leq \Delta \tag{12}$$

Por lo tanto, cuando la diferencia de los valores de w y z este por debajo de un valor predeterminado Δ el proceso iterativo concluye y se puede clamar convergencia del método ya que se encontró una solución óptima. Existe una relación inversamente proporcional entre Δ y el número de iteraciones n . Mientras más pequeño sea el valor de Δ , mayor número de iteraciones serán requeridas para resolver el problema y viceversa. Cabe resaltar que el problema no convergerá a una solución óptima si el valor de Δ es muy pequeño. El Diagrama de Flujo del algoritmo propuesto se muestra en la Figura 2 [7].

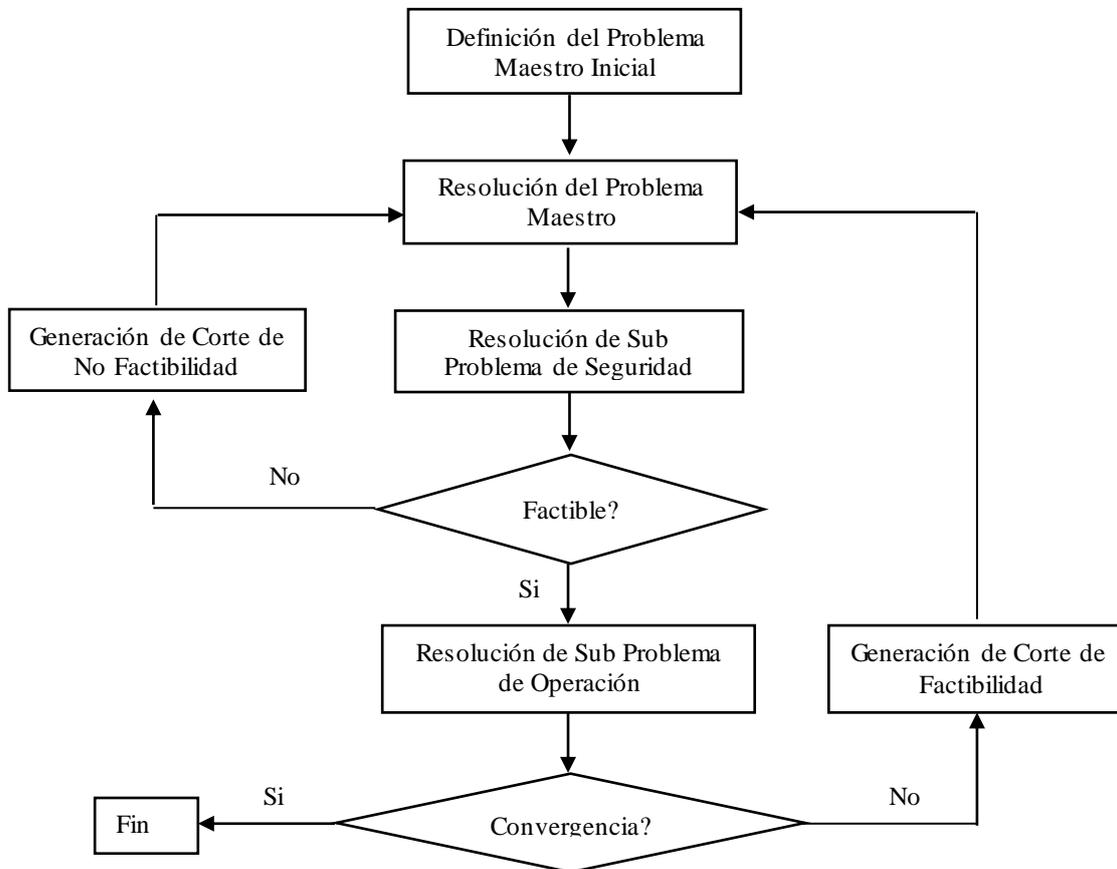


Figure 2: Diagrama de Flujo del Algoritmo del Método de Descomposición de Bender [7].

5. CASO DE ESTUDIO

El Método de Descomposición de Bender propuesto en la presente publicación se aplica a la red IEEE-RTS de 24 nodos, 33 conexiones (entre líneas y transformadores) y 32 unidades de generación convencional, entre las cuales se cuenta con generadores a carbón, gas natural, diesel y en base a tecnología nuclear. Dicho sistema se muestra en la Figura 3.

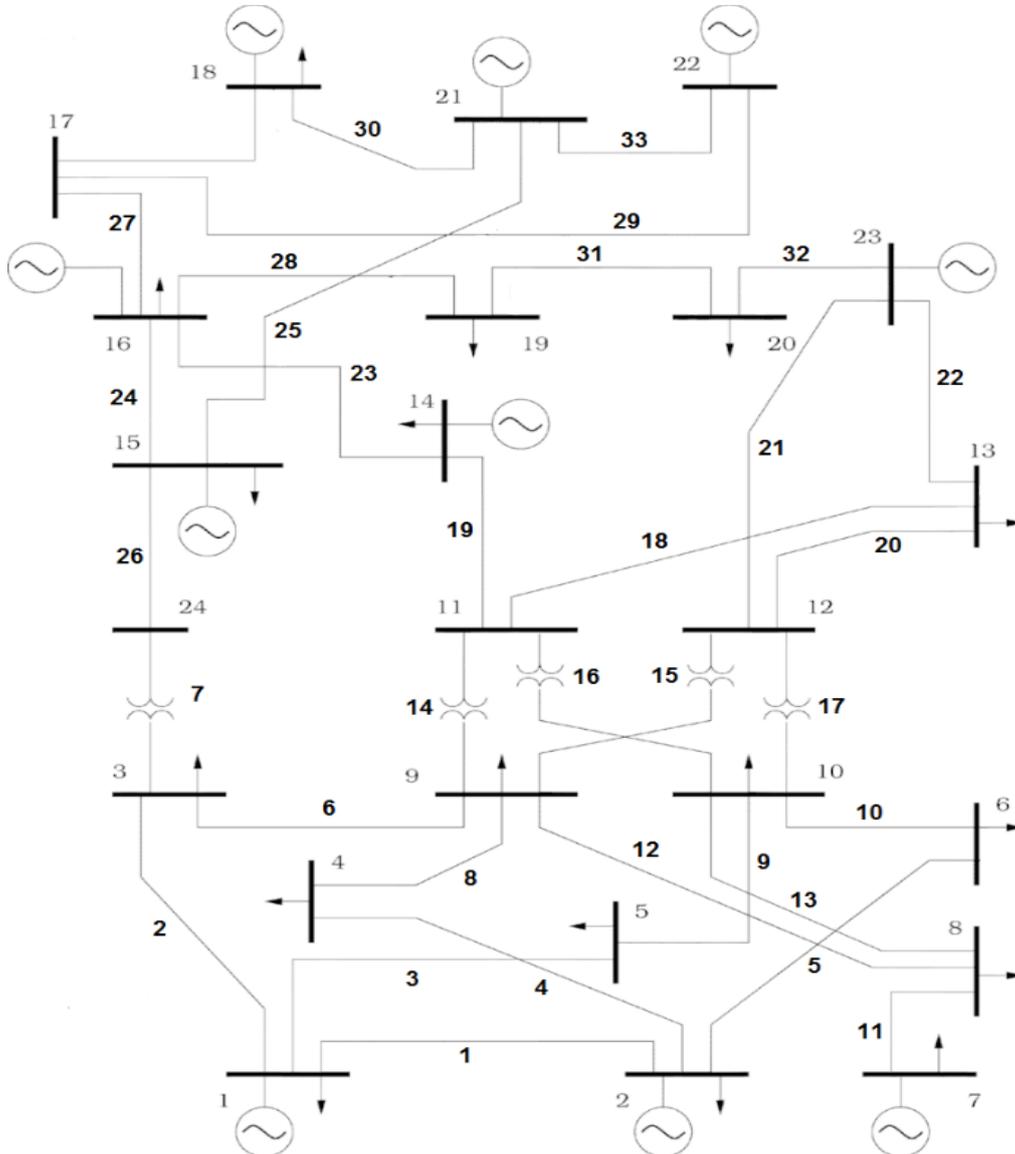


Figura 3: Sistema Eléctrico IEEE-RTS de 24 nodos.

Fuente: 24 bus IEEE test network (<http://sites.ieee.org/pes-testfeeders?s=24+bus+ieee+network&x=0&y=0>).

La Tabla 1 muestra las características técnicas de las unidades termoeléctricas consideradas, tales como el número de unidad, nodo al cual están conectadas, tipo de combustible que emplean, costos de operación y mantenimiento anual y los periodos y duración de los mantenimientos. La Tabla 2 muestra las características técnicas de las líneas y transformadores de potencia de la red como los nodos que conectan entre sí y la cantidad y capacidad de transporte.

El periodo analizado es de 52 semanas. La demanda máxima anual que se considera es de 3,000 MW. Las Tablas 3 y 4 muestran el porcentaje de esta demanda en cada semana y su participación en cada nodo de la red.

TABLA 1 - DATOS TÉCNICOS DE LOS GENERADORES

No Unidad	Nodo	Capacidad (MW)		Tipo Combustible	Precio Combustible (\$/Mbtu)	Heat Rate (Btu/kWh)	Costo Mantenimiento		Mantenimiento (semanas)		Duración
		Min	Max				Fijo (US\$/kW/Yr)	Variable (US\$/kW/Yr)	Ventana		
									Inicial	Final	
1,2 y 3	15	2.4	12.0	Gas Natural	2.3	12,000	5.0	5.0	1	52	1
4 y 5	15	2.4	12.0	Gas Natural	2.3	12,000	5.0	5.0	1	52	0
6, 7 y 8	1	4.0	20.0	Diesel	3.0	14,500	5.0	5.0	1	52	2
9	2	4.0	20.0	Diesel	3.0	14,500	5.0	5.0	1	52	0
10, 11, 12 y 13	1	15.2	76.0	Carbon	1.2	12,000	0.9	0.9	1	52	3
14, 15, 16 y 17	7	25.0	100.0	Gas Natural	2.3	10,000	0.8	0.8	1	52	4
18 y 19	7	25.0	100.0	Gas Natural	2.3	10,000	0.8	0.8	1	52	0
20 y 21	7	54.3	155.0	Carbon	1.2	9,700	0.8	0.8	1	52	5
22 y 23	16	54.3	155.0	Carbon	1.2	9,700	0.8	0.8	1	52	0
24, 25, 26 y 27	22	69.0	197.0	Gas Natural	2.3	9,600	0.7	0.7	1	52	6
28 y 29	22	69.0	197.0	Gas Natural	2.3	9,600	0.7	0.7	1	52	0
30	23	140.0	350.0	Carbon	1.2	9,500	0.7	0.7	1	52	7
31 y 32	21	100.0	400.0	Nuclear	0.6	10,000	0.3	0.3	1	52	8

Fuente: 24 bus IEEE test network (<http://sites.ieee.org/pes-testfeeders?s=24+bus+ieee+network&x=0&y=0>).

TABLA 2 - DATOS TÉCNICOS DE LAS CONEXIONES ELÉCTRICAS

Número Conexión	Tipo	Nodos		Cantidad Conexión	Capacidad/Conex. (MW)	Número Conexión	Tipo	Nodos		Cantidad Conexión	Capacidad/Conex. (MW)
		i	j					i	j		
1	Linea	1	2	1	193.0	17	Transf.	10	12	1	510.0
2	Linea	1	3	1	208.0	18	Linea	11	13	1	600.0
3	Linea	1	5	1	208.0	19	Linea	11	14	1	600.0
4	Linea	2	4	1	208.0	20	Linea	12	13	1	600.0
5	Linea	2	6	1	208.0	21	Linea	12	23	1	600.0
6	Linea	3	9	1	208.0	22	Linea	13	23	1	600.0
7	Transf.	3	24	1	510.0	23	Linea	14	16	1	600.0
8	Linea	4	9	1	208.0	24	Linea	15	16	1	600.0
9	Linea	5	10	1	208.0	25	Linea	15	21	1	600.0
10	Linea	6	10	1	193.0	26	Linea	15	24	1	600.0
11	Linea	7	8	1	208.0	27	Linea	16	17	1	600.0
12	Linea	8	9	1	208.0	28	Linea	16	19	1	600.0
13	Linea	8	10	1	208.0	29	Linea	17	22	1	600.0
14	Transf.	9	11	1	510.0	30	Linea	18	21	1	600.0
15	Transf.	9	12	1	510.0	31	Linea	19	20	1	600.0
16	Transf.	10	11	1	510.0	32	Linea	20	23	1	600.0
						33	Linea	21	22	1	600.0

Fuente: 24 bus IEEE test network (<http://sites.ieee.org/pes-testfeeders?s=24+bus+ieee+network&x=0&y=0>).

Para simular un comportamiento razonable de las Empresas de Generación Eléctrica (EGE), se asignó factores de mantenimiento semanales que afecten los costos de mantenimiento de las unidades generadoras. Dichos factores son altos en las semanas de mayor demanda de electricidad, tratando de simular el hecho de que cualquier EGE tenderá a

programar los mantenimientos de sus unidades en semanas de baja demanda, donde los precios de potencia son bajos y las remuneraciones por producción de electricidad son reducidas. Dichos factores se muestran en la Tabla 5.3.

En lo que respecta a los datos de inicio del proceso iterativo, se definió un valor tolerable de $\mathcal{E} = 0.01 \text{ MW}$ de demanda no suministrada en cada nodo del sistema. Asimismo, se fijó un valor de $w_t^n = 2.1 \times 10^{-6}$ al inicio del proceso iterativo ($n=1$) y cuando se añada un corte de no factibilidad al Problema Maestro. Para asegurar un margen de reserva adecuado, se asumió que el OISE definió que como mínimo un total de 26 unidades generadoras deben estar disponibles para atender la demanda de cada semana. Finalmente se fijó un valor de $\Delta=1\%$ como criterio de convergencia.

TABLA 3 - PORCENTAJE DE LA DEMANDA MÁXIMA Y FACTORES DE MANTENIMIENTO EN LOS NODOS DEL SISTEMA

Semana	Demanda (%)	Factor Mantto	Semana	Demanda (%)	Factor Mantto
1	95.2	1.940	27	85.5	1.750
2	92.0	1.850	28	81.6	1.833
3	90.8	1.658	29	80.1	1.917
4	88.4	1.492	30	77.5	1.000
5	86.0	1.254	31	72.2	1.000
6	83.1	1.123	32	72.5	1.000
7	79.2	1.098	33	73.0	1.000
8	76.0	1.000	34	72.9	1.000
9	74.0	1.000	35	72.6	1.000
10	72.5	1.000	36	70.5	1.000
11	71.5	1.000	37	71.0	1.000
12	69.7	1.000	38	69.5	1.000
13	70.4	1.000	39	72.4	1.000
14	74.0	1.000	40	72.4	1.000
15	77.1	1.000	41	74.3	1.000
16	80.0	1.000	42	74.4	1.000
17	83.4	1.000	43	80.0	1.000
18	84.7	1.058	44	88.1	1.050
19	87.0	1.083	45	89.5	1.083
20	88.0	1.167	46	90.9	1.152
21	87.6	1.250	47	94.0	1.285
22	88.8	1.333	48	95.5	1.585
23	90.0	1.417	49	96.9	1.658
24	89.7	1.500	50	98.0	1.896
25	89.6	1.583	51	100.0	1.954
26	86.7	1.667	52	97.5	1.958

Fuente: 24 bus IEEE test network (<http://sites.ieee.org/pes-testfeeders?s=24+bus+ieee+network&x=0&y=0>).

TABLA 4 - PORCENTAJE DE LA DEMANDA MÁXIMA SEMANAL EN CADA NODO DEL SISTEMA

Nodo	(%)	Nodo	(%)	Nodo	(%)
1	3.80	9	6.10	17	0.00
2	3.40	10	6.80	18	11.70
3	6.30	11	0.00	19	6.40
4	2.60	12	0.00	20	4.50
5	2.50	13	9.30	21	0.00
6	4.80	14	6.80	22	0.00
7	4.40	15	11.10	23	0.00
8	6.00	16	3.50	24	0.00

Fuente: 24 bus IEEE test network (<http://sites.ieee.org/pes-testfeeders?s=24+bus+ieee+network&x=0&y=0>).

6. RESULTADOS

La simulación del programa de desarrollo de un Cronograma de Mantenimiento de Unidades Termoelectricas en un Mercado Eléctrico Competitivo se realizó en MATLAB.

Para empezar, las Figuras 4 y 5 muestran los resultados de la primera iteración que corresponde al cronograma de mantenimiento, generado por la resolución del Problema Maestro, que las Empresas de Generación Eléctrica (EGE) remitirían al Operador Independiente del Sistema Eléctrico (OISE) para su consideración.

Note que el mantenimiento de las unidades se fija en las semanas de baja demanda eléctrica. El costo de mantenimiento de esta propuesta de cronograma de mantenimiento alcanza un valor de *US\$ 212,807.50*. Con esta información en mano el OISE procederá a resolver los Sub problemas de seguridad del suministro y de minimización de costos operativos, iniciando el proceso iterativo. Los resultados finales del algoritmo se muestran después de 12 iteraciones realizadas. La

CRONOGRAMA DE MANTENIMIENTO DE UNIDADES TERMOELÉCTRICAS CONVENCIONALES...

Tabla 5 muestra los costos de generación de las distintas unidades generadoras cuyo mantenimiento preventivo está programado en el periodo de estudio.

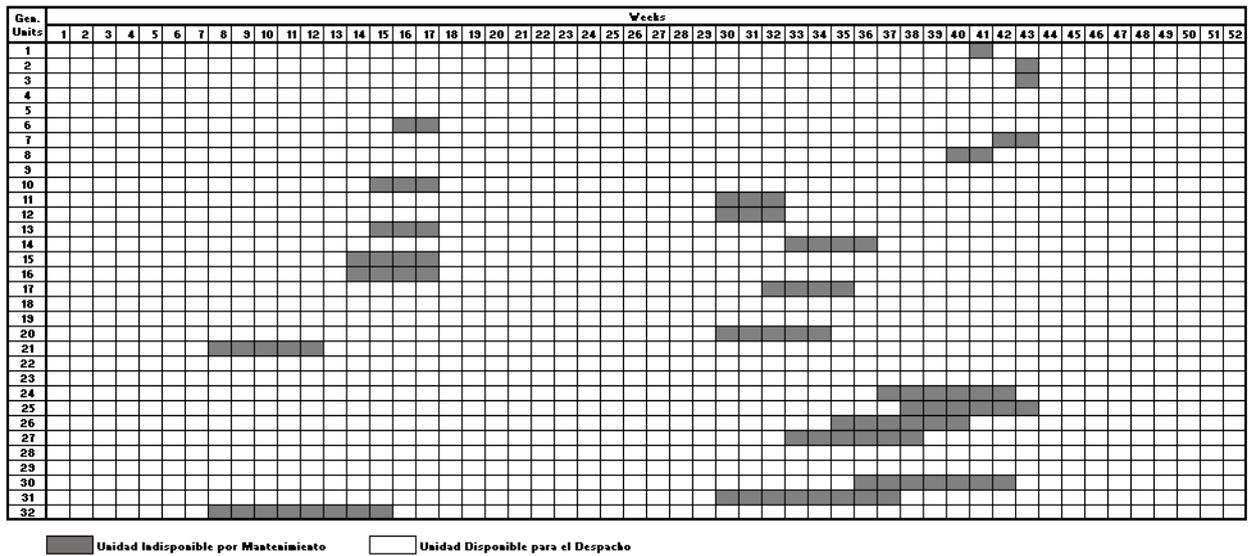


Figura 4: Cronograma de Mantenimiento Optimo de EGE.

Fuente: Elaboración Propia.

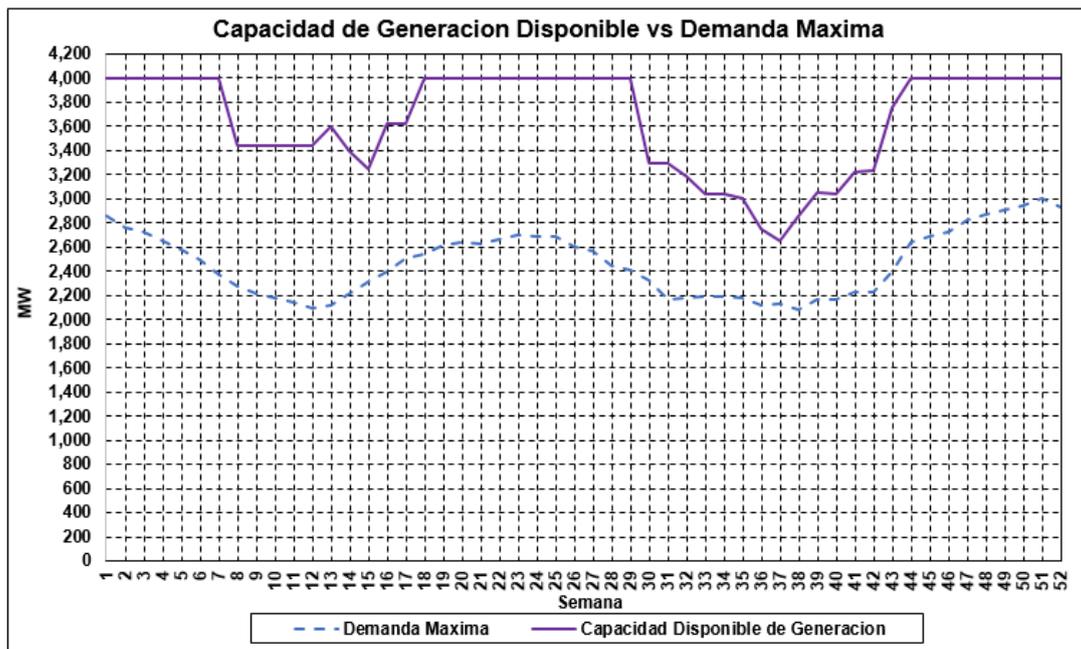


Figura 5: Capacidad de generación disponible vs demanda máxima semanal según cronograma de EGE.

Fuente: Elaboración Propia.

TABLA 5 - COSTOS DE GENERACIÓN DE LAS UNIDADES CON MANTENIMIENTO PROGRAMADO DEFINIDO

No	Unidades Generadores	Tipo de Combustible	Costo Marginal (US\$/MWH)
1	6, 7, 8	Diesel	43.50
2	1, 2, 3	Gas Natural	27.60
3	14, 15, 16, 17	Gas Natural	23.00
4	24,25, 26,27	Gas Natural	22.08
5	10, 11, 12, 13	Carbón	14.40
6	20, 21	Carbón	11.64
7	30	Carbón	11.40
8	31, 32	Nuclear	6.00

Fuente: 24 bus IEEE test network (<http://sites.ieee.org/pes-testfeeders?s=24+bus+ieee+network&x=0&y=0>).

Las Figuras 6 y 7 muestran el cronograma de mantenimiento optimo final determinado por el OISE resolviendo los Subproblemas del método propuesto.

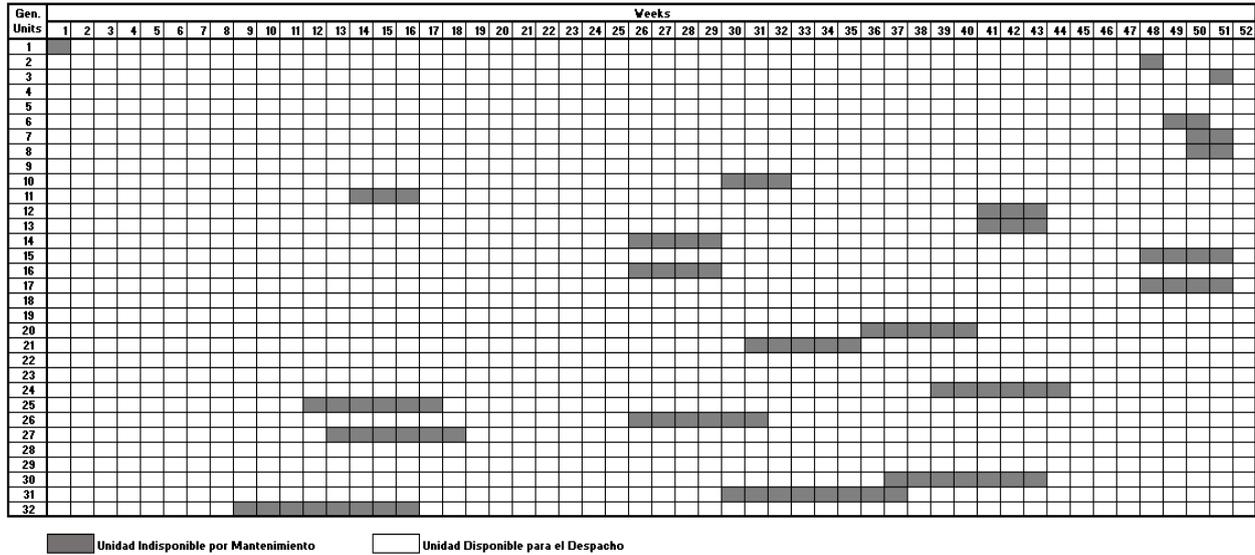


Figura 6: Cronograma de mantenimiento óptimo de OISE.
Fuente: Elaboración Propia.

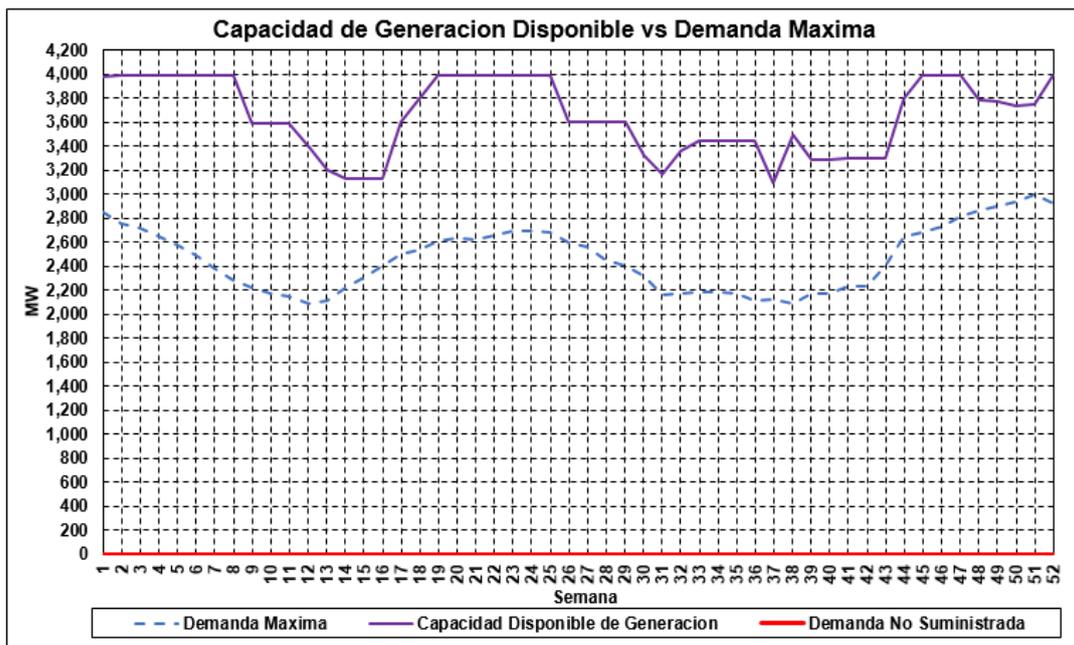


Figura 7: Capacidad de Gen. Disponible vs Demanda Máx. Semanal según cronograma del OISE.
Fuente: Elaboración Propia

Nótese que el mantenimiento de las unidades generadoras con costos de producción elevados fue programado durante las semanas con demanda máxima elevada, de forma que las unidades con costos de generación más bajos estuvieran disponibles en dichas semanas para minimizar los costos de generación. Asimismo, es posible observar que la demanda de potencia no servida (r) se mantuvo por debajo de 0.01 MW establecidos.

La Figura 8 muestra el proceso de convergencia en la solución del problema principal mediante el Método de Descomposición de Bender. Se observa que la convergencia llega en la iteración 12 ($n=12$) en la cual la diferencia entre w y z llega a estar por debajo de la tolerancia establecida.

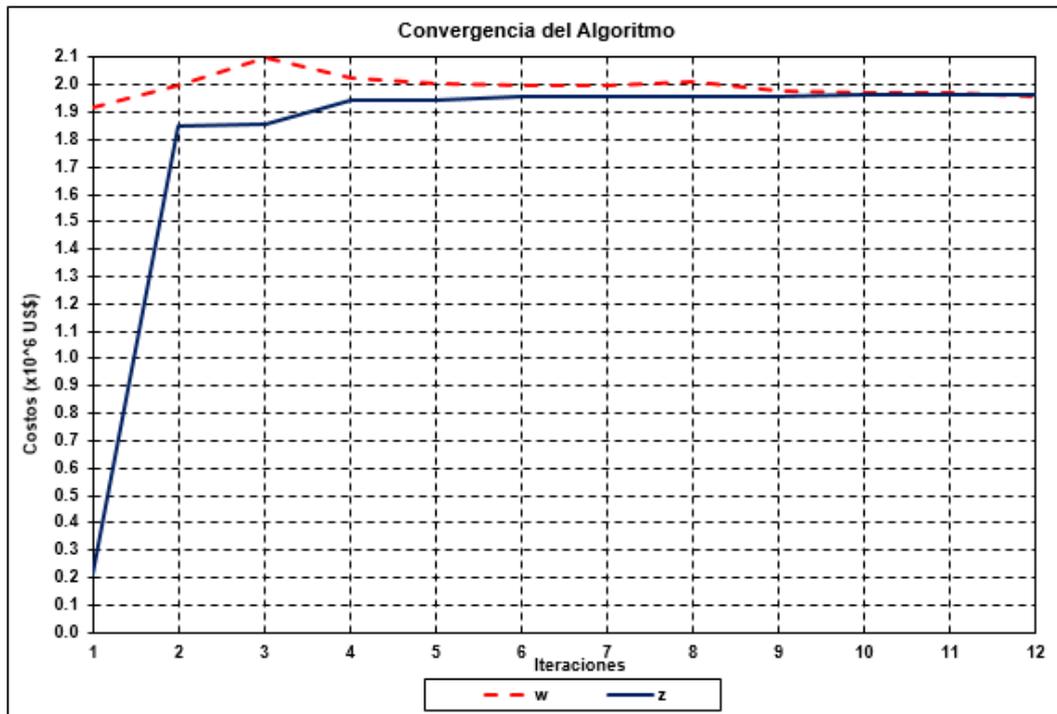


Figura 8: Convergencia del Proceso Iterativo.
Fuente: Elaboración Propia.

Se observa en dicha figura que en la iteración 3 se presenta un cronograma de mantenimiento de unidades no factible, ya que el valor de w alcanza a 2.1×10^6 US\$. Se puede constatar que, durante el resto de las iteraciones, se generan cronogramas de mantenimiento factibles, por lo que el algoritmo del método propuesto genera nuevas restricciones o cortes factibles al Problema Maestro que logran ir reduciendo el costo total del sistema al mínimo exigido por el parámetro de convergencia Δ . El costo total final del sistema que se obtiene con el este método para satisfacer la demanda pico de cada semana se muestra en la Tabla 6.

TABLA 6 - COSTO TOTAL DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LAS UNIDADES GENERADORAS ($n=12$)

Concepto	Monto (US\$)
Costo de Operación	1,707,224.6
Costo de Mantenimiento	253,721.2
Total	1,960,945.8

Fuente: Elaboración Propia.

Note que el costo de mantenimiento aumenta a un valor de US\$ 253,721.2 respecto de la propuesta inicial de las EGE, con lo que el costo mínimo total de operación y mantenimiento de las unidades en el sistema llega a los US\$ 1,960,945.8.

7. CONCLUSIONES

El Método de Descomposición de Bender se ajusta de buena manera para resolver un problema de desarrollo de cronograma de mantenimiento óptimo de unidades de generación convencionales en el largo plazo en un mercado eléctrico competitivo.

Esto se debe a que el método permite descomponer el problema principal en un Problema Maestro, de carácter binario, con el objetivo de que las Empresas de Generación de Electricidad (EGE) minimicen sus costos de mantenimiento; y dos Sub problemas de seguridad de suministro y despacho de carga económico que minimizan el riesgo en el suministro de la demanda de potencia máxima, aspectos que son de interés del Operador Independiente del Sistema Eléctrico (OISE).

8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] M. Shahidehpour, M. Marwali. "Maintenance Scheduling in Restructured Power Systems". Springer US . M.A. Series Editor 2000.
- [2] W.R. Christianse, A.H. Palmer, "A Technique for the Automated Scheduling of the Maintenance of Generating Facilities", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-91, No. 1, pp. 137-144, Jan./Feb. 1972.
- [3] L.L. Garver, "Adjusting Maintenance Schedules to Levelize Risk", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-91, No. 5, pp. 2057-2063, Sept./Oct. 1972.
- [4] H.H. Zum, V.H. Quintana, "Generator Maintenance Scheduling via Successive Approximation Dynamic Programming, " IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-94, NO. 1, pp. 665-671, MarcWApril 1975.
- [5] J.F. Dopazo, H.M. Merrill, "Optimal Generator Maintenance Scheduling Using Integer Programming", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-94, No. 5, pp. 1537- 1545, Sept./Oct. 1975.
- [6] G.T. Egan, T.S. Dillon, K. Morsztyn, "An Experimental Method of Determination of Optimal Maintenance Schedules in Power Systems Using the Branch and Bound Techniques", IEEE Trans. on Systems, Man, and Cybernetics, Vol. SMC-6.
- [7] M.K.C. Marwali, S.M. Shahidehpour. "A probabilistic approach to generation maintenance scheduler with network constraints", International Journal of Electrical Power & Energy Systems Volume 21, Issue 8, November 1999, Pages 533-545
- [8] M. K. C. Marwali and S. M. Shahidehpour, "Integrated generation and transmission maintenance scheduling with network constraints," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 13, no. 3, pp. 1063-1068, Aug. 1998.
- [9] T.M. Al-Khamis, S.Vemuri, L. Lemonidis, J. Yellen, "Unit Maintenance with Fuel Constraints", IEEE Transaction on Power Systems, PICA Proc., pp.113-119, May 1991.