

Recibido 03 de noviembre 2021. Aceptado 03 de diciembre 2021. Publicado 23 de diciembre 2021.

ISSN: 2448-7775

Representación de las pérdidas de potencia activa en la solución del problema de despacho económico en sistemas de potencia

LUIS CONTRERAS^{1*}, ALEJANDRO PIZANO², LUIS RAMÓN MERCHAN², TIBERIO VENEGAS¹, RAMÓN BETANCOURT¹.

¹Universidad de Colima, Colima, México.

²Universidad de Guanajuato, Guanajuato, México.

*Autor de Correspondencia: luisc@uocol.mx

RESUMEN En este artículo se propone una representación alternativa de las pérdidas de potencia activa en el problema de despacho económico. Esta representación se basa en la linealización en series de Taylor de la superficie de estas pérdidas. El cálculo del vector gradiente involucrado en la linealización de las pérdidas se evalúa mediante sensibilidades numéricas en base al análisis de flujos de potencia. Además, se usa un enfoque de solución secuencial para acotar y refinar la solución del problema de despacho económico, y de esta forma determinar el punto de generación óptima que incluye las pérdidas del sistema eléctrico. El acotamiento de la solución se realiza mediante el ajuste del intervalo de búsqueda a través de modular el porcentaje de decrecimiento de las pérdidas del sistema y el refinamiento se basa en método de bisección para aproximar con alta precisión la solución óptima. La efectividad de la metodología desarrollada se demuestra numéricamente considerando el sistema estándar IEEE de 3 máquinas y 9 nodos, así como un equivalente del sistema mexicano de 46 máquinas y 190 nodos.

PALABRAS CLAVE— Despacho económico, linealización de las pérdidas, sensibilidades.

NOMENCLATURA

IEEE Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos (IEEE, por sus siglas en inglés).

DE Despacho Económico.

FP Flujos de Potencia.

C Función de Costos.

P_G Potencia de Generación.

$a, b, c,$ Coeficientes asociados a la función de costos.

P_D Potencia Demandada.

P_{loss} Potencia de pérdidas por transmisión.

N_g Número de generadores.

B Coeficientes de la función de pérdidas.

P_{slack}^{DE} Potencia asignada al generador slack por DE.

P_{slack}^{FP} Potencia asignada al generador slack por FP.

$\frac{dP_{loss}}{dP_G}$ Gradiente de las pérdidas respecto a las P_G .

S_β Función de Sensibilidades.

β Parámetro de perturbación.

α Parámetro de restricción de desplazamiento.

f Denota una función.

Δ Denota un incremento, una desviación o un cambio.

i Denota el i -ésimo término o iteración.

$mín$ Denota mínimo.

$máx$ Denota máximo.

$+, -$ Superíndices que denotan límites extremos del intervalo de búsqueda.

tol Tolerancia.

I. INTRODUCCIÓN

La asignación óptima de generación de energía en cada generador eléctrico es uno de los problemas más importantes en la operación económica de los sistemas eléctricos. Esta asignación es muy importante para cualquier compañía de generación eléctrica, ya que permite generar ahorros económicos a lo largo del año en sistemas eléctricos de gran capacidad [1]. El problema de despacho óptimo de generación en sistemas eléctricos, sin considerar explícitamente las restricciones de flujo de potencia a través de la red de transmisión, se denomina Despacho Económico (DE), el cual es un problema que tomó atención desde la segunda década del siglo pasado [2]. La idea general del problema de DE consiste en que los centros de control y/o despachador de la energía eléctrica debe regular la asignación de la generación con el fin de hacer coincidir la generación total de energía con la demanda del sistema. Esta regulación de generación se realiza de tal manera que se minimiza el costo total de generación, mientras se satisfacen las restricciones operativas. Comúnmente, estas restricciones

corresponden al balance de potencia entre la generación y demanda más las pérdidas del sistema de transmisión, así como los límites de generación de potencia activa [3].

Las pérdidas de potencia del sistema de transmisión juegan un papel importante en el problema de despacho económico, principalmente para redes eléctricas de gran escala, por lo que deben ser consideradas dentro del problema de optimización. Tradicionalmente, las pérdidas de potencia del sistema de transmisión son representadas como una función cuadrática de las potencias de generación, con coeficientes constantes dados por matrices denominadas como matrices B-coeficientes. Estas matrices B-coeficientes deben ser calculadas para cada punto de operación del sistema, ya que dependen de la condición de operación de la generación y la demanda [4]. Desde su propuesta, la fórmula de pérdidas con las matrices de B-coeficientes ha sido ampliamente utilizada para representar las pérdidas de potencia en la solución del problema de DE. En este sentido, poca atención se ha puesto en mejorar la aproximación de las pérdidas y su inclusión en el problema de DE. En [5], se consideran las pérdidas como parte de la función objetivo, por lo que las matrices de B-coeficientes son modificadas como costos de las pérdidas de transmisión. En [6], se usan los métodos de mínimos cuadrados para estimar las matrices B-coeficientes de la fórmula cuadrática de pérdidas, con la finalidad de mejorar la exactitud en la estimación de las pérdidas de potencia para sistemas con puntos de operación variables. En [7], se propone una nueva expresión para la fórmula de pérdidas, la cual busca mejorar las deficiencias de las fórmulas tradicionales de pérdidas. Para esta propuesta, los resultados numéricos muestran una alta precisión para las diferentes condiciones de carga en el problema de DE. Una variante de la fórmula de pérdidas la cual incluye tanto las pérdidas de potencia activa y las pérdidas de potencia reactiva se desarrolla en [8], donde el objetivo principal en esta propuesta es mejorar las deficiencias de la formulación tradicional, al incluir las pérdidas de potencia reactiva.

Por lo anterior, es necesario buscar alternativas diferentes para representar las pérdidas en el problema de DE, lo cual puede ayudar en la toma de decisiones para la operación económica de los sistemas eléctricos. En este sentido, el presente trabajo propone una representación de las pérdidas de transmisión de potencia activa basada en la linealización en series de Taylor de la superficie de pérdidas, la cual se adiciona a la ecuación de balance de potencia activa del problema de despacho económico. Además, se propone un nuevo algoritmo de solución secuencial por intervalos, que permite acotar y refinar la solución óptima. Finalmente, los beneficios de la propuesta son demostrados numéricamente.

II. DESPACHO ECONÓMICO TRADICIONAL

El incluir las pérdidas por transmisión de potencia activa dentro de los problemas de optimización no es un problema trivial, y al cual se le ha prestado poca atención durante

muchos años. Especialmente, para los sistemas eléctricos de gran escala la solución del problema de despacho económico de la generación es afectada en gran medida por las pérdidas de transmisión. Tradicionalmente, hay dos formas de incluir las pérdidas de potencia en el problema de DE [3]. La forma más completa para incluir las pérdidas de potencia del sistema de transmisión es mediante las ecuaciones de balance de potencia como restricciones dentro del problema de optimización, donde a este enfoque se conoce como solución de flujos de potencia óptimos (OPF, por sus siglas en inglés). Por otro lado, una forma muy utilizada durante muchas décadas consiste en incluir las pérdidas en la restricción de balance de potencia mediante una aproximación cuadrática. La formulación tradicional del problema DE, incluyendo las pérdidas por transmisión de potencia, se describe como,

$$\sum_{i=1}^{Ng} C_i(P_{G,i}) \quad (1)$$

Sujeto a

$$\sum_{i=1}^{Ng} P_{G,i} - P_D - P_{loss} = 0 \quad (2)$$

$$P_{G,i}^{min} \leq P_{G,i} \leq P_{G,i}^{max} \quad \forall i \in Ng \quad (3)$$

donde C_T es la función de costo total de generación y está dada por la suma de los costos de generación de cada generador, que normalmente se representa mediante una función cuadrática de la forma $C_i(P_{G,i}) = a_i + b_i P_{G,i} + c_i P_{G,i}^2$. Ng es el número total de unidades generadoras a despachar. La restricción de balance de potencia activa está dada por la Ec. (2) y establece que la suma de las potencias generadas debe ser igual a la potencia total demandada más las pérdidas del sistema de transmisión. Finalmente, las restricciones de desigualdad descritas por la Ec. (3) representan los límites de generación para cada generador. El problema de DE se puede esquematizar mediante la Fig. 1.

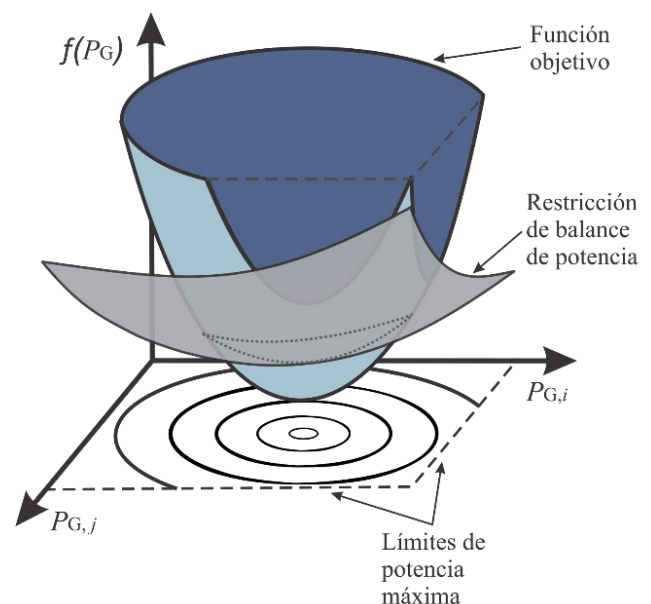


Fig. 1. Representación gráfica del problema de DE.

El enfoque clásico para representar las pérdidas del sistema de transmisión se basa en la fórmula cuadrática tradicional de **B**-coeficientes, definida de la siguiente manera,

$$P_{loss} = P_G^T B P_G + B_0^T P_G + B_{00} \quad (4)$$

donde P_G es el vector que representa las potencias de generación, B es una matriz cuadrada de coeficientes de dimensión $Ng \times Ng$, B_0 es un vector de coeficientes de dimensión $Ng \times 1$ y B_{00} de dimensión 1×1 . Esta aproximación para representar las pérdidas de potencia del sistema de transmisión es usada en este trabajo únicamente para fines de comparación de resultados. El procedimiento más común para determinar las matrices de **B**-coeficientes fue desarrollado por Kron y adoptado por Kirchmayer [9], donde se requiere conocer previamente la condición del punto de operación del sistema para los fasores de los voltajes y las corrientes de las cargas del sistema. Por lo tanto, la solución de flujos de potencia es necesaria. Como resultado, una solución secuencial del problema de DE y la solución de flujos de potencia es requerida para determinar el despacho óptimo usando esta formulación. Adicionalmente, el problema de despacho económico incluyendo las pérdidas de potencia se puede resolver con alguna técnica de optimización. El proceso general para resolver el problema de DE considerando la representación de las pérdidas dadas por la Ec. (4) es como sigue,

- **Paso 1.** Establecer los parámetros de la red analizada, así como las condiciones iniciales para el problema de DE y la solución del flujo de potencia. Así mismo, inicializar en cero las matrices B , B_0 y B_{00} .
- **Paso 2.** Determinar un despacho óptimo usando la técnica de optimización seleccionada, considerando B , B_0 y B_{00} para la evaluación de las pérdidas en la Ec. (4).
- **Paso 3.** Asignar los niveles de generación obtenidos de la solución del despacho óptimo para la solución de flujo de potencia.
- **Paso 4.** Resolver el problema de flujo de potencia para obtener las condiciones de operación del sistema.
- **Paso 5.** Determinar las matrices B , B_0 y B_{00} (en [9] se proporcionan los detalles).
- **Paso 6.** Si el $|\Delta P_{slack}| \leq tol$, entonces se termina y en caso contrario seguir en el **Paso 2**. Donde,

$$\Delta P_{slack} = P_{slack}^{DE} - P_{slack}^{FP} \quad (5)$$

III. APROXIMACIÓN DE PÉRDIDAS BASADA EN LINEALIZACIÓN DE TAYLOR

Para el problema de DE las pérdidas de potencia activa asociadas a todo el sistema de transmisión suelen ser representadas como la sumatoria de una función no lineal cuadrática de las potencias activas generadas [4], tal que

$P_{loss} = \sum_{i=1}^{Ng} f(P_{G,i})$, con i para el i -ésimo generador hasta el número total de generadores Ng . Considerando lo anterior, la función no lineal puede ser aproximada mediante una linealización en series de Taylor en la proximidad de un punto de operación base P_G^0 . Así, considerando un nivel de pérdidas de potencia activa con $P_{loss}^0 = \sum_{i=1}^{Ng} f(P_{G,i}^0)$, la función $f(P_{G,i})$ se puede escribir en términos de la expansión de la serie de Taylor considerando solo el termino lineal y despreciando los términos de alto orden,

$$f(P_G^0 + \Delta P_G) \approx f(P_G^0) + \left. \frac{df}{dP_G} \right|_0 \cdot \Delta P_G \quad (6)$$

donde ΔP_G representa el incremento de la potencia de generación para un generador específico, mientras que el término $\left. \frac{df}{dP_G} \right|_0$ representa el gradiente de las pérdidas totales respecto al cambio de la potencia del generador considerado. De acuerdo con la Ec. (6) y sabiendo que las pérdidas son función de las potencias de generación, la función linealizada se puede establecer para que sea el valor de las pérdidas P_{loss} en el problema de DE, como se indica en la Ec. (7). Esta ecuación representa la linealización de la superficie real de pérdidas en el punto de operación base P_G^0 (ver Fig. 2).

$$P_{loss} \approx P_{loss}^0 + \left(\left. \frac{dP_{loss}}{dP_G} \right|_0 \right)^T \cdot \Delta P_G \quad (7)$$

El gradiente de las pérdidas con respecto al cambio de las potencias de generación $\left. \frac{dP_{loss}}{dP_G} \right|_0$ debe ser calculado para incluir la Ec. (7) en la solución del problema de despacho económico. Puesto que la superficie de pérdidas reales no es una función explícita de las potencias de generación en el problema de DE, el cálculo del gradiente no puede ser obtenido directamente, por lo que una alternativa para determinarlo es mediante el cálculo de sensibilidades numéricas.

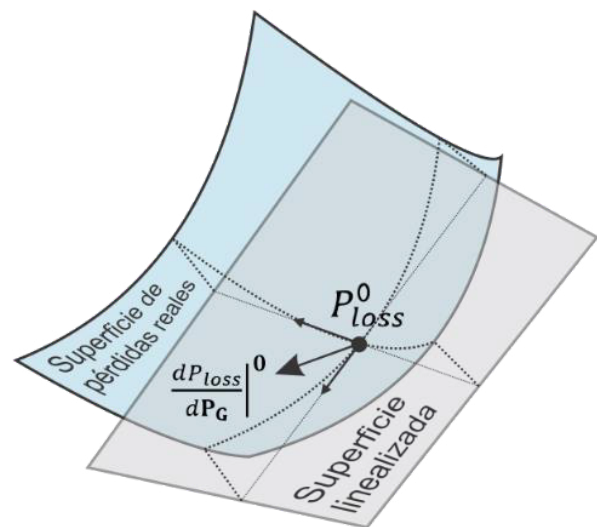


Fig. 2. Representación lineal de las pérdidas.

A. SENSIBILIDADES NUMÉRICAS

Una herramienta útil para determinar el cambio de las pérdidas con respecto a las variaciones de las potencias de generación es el uso de la teoría de sensibilidades. Esta teoría es comúnmente utilizada para analizar el comportamiento de sistemas ante perturbaciones de algunos de sus parámetros. Por lo que el cálculo de las sensibilidades se basa en que se puede aproximar la desviación de cierta variable del sistema, con respecto a la variación de un parámetro evaluado en su punto nominal. Así la desviación Δf se puede aproximar por,

$$\Delta f \cong S_{\beta} \Delta \beta \quad (8)$$

donde S_{β} se conoce como la función de sensibilidad, y es la primera derivada de la función con respecto al parámetro de perturbación,

$$S_{\beta} = \left. \frac{\partial f(\beta)}{\partial \beta} \right|_{\beta=\beta_0} \quad (9)$$

La formulación numérica de la sensibilidad es más conveniente para funciones que no tienen relación explícita con el parámetro de perturbación. Entonces, considerando una perturbación lo suficientemente pequeña ($\Delta \beta$) sobre el parámetro nominal β_0 , tal que $\beta = \beta_0 + \Delta \beta$, se pueden determinar de manera muy simple las sensibilidades S_{β} al asumir que la pendiente tangente para la variación en la solución real es muy aproximada a la pendiente secante que se forma con la solución perturbada. Por lo que esta aproximación se puede expresar como,

$$S_{\beta} \approx \frac{\Delta f}{\Delta \beta} \equiv \frac{f(\beta) - f(\beta_0)}{\beta - \beta_0} \quad (10)$$

Entonces considerando la Ec. (10), la derivada de las pérdidas con respecto al cambio en cada potencia de generación es obtenida por,

$$\frac{\Delta P_{loss,i}}{\Delta P_{G,i}} = \frac{P_{loss}(P_{G,i}) - P_{loss}(P_G^0)}{P_{G,i} - P_G^0} \quad (11)$$

donde cada potencia de generación perturbada está dada por $P_{G,i} = P_G^0 + \Delta P_{G,i}$, y $\Delta P_{G,i}$ es un valor muy pequeño, tal que $\Delta P_{G,i} = 1e^{-6}$. Así, considerando un punto de operación base P_G^0 , donde todas las potencias de generación son conocidas, se puede obtener las pérdidas totales del sistema P_{loss}^0 para este punto de operación usando la solución de flujos de potencia. Además, como se desea obtener el vector gradiente de las pérdidas respecto al cambio en cada potencia de generación, se debe considerar todas las soluciones para cada generador perturbado. Donde la estrategia de perturbación para la potencia de generación en la solución de flujos de potencia es a través del nodo compensador (slack). Sabiendo que en la solución de flujos de potencias solo permite tener un nodo slack, es necesario que para cada perturbación del i -ésimo generador este sea considerado como nodo slack. Así, para calcular el vector gradiente de las pérdidas respecto a

cada potencia de generación se requiere de la solución de flujos de potencia para el caso nominal y para el conjunto las perturbaciones,

$$\left. \frac{dP_{loss}}{dP_G} \right|^0 = \left[\frac{\Delta P_{loss,1}}{\Delta P_{G,1}}, \frac{\Delta P_{loss,2}}{\Delta P_{G,2}}, \dots, \frac{\Delta P_{loss,Ng}}{\Delta P_{G,Ng}} \right]^T \quad (12)$$

IV. PROPUESTA DE DESPACHO ECONÓMICO

En este trabajo, la formulación del problema de despacho económico incluyendo las pérdidas de transmisión, se realiza considerando la Ec. (1), Ec. (2) y Ec. (3). Donde se minimizan los costos de generación dados por la función objetivo $\sum_{i=1}^{Ng} C_i(P_{G,i})$, y la cual está sujeta a las restricciones de balance de potencia expresada por $\sum_{i=1}^{Ng} P_{G,i} - P_D - P_{loss} = 0$, así también se restringe a los límites físicos de generación para cada generador con $P_{G,i}^{min} \leq P_{G,i} \leq P_{G,i}^{max}$. Tal que, para esta propuesta, la inclusión de las pérdidas P_{loss} se efectúa a través de la aproximación lineal en series de Taylor dada por,

$$P_{loss} = P_{loss}^0 + \left(\left. \frac{dP_{loss}}{dP_G} \right|^0 \right)^T \cdot \Delta P_G \quad (13)$$

y en adición se incluye la restricción,

$$\left(\sum_{i=1}^{Ng} P_{G,i}^0 - \sum_{i=1}^{Ng} P_{G,i} \right) - \alpha P_{loss}^0 = 0 \quad (14)$$

donde esta restricción acota el desplazamiento de los niveles de generación para mantener la precisión de la linealización propuesta en el algoritmo de solución. Además, garantiza que los nuevos niveles de generación sean función del decrecimiento de las pérdidas de potencia en el problema de DE. Así, el problema general de despacho económico consta de minimizar los costos de generación dados por la función objetivo en la Ec. (1), considerando las restricciones de balance de potencia de la Ec. (2), donde se determinan las pérdidas mediante la función linealizada por la Ec. (13), además se adiciona la restricción de desplazamiento como función de la disminución de las pérdidas de potencia indicadas en la Ec. (14), e incluyendo los límites de generación con las restricciones de desigualdad de la Ec. (3).

V. NUEVO ALGORITMO DE DESPACHO ECONÓMICO

Para resolver la propuesta de despacho económico se propone un algoritmo con un enfoque de aproximación secuencial. Este algoritmo está organizado en dos fases, a la primera fase se le denomina acotamiento y la segunda es la fase de refinamiento. La aplicación de estas dos fases tiene como objetivo garantizar la precisión del algoritmo al restringir la solución en intervalos durante la búsqueda. Esta estrategia de solución está incluida en la restricción dada por

la Ec. (14), donde α es el parámetro de desplazamiento en los niveles de generación. Así, α debe ser establecido para las fases del algoritmo, y su valor dependerá de la fase que se esté ejecutando. Las dos fases se describen enseguida.

A. FASE DE ACOTAMIENTO

En la Fig. 3 se muestra el esquema propuesto para determinar el intervalo que contiene la solución óptima durante la fase de acotamiento. En esta fase, las condiciones iniciales de las potencias de generación P_G^0 se obtienen de un despacho inicial sin incluir las pérdidas del sistema. Como primer paso para esta fase es determinar el gradiente de las pérdidas con respecto al cambio de las potencias de generación $\frac{df}{dP_G}$ usando las sensibilidades numéricas.

También se debe obtener las pérdidas de potencia real P_{loss}^0 , usando la solución de flujos de potencia, para esta condición de operación. Una vez que se tiene la información, se procede a aplicar el método de optimización deseado para resolver el modelo de DE dado por la Ec. (1), Ec. (2), Ec. (3), Ec. (13) y Ec. (14), en donde se debe considerar el valor de α para la restricción de desplazamiento en la Ec. (14), el cual se actualiza para cada iteración como $\alpha_{i+1} = \alpha_i + 0.1$, con $\alpha_0 = 0$. Así, el proceso para el acotamiento es gradual, considerando un desplazamiento para los niveles de generación por intervalos de 10% del valor de las pérdidas reales. Además, en cada iteración se determina el costo total de generación manteniendo su historial, así como el valor correspondiente a α_i . Entonces, el proceso de acotamiento termina cuando el nuevo costo de generación es mayor que el costo anterior.

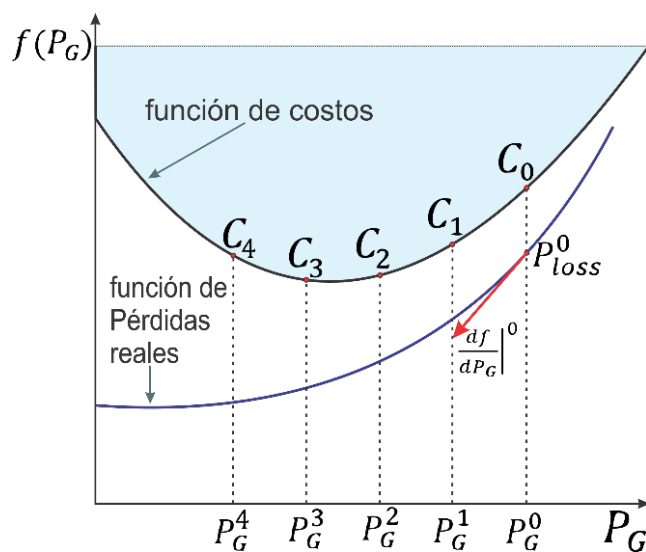


Fig. 3. Fase de acotamiento.

Considerando la fase de acotamiento, se debe notar que cuando existe un incremento en el costo total de generación, no se garantiza que en el último intervalo se localice el valor mínimo para el costo total de generación. El cual puede estar contenido en el último intervalo o en el intervalo inmediato anterior (ver Fig. 3). Entonces, durante el proceso se debe evaluar la condición para acotar el intervalo que contienen el costo total mínimo de generación. Así, la expresión para indicar el intervalo de acotamiento donde se localiza el costo total mínimo de generación es,

$$\begin{cases} [\alpha_{i+1}, \alpha_i], & \text{si } (C_{i+1} + C_i) < (C_i + C_{i-1}) \\ [P_G^{i+1}, P_G^i], & \\ [\alpha_i, \alpha_{i-1}], & \text{de lo contrario} \\ [P_G^i, P_G^{i-1}], & \end{cases} \quad (15)$$

B. FASE DE REFINAMIENTO

Una vez que se tiene acotado el intervalo que contiene al mínimo costo total de generación, se procede a aplicar la fase de refinamiento en la solución, donde este proceso se realiza mediante el bien conocido método de bisección. Considerando las condiciones previamente conocidas para el gradiente de las pérdidas, así como el valor de las pérdidas de potencia real, y los límites de la variable de desplazamiento α , se calcula el nuevo punto de operación aplicando el método de optimización a la propuesta de despacho económico y con la restricción de desplazamiento en las potencias de generación dado por,

$$\alpha_{i+1} = \frac{\alpha_i^- + \alpha_i^+}{2} \quad (16)$$

donde los superíndices indicados por los signos + y - denotan los límites extremos para el intervalo de búsqueda. Así, una vez que se determina el nuevo punto de generación, se realiza la comparación de los costos totales de generación usando el nuevo punto de generación, para discriminar el intervalo que no contiene al óptimo mínimo. La discriminación se realiza considerando la siguiente expresión,

$$\begin{cases} [\alpha_i^-, \alpha_{i+1}^+], & \text{si } (C_i^- + C_{i+1}) < (C_i^+ + C_{i+1}) \\ [P_G^-, P_G^{i+1,+}], & \\ [\alpha_{i+1}^-, \alpha_i^+], & \text{de lo contrario} \\ [P_G^{i+1,-}, P_G^+], & \end{cases} \quad (17)$$

El proceso de bisección para la fase de refinamiento se muestra en la Fig. 4. Se puede notar el punto de operación una vez realizada la bisección, entonces la discriminación se hace para el intervalo que suma el mayor costo total de generación entre sus extremos. Con esta discriminación se obtiene el nuevo intervalo para realizar la bisección. Este proceso se repite hasta cumplir con una tolerancia específica. En este trabajo la tolerancia está dada $|\alpha_i^- - \alpha_i^+| \leq tol$, con $tol = 1e^{-3}$.

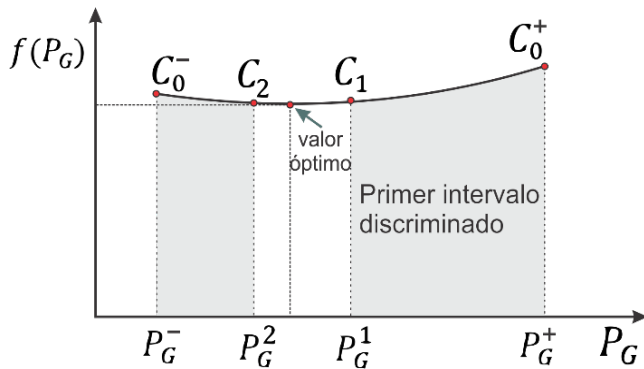


Fig. 4. Fase de refinamiento.

VI. RESULTADOS NUMÉRICOS

En este trabajo la propuesta de despacho económico y su algoritmo de solución es comparada con la solución tradicional del problema de DE calculando las pérdidas de potencia por transmisión con la fórmula cuadrática clásica que utiliza las matrices de **B**-coeficientes. El algoritmo optimizador usado para minimizar la función objetivo en ambas soluciones es el método del gradiente, y para obtener la solución de flujos de potencia se usa el método de Newton-Raphson. Se consideraron dos redes para su análisis: la red estándar IEEE de 9 nodos, con 3 generadores, 9 elementos de transmisión y 3 demandas. Así también, se consideró un sistema equivalente mexicano de 190 nodos, 46 generadores, 363 elementos de transmisión y 90 demandas. Los parámetros de los coeficientes de costo para la red de 9 nodos se muestran en la Tabla I, y el resto de sus parámetros se pueden encontrar en [10], y las características de la red de 190 nodos se detallan en [11].

Los resultados del despacho óptimo para la red de 9 nodos, considerando la formulación de despacho económico tradicional y la propuesta usando el algoritmo de solución secuencial basado en esquema de acotamiento y refinamiento se muestran en la Tabla II.

TABLA I. COEFICIENTES DE COSTOS PARA LA RED DE 9 NODOS.

| Gen | P_{\min} | P_{\max} | a | b | c |
|-----------|------------|------------|----------|------------|-----------------------------|
| $P_{G,1}$ | 0 | 200 MW | 140 \$/h | 2.0 \$/MWh | 0.0060 \$/MW ² h |
| $P_{G,2}$ | 0 | 150 MW | 120 \$/h | 1.5 \$/MWh | 0.0075 \$/MW ² h |
| $P_{G,3}$ | 0 | 100 MW | 80 \$/h | 1.8 \$/MWh | 0.0070 \$/MW ² h |

TABLA II. DESPACHO ÓPTIMO PARA LA RED DE 9 NODOS.

| Generación | DE tradicional con B-coeficientes | Propuesta de DE |
|--------------------|-----------------------------------|-----------------|
| $P_{G,1}$ | 106.39 MW | 106.25 MW |
| $P_{G,2}$ | 112.84 MW | 112.86 MW |
| $P_{G,3}$ | 99.108 MW | 99.229 MW |
| Costo total | 1,132.5932 \$/h | 1,132.5929 \$/h |
| Pérdidas | 3.3356 MW | 3.3393 MW |
| ΔP_{slack} | 0.0028 MW | 0.0261 MW |

La Tabla II muestra que los puntos de operación óptimos determinados por el método clásico y el método propuesto en este trabajo son muy similares. Note que la propuesta reportada en este trabajo proporciona un costo total de generación ligeramente menor y es de 1,132.5929 \$/h. Además, el valor de las pérdidas para la técnica tradicional y la metodología propuesta resultan ser comparables para este sistema. El valor de ΔP_{slack} es la diferencia de potencias que existe para el generador compensador obtenida desde la formulación de DE y la solución de flujos de potencia, así esta variable es un indicativo de la proximidad del punto de operación para ambas soluciones. Para las redes de gran tamaño, las pérdidas por transmisión son un factor importante e influyen en el punto de operación óptimo, por lo que ahora se analiza el sistema equivalente mexicano de 190 nodos. La Tabla III muestra los resultados para la solución del despacho económico usando la metodología tradicional y el DE propuesto con la metodología secuencial para su solución. Además, en la Fig. 5 se muestran las potencias de generación para el punto de operación óptimo obtenido con ambas soluciones.

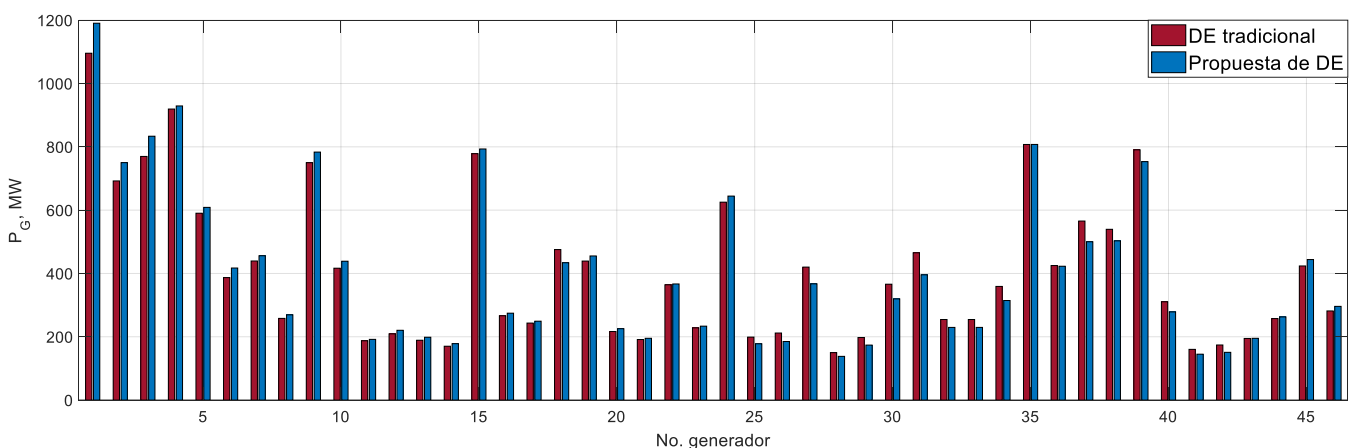


Fig. 5. Despacho óptimo en los generadores de la red de 190 nodos.

TABLA III. DESPACHO ÓPTIMO PARA LA RED DE 190 NODOS.

| Generación | DE tradicional con B-coeficientes | Propuesta de DE |
|--------------------|-----------------------------------|------------------|
| $P_{G, Total}$ | 18,710.4820 MW | 18,627.6115 MW |
| Costo total | 21,257.2520 \$/h | 21,116.3422 \$/h |
| Pérdidas | 352.4820 MW | 269.6115 MW |
| ΔP_{slack} | 0.0733 MW | 0.0134 MW |

Para este caso, se puede observar que se obtuvo una mejor solución para el punto de operación óptimo usando la metodología propuesta en este trabajo. La generación total con la metodología propuesta es de 18,627.6115 MW, mientras que para DE tradicional es de 18,710.4820 MW, y sus despachos de generación se puede observar en la Fig. 5.

Para la propuesta, esta reducción en la potencia total de generación se ve reflejada en una reducción del costo total de generación de 140.91 \$/h, con respecto a la obtenida por el DE tradicional. Así mismo, la propuesta en este trabajo logra una reducción en las pérdidas de potencia por transmisión de 82.87 MW, las cuales representan un 23.51% de reducción con respecto al DE usando los B-coeficientes.

VII. CONCLUSIONES

En este trabajo se ha abordado el problema de las pérdidas para la formulación de despacho económico de la generación, donde se ha propuesto una alternativa basada en la aproximación lineal de la serie de Taylor para la función real de las pérdidas. Para usar esta alternativa se requiere conocer el gradiente de las pérdidas respecto al cambio de las potencias de generación, el cual es convenientemente calculado usando sensibilidades numéricas mediante la solución de flujos de potencia. Además, se propone una metodología de solución secuencial basada en un esquema de acotamiento y refinamiento para la solución del problema de DE. Para implementar la metodología se requiere agregar una restricción en el desplazamiento de los niveles de generación dentro del problema de DE. Esta restricción permite mantener la precisión de la linealización de las pérdidas.

La viabilidad del algoritmo propuesto se demuestra con la solución de dos casos de prueba, donde es comparado con la metodología tradicional para la solución del problema de despacho económico usando la fórmula cuadrática de pérdidas por transmisión que utiliza las matrices de B-coeficientes. Para la solución de la red de 9 nodos el punto de operación óptimo obtenido con ambas soluciones es muy cercano. Mientras que, para la solución de la red de 190 nodos se obtiene una reducción en el costo de operación significativa de 140.91 \$/h con la metodología propuesta, además se obtiene una reducción de las pérdidas del sistema de 82.87 MW, que representa 23.51% menos que el obtenido por el DE convencional. Quedando de manifiesto la viabilidad de la propuesta de DE para su aplicación a sistemas de gran escala.

REFERENCIAS

- [1] Ciornei I. and Kyriakides E., "Recent methodologies and approaches for the economic dispatch of generation in power systems", *European Transactions on Electrical Power*, 23 (7),1-26, 2013.
- [2] Chowdhury B. H. and Rahman S., "A review of recent advances in economic dispatch", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 5 no. 4, pp. 1248–1259, 1990.
- [3] Wood A. J., and Wollenberg B. F., *Power Generation Operation and Control*. Wiley: New York, pp. 29–39, 1996.
- [4] Saadat, H. *Power System Analysis*. The McGraw-Hill Companies, USA, 1999.
- [5] Balamurugan R., et al. "An improved dynamic programming approach to economic power dispatch with generator constraints and transmission losses", *Journal of Electrical Engineering & Technol.* vol. 3, no. 3, pp. 320-330, 2008.
- [6] Liu B, Liu F, Wei W and Wang J., "Estimating B-coefficients of power loss formula considering volatile power injections: an enhanced least square approach", *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 12, no. 12, pp. 2854-2860, 2018.
- [7] Huang, W. T. et all., "Derivation and Application of a New Transmission Loss Formula for Power System Economic Dispatch", *Energies*, vol. 11, no. 2: 2018.
- [8] Alomoush, M. I., "Complex power economic dispatch with improved loss coefficients", *Energy Syst.*, vol. 12, pp.1005–1046, 2021.
- [9] Nanda, A., et al., "A powerful and computationally efficient algorithm for transmission loss calculation", *IEEE PES Transmission and Distribution Conference*, p.p. 86-90, 1994.
- [10] Sauer, P. W. and Pai, M. A., *Power System Dynamics and Stability*, Prentice-Hall: NJ, USA, 1998.
- [11] Pizano-Martinez A., Fuerte-Esquivel C. R., and Ruiz-Vega, D. "A new practical approach to transient stability-constrained optimal power flow", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 3, pp. 1686-1696, 2011.

BIOGRAFÍAS

LUIS CONTRERAS Recibió el título de Ingeniero Mecánico Electricista en la Universidad de Colima, Colima, México en 2002, y los grados de Maestría y Doctorado en 2005 y 2011, respectivamente, del Programa de Posgrado en Ingeniería Eléctrica de la Universidad Michoacana, Morelia, México. Actualmente, es profesor de tiempo completo en la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica de la Universidad de Colima. Sus principales áreas de interés son el modelado y análisis en estado estacionario y dinámico de sistema eléctricos de potencia.

ALEJANDRO PIZANO Recibió el título de Ingeniero Mecánico Electricista (Hons.) en la Universidad de Colima, Colima, México en 2001, y los grados de Maestría y Doctorado en 2004 y 2010, respectivamente, del Programa de Posgrado en Ingeniería Eléctrica de la Universidad Michoacana, Morelia, México. Actualmente, es profesor de tiempo completo en la Universidad de Guanajuato, donde sus intereses de investigación radican en la operación óptima, el análisis dinámico y de estado estable de los sistemas de energía eléctrica.

LUIS RAMÓN MERCHAN Recibió el grado de Maestro en Ingeniería Eléctrica por parte de la Universidad de Guanajuato, México 2015, el grado de Doctor en Ingeniería Eléctrica por la misma universidad en 2020. Actualmente, es profesor de tiempo completo en la Universidad de Guanajuato.

TIBERIO VENEGAS Recibió su título de Ingeniero Mecánico Electricista (Hons.) en la Universidad de Colima, México, en 1996, su Maestría en Ciencias (Hons.) del Instituto Tecnológico de Morelia, México, en 2000. Actualmente es profesor de tiempo completo en la Universidad de Colima. Sus principales intereses de investigación se encuentran en el análisis dinámico y en estado estacionario de dispositivos FACTS, Calidad de la -Energía, Eficiencia Energética y Energías Renovables.

RAMÓN BETANCOURT Recibió su título de Ing. en el Instituto Tecnológico de Tepic, México, en 1994, y los grados de Maestría y Doctorado en el CINVESTAV-IPN Guadalajara, México, en 1999 y 2007 respectivamente. Actualmente es profesor de tiempo completo en la Universidad de Colima. Sus principales intereses de investigación se encuentran en el análisis de sistemas de potencia con métodos no lineales.