

EFECTO DEL INGRESO ANUAL EN EL PLANEAMIENTO DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

RESUMEN

La normatividad vigente en los países con sector eléctrico desregularizado, establece la valoración de activos, la recuperación de las inversiones, y la forma de considerar los costos de administración, operación y mantenimiento (AOM) en el proceso del planeamiento de la expansión de la transmisión. Los modelos matemáticos empleados actualmente para resolver este problema, consideran restricciones del tipo técnico y la parte económica se circunscribe a la minimización de costos de inversión. El presente trabajo propone modificaciones al modelo para incluir estos efectos en el desarrollo del proceso del planeamiento a largo plazo, para acercar el modelamiento matemático a la normatividad presente.

PALABRAS CLAVES: Planeamiento de la transmisión, Optimización, Modelo DC, AOM, Análisis Envolvente de Datos, Ingreso Anual.

ABSTRACT

The actual legislation in countries with deregulation in the electric sector establishes the valuation of assets, recovery of the investments, and the way to consider the administration, operation and maintenance costs (AO&M) in the expansion planning process. Actually, the mathematical models used to solve the problem of transmission expansion planning, consider technical restrictions and only consider the investment cost in the economic part. In this work, some modifications to the mathematical model appear to include the effects of the present legislation in the development of the process of the transmission expansion planning.

KEYWORDS: *Transmission Planning, Optimization, DC Model, AO&M, Data Envelopment Analysis, Annual Income.*

1. INTRODUCCIÓN

El problema del planeamiento a largo plazo de redes de transmisión de energía eléctrica, consiste en decidir *que, cuánto y dónde* se deben *adicionar* nuevos elementos de red, considerando una red actual y un conjunto de elementos candidatos definidos para cumplir con una demanda proyectada, cumpliendo criterios tanto técnicos como económicos.

El modelamiento matemático de una red de transmisión presenta varios problemas al momento de resolverlo, por su naturaleza No Lineal Entera Mixta (PNLEM). El principal problema es su no convexidad, lo que no garantiza la obtención del óptimo global, y esto puede conducir, a un proceso de solución, a caer en óptimos locales, aunque eventualmente puede encontrarse el óptimo global.

Al momento de aumentar el tamaño de los sistemas e incrementar el número de variables, se produce una explosión combinatorial que le añade otro grado de

dificultad matemática al problema. Otro hecho importante es que el modelo contiene variables continuas y enteras, y por lo tanto el sistema obtenido no es diferenciable.

Históricamente, Garver fue el primero en expresar este problema matemáticamente [7] y proponer soluciones. Durante los últimos años se han aplicado técnicas de programación entera mixta usando descomposición de Benders [17]-[18], *simulated annealing* [8], algoritmos genéticos, búsqueda TABU, GRASP, redes neuronales artificiales, entre otros. En los últimos años se ha dado prioridad a los métodos evolutivos, que brindan soluciones de muy buena calidad, aunque no garantizan el óptimo global, como si lo hacen los métodos exactos.

Con la desregulación de los sistemas eléctricos alrededor del mundo, el planeamiento de la transmisión ha sufrido cambios dramáticos en la última década, y estos cambios se deben reflejar en el modelamiento matemático empleado para resolver estos problemas, de tal manera que se complementen las partes económicas del modelo para ajustarlas a las regulaciones existentes.

EDGAR M. CARREÑO F.

Ingeniero Electricista.
Estudiante Maestría en Ingeniería Eléctrica.
Universidad Tecnológica de Pereira
emfra@utp.edu.co

ANTONIO ESCOBAR Z.

Ingeniero Electricista, Ms.C.
Profesor Asociado.
Universidad Tecnológica de Pereira
aescobar@utp.edu.co

RAMON A. GALLEGO R.

Ingeniero Electricista, Ph.D.
Profesor Titular.
Universidad Tecnológica de Pereira
ragr@utp.edu.co

De esta manera, en la regulación actual vigente en Colombia se encuentran factores monetarios que se encargan de valorar los activos eléctricos, y con base en estos, determinar su remuneración a través de los cargos por uso, tanto en el Sistema de Transmisión Nacional (STN) [14], como en los Sistemas de Transmisión Regionales (STR) [15].

Estos costos son calculados mediante un Ingreso Regulado Anual [9] sobre los activos eléctricos considerados como unidades constructivas [11,12]. Este ingreso anual considera los costos de los activos, los costos de reposición a nuevo de estas unidades constructivas, y un porcentaje de AOM eficiente [11]

Al momento de efectuar el planeamiento clásico de la transmisión, solo se tiene en cuenta el valor de la inversión en un punto en el tiempo (planeamiento estático) [8], o en varios puntos considerando el costo de oportunidad del capital invertido (planeamiento dinámico) [6], pero no se consideran otros factores económicos que son tomados en cuenta en la reglamentación de mercados de energía como las tasas de retorno de las inversiones.

En el presente trabajo se presenta una propuesta para incluir estos elementos, dentro del modelamiento de la red para ser resuelto por cualquiera de los métodos existentes, con el fin de reflejar mejor la realidad del sistema, considerando siempre las condiciones técnicas necesarias.

El objetivo del planeamiento de la expansión es determinar un sistema de potencia capaz de satisfacer la demanda proyectada al menor costo, satisfaciendo criterios técnicos, financieros y de seguridad, este proceso generalmente se divide en tres etapas: Planeamiento de Largo Plazo (PLP), Planeamiento de Mediano Plazo (PMP) y Planeamiento de Corto Plazo (PCP).

Los modelos matemáticos son fundamentalmente aplicados al problema del PLP. Hay una serie de aspectos (por ejemplo los concernientes a límites de estabilidad transitoria, violaciones de voltaje, flujos de potencia reactiva, capacidad de corto circuito, entre otros), que no pueden ser tenidos en cuenta fácilmente en el PLP pero pueden ser parcialmente incluidos en este problema, el AOM, al igual que otros aspectos considerados en la reglamentación de mercados de energía, pueden ser incluidos tanto en el PLP, como en el PMP y el PCP.

En este artículo se presenta inicialmente el modelo matemático del problema, luego se presenta una definición de los gastos de AOM en sistemas de transmisión, la descripción de la metodología para definir porcentajes eficientes de estos describiendo la regulación actual en Colombia y en otros países, el concepto de ingreso anual y se concluye con el análisis y la

presentación del modelo DC [8] modificado incluyendo aspectos como costos de AOM e Ingreso Anual.

2. MODELAMIENTO MATEMATICO DEL PROBLEMA DEL PLANEAMIENTO.

El modelo matemático escogido para ser trabajado es el conocido como modelo DC [8] ampliamente usado en el problema del planeamiento a largo plazo de sistemas de transmisión.

El modelo se encarga de representar la red contemplando las dos leyes de Kirchoff minimizando los costos de inversión, la representación matemática es la siguiente

$$\text{Min} \quad v = \sum_{(i,j) \in \Omega} c_{ij} n_{ij} \quad (1)$$

Sujeto a

$$Sf + g = d \quad (2)$$

$$f_{ij} - \gamma_{ij} (n_{ij}^0 + n_{ij}) (\theta_i - \theta_j) = 0 \quad (3)$$

$$|f_{ij}| \leq (n_{ij}^0 + n_{ij}) \bar{f}_{ij} \quad (4)$$

$$0 \leq g \leq \bar{g}$$

$$0 \leq n_{ij} \leq \bar{n}_{ij}$$

$$n_{ij} \text{ Entero, } f_{ij}, \theta_j \text{ Irrestringidos}$$

$$(i, j) \in \Omega$$

Donde c_{ij} , γ_{ij} , n_{ij} , n_{ij}^0 , f_{ij} y \bar{f}_{ij} representan, respectivamente, el costo de añadir un circuito entre las barras $i - j$, la susceptancia de ese circuito, el número de circuitos a añadir, el número de circuitos existentes, el flujo de potencia y el flujo máximo permitido para los nuevos circuitos. v es la inversión total, S es la matriz de incidencia de nodos, f es un vector con elementos f_{ij} , g es un vector con elementos g_k (generación en el bus k), cuyo máximo valor es \bar{g} , \bar{n}_{ij} es el número máximo de circuitos que pueden ser añadidos en un circuito $i - j$ y Ω es el conjunto de todos los circuitos candidatos.

La restricción (2) modela la Ley de Corrientes de Kirchoff equivalente al modelo DC (LCK). La restricción (3) es una expresión de la ley de Ohm para el equivalente DC, por lo tanto, la Ley de Voltajes de Kirchoff (LVK) se encuentra implícita. Estas restricciones son del tipo No Lineal. El problema formulado es del tipo No Lineal Entero (PNLE). Este es un problema combinatorial de difícil solución, el cual puede conducir a la explosión combinatorial del número de alternativas a ser exploradas. Sin embargo, si se permite que las variables enteras tomen valores

continuos, el modelo DC se convierte en un Problema de Programación No Lineal (PNL).

3. DESCRIPCION DEL AOM.

El AOM es el “Porcentaje reconocido de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento. Estos gastos incluyen el costo de todas las instalaciones y los egresos destinados a la operación, mantenimiento y administración de los activos de transmisión. Así mismo, están incluidos los gastos por concepto de seguros a edificios e instalaciones, los costos de capital de operación y mantenimiento de los vehículos, de los equipos de mantenimiento de las herramientas y de los instrumentos necesarios para desarrollar las actividades de operación y mantenimiento y los costos y gastos de talleres, oficinas y edificaciones destinadas a la operación y mantenimiento” [Resolución CREG 004-1999, Art 4º sección a].

Los gastos de AOM están presentes en casi todas las actividades que involucren el desarrollo de una unidad constructiva en cualquier área, y es considerada como un porcentaje sobre el costo total de la obra, este porcentaje varía dependiendo de la actividad y el sector donde se desempeña la obra.

Internacionalmente es conocida con la sigla AO&M (*Administration, Operation and Manteinance*).

3.1 Costos Eficientes De AOM:

En la estructura tarifaria actual, los costos de AOM de las líneas de transmisión son asumidos únicamente por las empresas comercializadoras [14], estos costos son calculados de acuerdo a un porcentaje sobre los activos eléctricos de esas líneas. Estos costos son recaudados por el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) del STN que en el caso colombiano es la empresa Interconexión Eléctrica SA E.S.P. (ISA), y son distribuidos proporcionalmente entre los dueños del sistema [14].

Estos porcentajes, son determinados por el ente encargado de regular la actividad energética de cada país, en Colombia es la comisión de regulación de Energía y Gas (CREG), son conocidos como gastos eficientes de AOM, y pretenden cubrir los costos correspondientes en que las empresas incurren, sin embargo, es posible que la empresa haya incurrido en otros gastos superiores, esto es por que estos porcentajes están basados en un estudio de las empresas que son consideradas mas eficientes y el porcentaje luego se estandariza.

Para establecer los gastos de AOM eficientes, generalmente se adopta la metodología de punto extremo: “Análisis Envolvente de Datos” (DEA) [1]. Esta metodología se utiliza para evaluar la eficiencia relativa de un grupo de unidades administrativas o productivas, y

permite construir una frontera de eficiencia relativa. Con la metodología, si una muestra de Transportadores de un universo están en capacidad de producir Y unidades de producto (*outputs*), dadas X unidades de insumos (*inputs*), entonces otros transportadores deben estar en capacidad de hacer lo mismo si operan eficientemente [13].

$$Eficiencia = \frac{Productos}{Insumos} \quad (5)$$

Al usar la metodología de punto extremo, se construye y resuelve un modelo de optimización para cada una de las unidades organizacionales que se van a comparar. En dicho modelo, al igual que en cualquier modelo de optimización se pretende maximizar o minimizar una función en presencia de un número determinado de restricciones. Si se desea comparar o medir la eficiencia relativa de n unidades organizacionales se construyen n modelos de optimización y en cada uno de ellos la función a maximizar es la eficiencia de la unidad organizacional j, donde j varía de 1 a n (j=1,2,...n).

Las restricciones de cada uno de los n modelos son idénticas y expresan que la eficiencia de cada una de las unidades organizacionales debe ser menor que 1 (o que 100 o cualquier valor positivo), con el objetivo de que todas estén en la misma escala de medida. En otros términos, se da una cota superior a la medida de eficiencia para comprender en un contexto comparativo qué significa el hecho de que la eficiencia de una unidad tome un valor particular. Las variables de cada modelo son entonces los pesos que se deben otorgar a cada insumo y a cada producto con el objetivo de que la unidad en consideración (aquella de la cual se está tratando de maximizar su medida de eficiencia) aparezca presentada de la mejor manera posible.

$$Eficiencia = \frac{\sum Productos * PesoProductos}{\sum Insumos * PesoInsumos} \quad (6)$$

El hecho de que cada uno de los n modelos que se construyen y se resuelven busque entre todos los posibles pesos a otorgar a cada insumo y a cada producto, y otorgue como resultado final los valores que hacen que cada unidad aparezca con el valor de eficiencia más alto posible tiene dos implicaciones importantes:

1. Si una unidad particular resulta ineficiente relativamente a las demás, entonces no existe otra combinación de pesos que permitan que ella obtenga un valor de eficiencia más alto. De modo que el administrador de dicha unidad organizacional no podría alegar que su unidad ha resultado ineficiente porque los pesos escogidos para los productos y los insumos la perjudicaron.

2. Como se resuelven n modelos de optimización, los pesos que se otorgan a cada uno de los insumos y los productos pueden resultar distintos para las diferentes unidades. Esto resulta de la flexibilidad de la metodología pues los pesos no son determinados previamente como se hace usualmente, sino que son un resultado final.

El modelo lineal orientado al producto usado comúnmente es:

$$H_{j_0} = V^T X_{j_0} \quad (7)$$

$$s.a \quad U^T Y_{j_0} = 1$$

$$U^T Y - V^T X \leq 0$$

$$-U^T \leq -\varepsilon_1$$

$$-V^T \leq -\varepsilon_1$$

Donde V es el vector de los pesos otorgados a los insumos de la unidad j_0 , U es el vector de los pesos otorgados a los productos de la unidad j_0 , X_{j_0} es el vector de los niveles de los insumos de la unidad j_0 , Y_{j_0} es el vector de los niveles de los productos de la unidad j_0 , el valor ε asegura que U y V sean por lo menos iguales a un peso mínimo predefinido con el objetivo de que todos los productos e insumos considerados para la medida de eficiencia sean considerados. Para más detalle ver [4].

Después de resolver todos los modelos se tienen los valores de eficiencia de todas las unidades y se puede reconocer cuáles unidades son eficientes y cuáles no. Además, se puede determinar cómo podrían “moverse” las unidades menos eficientes para mejorar, ya sea para aumentar alguno o todos sus productos usando los mismos insumos, para producir los mismos productos con menos insumos, o para reducir insumos y aumentar productos simultáneamente. La manera como se mueven las unidades ineficientes hacia la frontera de eficiencia depende del modelo DEA que se utilice [4].

En Colombia, se han efectuado varios estudios con esta metodología para determinar los porcentajes de AOM eficientes para aplicar en la estructura tarifaria, el último de estos estudios [3] presenta los siguientes resultados:

- Niveles de Tensión 4 y 3: 1.63 %
- Niveles de Tensión 2 y 1: 2.51 %

Estos resultados salieron de un análisis de los gastos de AOM durante los años 2001 y 2002.

El valor actual reconocido, según la regulación vigente para el STN es del 2.50% [10] y para los STR es del 2.00% [16].

Para zonas con contaminación salina, donde el mantenimiento de los equipos es más costoso debido al alto grado de oxidación de las líneas por el grado de alcalinidad en el aire, se reconoce un porcentaje adicional del 0.5%.

En otros países la regulación es bastante similar y mantiene casi los mismos valores de porcentajes, por ejemplo en Bolivia es del 3% [5].

4. EL INGRESO ANUAL (IA)

El Ingreso Anual es un valor que refleja los costos asociados con la pre construcción (incluyendo diseños, servidumbres, estudios y licencias ambientales) y construcción (incluyendo la interventoría de la obra y las obras que se requieran para la viabilidad ambiental del proyecto), el costo de oportunidad del capital invertido y los gastos de AOM del equipo correspondiente [11]. Este ingreso se calcula considerando los costos de la obra para recuperar la inversión en un determinado periodo de tiempo, luego de este tiempo, que la inversión ya ha sido recuperada, el ingreso anual se establece mediante la siguiente relación:

$$IA = CAEA + CRE * AOM \quad (8)$$

Donde $CAEA$ es el costo anualizado equivalente del activo bruto eléctrico valorado a costos de reposición [12], este costo se obtiene de la anualización del valor del costo de reposición del activo bruto, la anualización se calcula tomando un número de periodos igual a 25 y utilizando una tasa de descuento del 9.0% en pesos constantes [11]. CRE es el costo de reposición del activo bruto eléctrico calculado con su costo unitario y AOM es el porcentaje reconocido de AOM eficiente.

5. MODIFICACIONES AL MODELO MATEMATICO

Como se observa en la estructura tarifaria [14] y en el proceso del planeamiento [11], el IA es una medida importante dentro de las consideraciones para determinar la viabilidad de un proyecto, por lo tanto, es indispensable integrar este valor dentro de los modelos matemáticos.

El IA, que incluye el porcentaje de AOM reconocido, se incorpora como una parte integral de la función objetivo, como se observa en el nuevo modelo matemático:

$$\text{Min} \quad v^* = \sum_{P=1}^{NP} \sum_{L=1}^{NL} IA_{LP} \quad (9)$$

Sujeto a

$$Sf + g = d \quad (10)$$

$$f_{ij} - \gamma_{ij} (n_{ij}^0 + n_{ij}) (\theta_i - \theta_j) = 0 \quad (11)$$

$$|f_{ij}| \leq (n_{ij}^0 + n_{ij}) \bar{f}_{ij} \quad (12)$$

$$0 \leq g \leq \bar{g}$$

$$0 \leq n_{ij} \leq \bar{n}_{ij}$$

$$n_{ij} \text{ Entero, } f_{ij}, \theta_j \text{ Irrestringidos}$$

$$(i, j) \in \Omega$$

En este nuevo modelo, se modifica la función objetivo (9), incluyendo una nueva variable, donde v^* es la nueva función objetivo considerando factores monetarios, P es el periodo en el cual se trabaja, hasta un número máximo de periodos NP , L es la línea estudiada de un conjunto de NL líneas, e IA_{LP} es el costo anualizado de la línea L en el periodo P , el cual considera todas las condiciones expresadas, así como el AOM diferencial que pudiera existir entre diferentes áreas de la siguiente manera.

$$IA_{ij} = c_{ij} n_{ij} + c_{ij} n_{ij} * \%AOM_{ij} + COP_{ij} \quad (13)$$

Donde $c_{ij} n_{ij}$ es el costo de la línea, incluidos costos de pre-construcción, construcción, interventorias, licencias, entre otros, $\%AOM_{ij}$ es el porcentaje de AOM que se aplica a la línea de acuerdo con la distribución considerada, y COP_{ij} es el costo de oportunidad de la inversión realizada en la línea ij , la cual está ligada con la tasa de retorno de la inversión.

Las ecuaciones (10), (11) y (12), son las mismas ecuaciones (2), (3) y (4)

En el proceso de solución, las líneas que tengan un porcentaje mayor de AOM tendrán menor probabilidad de entrar en la solución final de un problema, siempre y cuando estén compitiendo en la misma área y estén solucionando el mismo problema.

De la misma manera, al analizar algunos indicadores financieros como la tasa de retorno de la inversión, aquellas líneas que presenten una relación costo/beneficio mayor serán tenidas en cuenta por encima de otras que pudieran ofrecer un mejor beneficio técnico a la red. Las pruebas para determinar estos casos se presentarán en un trabajo futuro.

5. RELACION CON TEORIA DE JUEGOS

Otro punto importante que es necesario tener en cuenta, es que en el momento que el modelo matemático tiene factores monetarios relacionados con la inversión,

depende del agente que este haciendo el planeamiento escoger los términos de su interés. Ya no bastara solo con cumplir las condiciones técnicas y minimizar inversión, si no también de maximizar rentabilidad y eficiencia económica a futuro, en especial cuando el planeamiento es realizado por varios agentes, como lo es el caso de las interconexiones internacionales o donde hay varios dueños del sistema de transmisión en un país o región [15]. Es en este punto donde entra a tomar parte la teoría de juegos para determinar los puntos de equilibrio económicos entre los agentes, bien sea para distribuir costos o para establecer criterios de expansión considerando estos nuevos elementos.

El proceso de distribución de costos en un plan de expansión donde hay varios agentes dueños de partes de una red de uso común, se puede estudiar como un juego cooperativo¹, donde cada uno de los agentes hace sus planes de expansión considerando que se encuentra desconectado del resto del sistema, y luego basados en herramientas de la teoría de juegos y la inteligencia artificial distribuida, toman decisiones sobre con cual agente unen "fuerzas" para formar una coalición y así tener una posición dominante sobre los demás para poder "negociar" una parte más "conveniente" al momento de distribuir obligaciones o utilidades. En el momento de introducir variables económicas en la función objetivo, cuando cada agente, o conjunto de agentes, realice su plan de expansión, propondrá las líneas que le representen la mejor relación costo/beneficio, sin embargo, en el momento de evaluar los costos con los de los demás agentes, se entra a negociar, además de esa inversión que debe hacerse, esa relación costo/beneficio a largo plazo.

Es por eso que este tipo de modelo presentado, incluyendo valoraciones económicas, tiene una de sus mayores aplicaciones en conjunto con la teoría de juegos.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Con la estructura de mercados que se presenta en los sistemas eléctricos se hace necesario la incorporación de nuevos elementos que reflejen la regulación actual en el modelamiento matemático de las redes de transmisión para el proceso del planeamiento de la expansión a largo plazo.

El Ingreso Anual, y dentro de este el AOM, es una medida importante en el desarrollo de la estructura de precios y de recuperación de inversión en obras de infraestructura en el sector de la transmisión, por lo tanto es necesario plantearlo dentro de los modelos matemáticos.

¹ Juego Cooperativo es aquel donde los agentes reciben más beneficios trabajando en compañía con otros agentes que trabajando solos. [2]

Se ha planteado una modificación al modelo DC usado en el planeamiento de la expansión de la transmisión a largo plazo integrando en la función objetivo un término que contempla en Ingreso anual incluyendo los gastos de AOM, considerando varias áreas donde este porcentaje puede variar dependiendo de distintos aspectos, tanto ambientales, como ecológicos, sociales o económicos.

El modelo propuesto permitirá un análisis más aproximado a la actividad económica involucrada en el proceso del planeamiento, en especial cuando hay varios agentes involucrados, utilizando herramientas de teoría de juegos cooperativos e inteligencia artificial distribuida.

Se hace necesario la implementación de nuevos factores en el modelo para acercarlo más a la realidad de la regulación actual.

7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] CHARNES A., COOPER W. W. y RHODES E. Measuring the Efficiency of Decision Making Units. *European Journal of Operations Research*, Vol. 2, pp 429-444, 1978.
- [2] CONTRERAS, J. WU, F. F, "A Kernel-Oriented Algorithm for transmission expansion planning," *IEEE Trans on Power Systems*, Vol 15, No 4. Nov 2000, pp1434-1440
- [3] CREG, "Análisis De Gastos Eficientes De Administración, Operación Y Mantenimiento, Aom, En Distribución De Energía Eléctrica", Octubre 2002
- [4] CREG Circular 015-1997.
- [5] Decreto Supremo No 24709, Ley Eléctrica de Bolivia
- [6] ESCOBAR, A. "Planeamiento Dinámico de la Expansión de Sistemas de Transmisión Usando Algoritmos Combinatoriales", Tesis de Maestría, FIE, Universidad Tecnológica de Pereira, Feb 2002.
- [7] GARVER, L.L, "Transmisión Network Estimation Using Linear Programming", *IEEE Trans on Power Apparatus & systems*, Vol PAS-89, No 7, pp 1688-1697, Sept/oct 1970.
- [8] ROMERO, R. GALLEGO, R. A. and MONTICELLI, A. "Transmission System Expansion Planning by Simulated Annealing", *IEEE Trans on Power System*, Vol 11, No 1, pp 364-369, Feb 1996.
- [9] Resolución CREG 001-1994
- [10] Resolución CREG 155-1997
- [11] Resolución CREG 004-1999
- [12] Resolución CREG 026-1999
- [13] Resolución CREG 001-2000 Anexo 2
- [14] Resolución CREG 103-2000
- [15] Resolución CREG 073-2002
- [16] Resolución CREG 082-2002
- [17] ROMERO, R. MONTICELLI, A., "A Hierarchical Decomposition Approach for Transmission Network Expansion Planning", *IEEE Trans on Power Systems*, Vol 9, No 1, pp 373-380, feb 1994.
- [18] ROMERO, R. MONTICELLI, A., "A Zero One Implicit Enumeration Method for Optimizing Investments in Transmission Expanssion Planning", *IEEE Trans on Power Systems*, Vol 9, No 3, pp 1385-1391, Aug 1994.