

CONTROL DE VOLTAJE A TRAVÉS DE PROGRAMACIÓN ENTERA - MIXTA DE COMPENSADORES Y LTC'S DE UN MODELO ELÉCTRICO

Juan Plazarte
Dirección de Operaciones

RESUMEN

El propósito de este trabajo es contribuir con los desarrollos metodológicos y modelación técnica para el control de voltaje en todas las barras de entrega de un modelo eléctrico de simulación.

Se realiza la optimización de los sistemas de compensación (capacitores, reactores y LTC's), minimizando el número de operaciones de tal forma de mantener el nivel de voltaje en los nodos o barras, en los límites preestablecidos. Dentro de las restricciones del modelo se utiliza los límites de operación de los LTC's de transformadores, los límites de potencia reactiva de las unidades de generación, el nivel de voltaje en las barras de carga y en las barras de generación.

Para el desarrollo del modelo se utiliza los factores de sensibilidad obtenidas a través del Jacobiano y con el uso del método de flujos de potencia desacoplado rápido.

PALABRAS CLAVE: Acotación y ramificación, optimización, Branch and Bound, Optimización del voltaje, Factores de sensibilidad.

1. INTRODUCCIÓN

Se hace una revisión de los conceptos básicos de flujos de potencia y del método de Newton – Raphson desacoplado rápido[6], de tal forma de presentar una idea clara de donde se derivan las ecuaciones fundamentales de análisis de sensibilidad[2].

Se presenta la metodología y el modelo de optimización utilizando el método de ramificación y acotamiento o Branch and Bound de tal forma de realizar la programación no lineal de capacitores y/o reactores y LTC de transformadores a través de la minimización de la función objetivo (minimizar el número de operaciones de las variables antes mencionadas) [5]. Se presenta un ejemplo de aplicación a un modelo eléctrico de 7 barras.

2. CONTENIDO

2.1. Conceptos Básicos de Flujos de Potencia

El problema de flujo de potencia consiste en determinar el ángulo y el voltaje en todas las barras del sistema bajo condiciones de operación especificadas. La forma polar de las ecuaciones de flujo de potencia son[6]:

$$P_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in} V_i V_n| \cos(\theta_{in} + \delta_n + \delta_i) \quad (2.1)$$

$$Q_i = -\sum_{n=1}^N |Y_{in} V_i V_n| \sin(\theta_{in} + \delta_n + \delta_i) \quad (2.2)$$

Donde:

P_i, Q_i es la potencia activa y reactiva suministrada en el nodo i . Y_{in} es la matriz de admitancias de la línea de transmisión, desde el nodo i al nodo n . V es el voltaje en nodos o barras del sistema eléctrico. θ, δ son los ángulos del factor de potencia y ángulo de del voltaje en cada barra del sistema.

Para la determinación del flujo de potencia que se caracteriza por ser sistemas completamente no lineales se utiliza en forma general el método interactivo de Newton-Raphson para lo cual hay que determinar el Jacobiano, que son las derivadas parciales de las ecuaciones (2.1) y (2.2). La debilidad clara del método de Newton, se presenta en la inversión del Jacobiano en cada paso interactivo.

La jacobiana determinada para cuatro barras [5], tiene la siguiente forma:

$$\underbrace{\begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_4} & | & | & | & | & | & | \\ \vdots & \mathbf{J}_{11} & \vdots & | & | & | & | & | & | \\ \frac{\partial P_4}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_4}{\partial \delta_4} & | & | & | & | & | & | \\ \hline \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_4} & | & | & | & | & | & | \\ \vdots & \mathbf{J}_{21} & \vdots & | & | & | & | & | & | \\ \frac{\partial Q_4}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_4}{\partial \delta_4} & | & | & | & | & | & | \end{bmatrix}}_{\text{Jaco}} = \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta \delta_2 & \Delta P_2 \\ \vdots & \vdots \\ \Delta \delta_4 & \Delta P_4 \\ \hline \frac{\Delta V_2}{|V_2|} & \Delta Q_2 \\ \vdots & \vdots \\ \frac{\Delta V_4}{|V_4|} & \Delta Q_4 \end{bmatrix}}_{\text{Correcci Err}}$$



Los flujos de potencia a través del método de Newton – Raphson desacoplado, representa una alternativa para mejorar la eficiencia computacional y reducir los requisitos de memoria. Este parte de los conceptos del método de Newton – Raphson completo.

La primera observación del método desacoplado es que $\partial P_i / \partial \delta_j$ es mucho mayor que $\partial Q_i / \partial \delta_j$, que se considerará como cero. La segunda observación establece que $\partial Q_i / \partial |V_j|$ es mucho mayor que $\partial P_i / \partial |V_j|$, que también se considerará aproximadamente cero. Las aproximaciones en la jacobiana de la ecuación (2.3) hace que los elementos de las submatrices J_{12} y J_{21} sean cero. Entonces se tiene dos sistemas separados de ecuaciones.

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_4} \\ \vdots & J_{11} & \vdots \\ \frac{\partial P_4}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_4}{\partial \delta_4} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2 \\ \vdots \\ \Delta \delta_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_4 \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

$$\begin{bmatrix} |V_2| \frac{\partial Q_2}{\partial |V_2|} & \dots & |V_4| \frac{\partial Q_2}{\partial |V_4|} \\ \vdots & J_{22} & \vdots \\ |V_2| \frac{\partial Q_4}{\partial |V_2|} & \dots & |V_4| \frac{\partial Q_4}{\partial |V_4|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\Delta |V_2|}{|V_2|} \\ \vdots \\ \frac{\Delta |V_4|}{|V_4|} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \Delta Q_4 \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

Estas ecuaciones están desacopladas en el sentido de que las correcciones del ángulo del voltaje $\Delta \delta$ se calculan sólo usando errores de la potencia real ΔP , mientras las correcciones de la magnitud del voltaje se calculan usando errores ΔQ . Sin embargo, las matrices de coeficientes J_{11} y J_{22} son todavía interdependientes. Este esquema todavía requiere la evaluación y factorización de las dos matrices de coeficientes en cada interacción. Para evitar estos cálculos, se introducen más simplificaciones. Al último tenemos:

$$\begin{bmatrix} -B_{22} & -B_{23} & -B_{24} \\ -B_{32} & -B_{33} & -B_{34} \\ -B_{42} & -B_{43} & -B_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2 \\ \Delta \delta_3 \\ \Delta \delta_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\Delta P_2}{|V_2|} \\ \frac{\Delta P_3}{|V_3|} \\ \frac{\Delta P_4}{|V_4|} \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

$$\begin{bmatrix} -B_{22} & -B_{23} & -B_{24} \\ -B_{32} & -B_{33} & -B_{34} \\ -B_{42} & -B_{43} & -B_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\Delta |V_2|}{|V_2|} \\ \frac{\Delta |V_3|}{|V_3|} \\ \frac{\Delta |V_4|}{|V_4|} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\Delta Q_2}{|V_2|} \\ \frac{\Delta Q_3}{|V_3|} \\ \frac{\Delta Q_4}{|V_4|} \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

Generalmente, la matriz B es simétrica y partida con elementos diferentes de cero que son constantes y números reales, exactamente iguales al negativo de las susceptancias de Ybarra. La ecuación determinada

para el análisis de la potencia reactiva a través de los factores de sensibilidad [2], se presenta de la siguiente manera:

$$[B][\Delta V] = \begin{bmatrix} \Delta Q \\ |V| \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

2.2. Factores de Sensitividad

Los coeficientes de sensibilidad facilitan la toma de decisiones ya que permiten evaluar la efectividad del cambio en la corrección del problema [1]. De esta manera, es posible seleccionar las estrategias más adecuadas para resolver el problema de control Q-V. Es decir, los factores de sensibilidad pueden ser empleados para calcular cambios aproximados de voltaje en las barras de entrega y potencia reactiva de los generadores por dar un incremento a las variables de control. Además en problemas no lineales extrapola el comportamiento del sistema alrededor de un punto de operación [2]. En el problema de control de voltaje, la importancia de los coeficientes de sensibilidad es en dos aspectos: por un lado determina una medida cuantitativa del efecto de cambios en los parámetros de control eléctricos del sistema y adicionalmente en establecer la dependencia de los coeficientes en parámetros del sistema. El modelo presentado en este trabajo es un estudio más general con resultados perfectamente desarrollados en modelos de simulación y comprobados matemáticamente.

De la ecuación (2.8), se puede definir la variación de la potencia reactiva en las diferentes barras del sistema eléctrico. Para nuestro caso de interés definimos tres ecuaciones de análisis variacional [5], que tiene que ver con la variación de la potencia reactiva en los nodos de carga, ecuación (2.9), variación de la potencia reactiva en los nodos de los generadores, ecuación (2.10) y la variación de la potencia reactiva en los nodos de los transformadores, ecuación (2.11).

$$\Delta Q_c = B_q \Delta V_c + B_{cg} \Delta V_g + B_{ct} \Delta t \quad (2.9)$$

$$\Delta Q_g = B_{gc} \Delta V_c + B_{gg} \Delta V_g + B_{gt} \Delta t \quad (2.10)$$

$$\Delta Q_t = B_{tc} \Delta V_c + B_{tg} \Delta V_g + B_{tt} \Delta t \quad (2.11)$$

Donde:

B_q Características de las líneas de transmisión.

B_{cg} Relación carga – generación

B_{ct} Relación carga – LTC

B_{gg} Características de unidades de generación

B_{gt} Relación generación –LTC

B_{tt} características de los transformadores con LTC

Se presentan 6 tipos de factores [5], 3 relacionados con la potencia reactiva de los generadores respecto a variación del LTC's del sistema, voltajes en bornes de generadores y potencia reactiva en los nodos donde se encuentran ubicadas los sistemas de compensación reactiva (capacitores y reactores). Los otros tres factores relacionan la variación de los voltajes en las barras de carga con respecto a las tres variables mencionadas. Los seis factores son:

- Variación de potencia reactiva de generadores por efecto del cambio del LTC

$$S_1 = \frac{\Delta Q_g}{\Delta t} = -B_{gc} B_q^{-1} B_{ct} + B_{gt} \quad (2.12)$$

- Variación del voltaje en los nodos de carga por efectos de cambio del LTC

$$S_2 = \frac{\Delta V_c}{\Delta t} = -(B_q - B_{cg} B_{gg}^{-1} B_{gc})^{-1} (B_{ct} - B_{cg} B_{gg}^{-1} B_{gt}) \quad (2.13)$$

- Variación de la potencia reactiva en generadores por variación del voltaje del generador

$$S_3 = -(B_{gc} - B_{gt} B_{tt}^{-1} B_{tc}) (B_q - B_{ct} B_{tt}^{-1} B_{tc})^{-1} (B_{cg} - B_{ct} B_{tt}^{-1} B_{tg}) + (B_{gg} - B_{gt} B_{tt}^{-1} B_{tg}) \frac{\Delta Q_g}{\Delta V_g} \quad (2.14)$$

- Variación del voltaje en nodos de carga por variación del voltaje del generador

$$S_4 = \frac{\Delta V_c}{\Delta V_g} = -(B_q - B_{ct} B_{tt}^{-1} B_{tc})^{-1} (B_{cg} - B_{ct} B_{tt}^{-1} B_{tg}) \quad (2.15)$$

- Variación de la potencia reactiva de generadores por efecto de conexión y/o desconexión de capacitores y reactores.

$$S_5 = \frac{\Delta Q_g}{\Delta Q_c} = (B_{gc} - B_{gt} B_{tt}^{-1} B_{tc}) (B_q - B_{ct} B_{tt}^{-1} B_{tc})^{-1} \quad (2.16)$$

- Variación del voltaje en nodos de carga por efecto de conexión y/o desconexión de capacitores receptores.

$$S_6 = \frac{\Delta V_c}{\Delta Q_c} = (B_q - B_{ct} B_{tt}^{-1} B_{tc})^{-1} \quad (2.17)$$

2.3. Modelo de Optimización de los Sistemas de Compensación en un Sistema Eléctrico

Frecuentemente el planeamiento de potencia reactiva involucra problemas complicados, dependiendo de los modelos pueden plantearse diferentes tipos

de variables continuas, binarias y discretas. Las variables continuas están determinadas por la potencia reactiva que suministrarían los generadores eléctricos o el voltaje de los generadores, la conexión y/o desconexión de sistemas de compensación como reactores y capacitores, representan las variables binarias; y por último, las variables discretas, son los pasos de LTC (cambiadores de tap de transformadores bajo carga) de transformadores.

Usando los factores de sensibilidad para determinar una medida cuantitativa del efecto de cambios en el sistema por variación de las variables de control de los sistemas eléctricos, se realiza el modelo de optimización que minimiza el número de operaciones de los compensadores y LTC's de transformadores.

La matriz S de sensibilidad puede representarse de la siguiente manera [4]:

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_m \\ \Delta V_{m+1} \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} S_1 & & S_3 & & S_5 \\ & & & & \\ & & & & \\ S_2 & & S_4 & & S_6 \\ & & & & \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta t \\ \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_m \\ \Delta Q_{m+1} \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix}$$

Donde, la primera matriz de lado izquierdo son las variables dependientes afectadas por la matriz de sensibilidad y las variables de control.

Δt : incremento del paso del LTC de transformadores.
 $\Delta V_1, \dots, \Delta V_m$: incremento de voltajes en generadores.
 $\Delta Q_{m+1}, \dots, \Delta Q_n$: incremento de la potencia reactiva por conexión y/o desconexión de capacitores e inductores.
 $\Delta V_{m+1}, \dots, \Delta V_n$: incremento de los voltajes en los nodos de carga.
 $\Delta Q_1, \dots, \Delta Q_m$: incremento de la potencia reactiva de los generadores.

$\Delta t, \Delta V_1, \dots, \Delta V_m$ y $\Delta Q_{m+1}, \dots, \Delta Q_n$, son las variables de control que pueden ser usados para que las variables dependientes $\Delta V_{m+1}, \dots, \Delta V_n$ y $\Delta Q_1, \dots, \Delta Q_m$ puedan ser corregidas cuando hay excursiones fuera de las tolerancias permitidas.

La matriz de sensibilidad S está conformada por seis submatrices S_1, S_2, S_3, S_4, S_5 y S_6 . Las submatrices S_1, S_3 y S_5 están relacionadas con el incremento de la potencia reactiva de los generadores por efecto de cambios en las variables de control; y las submatrices S_2, S_4 y S_6 relacionan el incremento del voltaje en las barras de carga por cambio en las mismas variables de control.

La optimización se realiza a través de Programación Entera-Mixta, se utiliza el método de Ramificación y Acotamiento el cual disminuye las búsquedas exhaustivas en donde existan crecimientos exponenciales debido al manejo de variables[3].

En las restricciones se plantea: (1) restricciones de las variables dependientes, y (2) restricciones de las variables de control. Entre las restricciones de las variables dependientes tenemos: límites de inyección de potencia reactiva de las unidades de generación; y el acotamiento de los voltajes en las barras de carga, de acuerdo a cierta tolerancia aceptable de tal forma de asegurar el suministro de energía eléctrica con calidad. Dentro del segundo grupo de restricciones tenemos la variación del voltaje en la barras del generador, con cota superior e inferior; y la última restricción es la limitación en la variación del LTC's de transformadores.

El modelo de optimización es:

$$\text{F.O.} \quad \text{Minimizar} \quad Z = \sum_{\forall k,r} \Delta t_k + C_r$$

Donde :

C_r número de capacitores y reactores que se deben conectar y/o desconectar.

Δt_k incremento y/o decremento de los LTC de transformadores.

Restricciones de las variables dependientes

$$\Delta Qg_i^{\min} \leq \Delta Qg_i \leq \Delta Qg_i^{\max} \quad 1 \leq i \leq m$$

$$\Delta Vc_j^{\min} \leq \Delta Vc_j \leq \Delta Vc_j^{\max} \quad m+1 \leq j \leq n$$

Restricciones de las variables de control

$$\Delta Vg_i^{\min} \leq \Delta Vg_i \leq \Delta Vg_i^{\max} \quad 1 \leq i \leq m$$

$$\Delta t_k^{\min} \leq \Delta t_k \leq \Delta t_k^{\max} \quad k = 1, 2, 3, \dots$$

Además, se debe señalar las condiciones de integralidad del problema de optimización.

La conexión y/o desconexión de capacitores y reactores es una variable binaria

$$C_r \in \{0,1\} \quad r = 1, 2, 3, \dots$$

La variación del voltaje de los generadores en las barras respectivas es una variable continua

$$\Delta Vg_i \in \Reales$$

Y, el movimiento de los LTC's de transformadores es una variable entera

$$\Delta t_k \in \text{Enteros} \quad k = 1, 2, 3, \dots$$

Donde:

ΔQg_i variación de la potencia reactiva de las unidades de generación.

ΔVc_j variación de voltaje en los nodos de carga.

ΔVg_i variación de voltajes en bornes de las unidades de generación.

i índice para determinar la unidad de generación.

j índice para determinar la barra de carga.

r índice para determinar en que barra se encuentra conectado el capacitor y/o reactor.

k índice para determinar en que barra se encuentra conectado el transformador con cambiador de tap bajo carga.

m número total de generadores.

n número total de variables dependientes e independientes.

2.3.1. Modelo de Optimización con Condiciones Iniciales

$$\text{Minimizar} \quad Z = \sum_{\forall k,r} \Delta t_k + C_r$$

sujeto a

$$Qg_i^{\min} \leq S_1 \Delta t_k + S_3 \Delta Vg_i + S_5 C_r + Qg_{o,i} \leq Qg_i^{\max}$$

$$Vc_j^{\min} \leq S_2 \Delta t_k + S_4 \Delta Vg_i + S_6 C_r + Vc_{o,j} \leq Vc_j^{\max}$$

$$Vg_i^{\min} \leq \Delta Vg_i + Vg_{o,i} \leq Vg_i^{\max}$$

$$t_k^{\min} \leq \Delta t_k + t_{o,k} \leq \Delta t_k^{\max}$$

$$C_r \in \{0,1\}$$

$$\Delta Vg_i \in \Reales$$

$$\Delta t_k \text{ es entera}$$

Donde:

$Qg_{o,i}$ potencia reactiva inicial del generador i

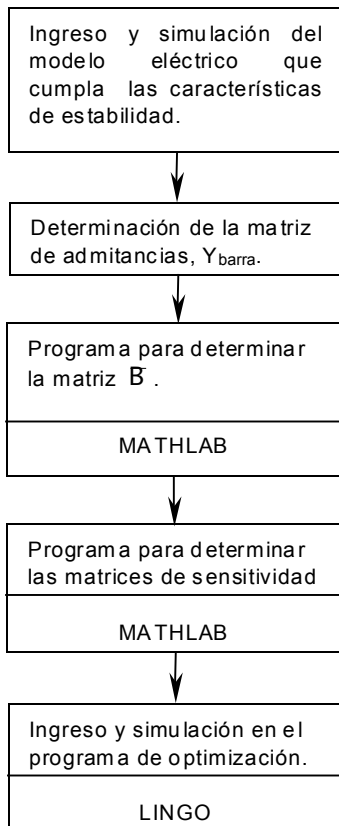
$Vc_{o,j}$ voltaje inicial en la barra de carga j

$Vg_{o,i}$ voltaje inicial del generador i

$t_{o,k}$ condición inicial del paso del LTC del transformador conectado a la barra k

2.3.2. Metodología para la Determinación del Problema

- Determinación de la matriz de admitancias del sistema eléctrico.
- Determinación de la matriz .
- Determinación de los factores de sensibilidad del sistema eléctrico.
- Desarrollo e implementación del modelo de optimización.



El programa LINGO [7], es un programa de optimización, en este caso es utilizado para resolver el problema a través del algoritmo de ramificación y acotamiento. El problema de optimización de este ejercicio de aplicación es resuelto en 52 iteraciones. Consta de 36 restricciones y 22 variables.

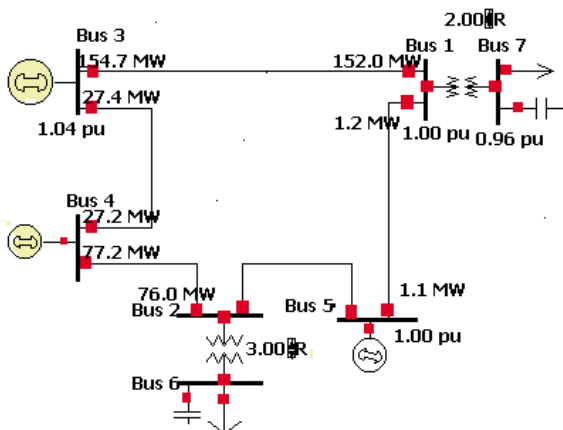
El valor de la función objetivo y de las variables de optimización son:

$$\Delta t_1^* = 3, \Delta t_2^* = 1, C_6^* = 1 \text{ y } C_7^* = 1; Z^* = 6$$

Partiendo de las condiciones iniciales de voltaje en las barras 6 y 7 es de 0,90 y 0,89 pu, respectivamente. Se observa que no son valores que se encuentran dentro de la banda permitida de tolerancia para el voltaje en los nodos de entrega. Una decisión operativa, basada en la experiencia de los operadores de los centros de control, haría posiblemente tener redundancia en las operaciones de los elementos pasivos del transmisor. Aplicando el modelo de optimización, hace que exista incremento de 0,07 y 0,08 pu en las barras 6 y 7, respectivamente. El voltaje final para las barra 6 y 7 es de 0,97 pu. Esto se logró, incrementado el voltaje de los tres generadores, conectando los dos capacitores que se encuentran en los nodos de entrega y subiendo los dos LTC de los transformadores.

3. CONCLUSIONES

2.3.3. Ejercicio de Aplicación



Se realiza un ejercicio de aplicación a un sistema eléctrico de potencia con siete barras. Consta de 3 generadores, dos transformadores con cambiador de tap bajo carga (LTC), y dos sistemas de compensación (capacitores de 5 MVA) junto a los centros de carga.

Se plantea el modelo de optimización a través de programación lineal entera – mixta, de tal forma de minimizar la conexión de capacitores y movimientos de operación del LTC's de transformadores, para mantener los voltajes en las barras dentro de los límites permitidos de +/- 3%. El modelo utiliza las matrices de sensibilidad.

F. O. : $\min Z = \Delta t_1 + \Delta t_2 + C_6 + C_7$

- Una forma de evaluar el control de voltaje en los diferentes puntos de un sistema eléctrico de potencia es por medio de coeficientes de sensibilidad, estos son indicadores muy útiles. El tener un coeficiente grande o pequeño permite tener una idea cuantitativa del cambio esperado en las variables de interés.
- Los coeficientes de sensibilidad se deben evaluar para diferentes condiciones operativas, de manera de tener siempre disponible índices que reflejan adecuadamente el comportamiento esperado. Además se emplean para evaluar el cambio en el voltaje nodal al conectar un capacitor o reactor del sistema. Para determinar los cambios en el margen de reactivos en generadores al tener la conexión o desconexión de un elemento reactivo. Cuantificar las áreas de influencia de generadores al modificar el voltaje en la barra del generador. Evaluar la efectividad de un cambio de tap para controlar el voltaje de un nodo de carga. Determinar la distribución de reactivos como resultado de un cambio de tap en un transformador. Calcular el cambio de pérdidas reactivas por cambio en la inyección de reactivos.
- Por la razón expresada, son utilizados como los costos en el modelo de optimización de programación lineal entera – mixta, utilizando el método de ramificación y acotación (Branch and Bound).
- Este trabajo encamina a la implementación de un modelo de optimización en tiempo real o un modelo para la programación de la potencia reactiva en un sistema eléctrico. Además toma en cuenta, en las restricciones del modelo la realidad del caso

ecuatoriano en la operación del sistema eléctrico, sin querer decir, que no puede ser implementado para otro sistema eléctrico.

4. BIBLIOGRAFIA

- [1] Cañizares Claudio (2001), "Voltage Stability Assessment Procedures and Guides", IEEE/PES Power System Stability Subcommittee Special Publication.
- [2] Florencio Aboytes (2000), "Control de Voltaje Y Frecuencia en Sistemas Eléctricos de Potencia", IEEE SECCIÓN ECUADOR.
- [3] Hiller Frederick y Gerald Lieberman (2002), Investigación de Operaciones, séptima edición, México, McGRAW-HILL.
- [4] Hsu Yuan-Yih, Ho Kun-Long, Liang Chih-Chien, "Voltage Control Using a Combined Integer Linear Programming and Rule-Based Approach", IEEE Trans. Power Systems, 1990.

- [5] Plazarte A. Juan, "Control de Voltaje a través de Programación Entera-Mixta de Compensadores y LTC de un Modelo Eléctrico", Tesis previo a la obtención de Magíster en Investigación de Operaciones.
- [6] Stevenson D. Willian, Grainger John (1996), "Análisis de Sistemas de Potencia", tercera edición, México, McGRAW-HILL.
- [7] www.lindo.com



Juan C. Plazarte.- nació en Quito, Ecuador, en 1972. Recibió el título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en el 2001, y el de Magíster en Investigación de Operaciones en la misma Universidad, en el 2004. Actualmente trabaja en el Centro Nacional de Control de Energía en la Dirección de Operaciones.