

Propuesta de reducción de modelo para el problema de planeamiento de la expansión de la transmisión

Proposal for the reduction of the model used in the transmission expansion planning problem.

Andrés H. Domínguez¹, Ramón Gallego Rendón², Antonio H. Escobar Z³.
Facultad de Ingenierías, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia
andreshdominguez@gmail.com
aescobar@utp.edu.co
ragr@utp.edu.co

Resumen— Este artículo presenta una propuesta para obtener un modelo reducido aproximado para la red de transmisión cuando se utiliza el modelo DC dentro del proceso de solución del problema de planeamiento de la expansión de la red de transmisión de energía eléctrica. Se propone utilizar una red reducida para un sistema con restricciones de transmisión donde se eliminen las subestaciones del sistema y que produzca un corte de carga o potencia no servida (PNS) similar a la del sistema sin reducir.

Palabras clave— Planeamiento de la Transmisión, Codificación, Modelo DC, Modelo Reducido, Algoritmos Combinatoriales.

Abstract— the paper presents a proposal to obtain an approximate reduced model for the transmission system when a DC Model is used in the solution process of the transmission network expansion planning problem. The methodology proposes a reduced network in a system with transmission constraints where the substation had been removed from the system and the load shedding produced is closer between both the reduced and real system.

Key Word — Transmission Planning, Codification, DC Model, Reduced Model, Combinatorial Algorithms.

I. INTRODUCCIÓN

Cuando se resuelve el problema de planeamiento de la expansión de la red de transmisión de energía eléctrica se

determina el plan de inversiones de costo mínimo que debe realizarse sobre el sistema existente para que la red cumpla con los requerimientos de demanda y generación futura, en un escenario de largo plazo (10 años o más). Las inversiones consideran la instalación de nuevos transformadores o la construcción de nuevas líneas de transmisión. Este es un problema de Programación No Lineal Entero Mixto (PNL-EM) y hace parte de los denominados problemas NP-completos que se caracterizan porque no existen métodos de solución que encuentren soluciones de alta calidad para ellos en tiempos de cálculo polinomiales. Otra característica es que ningún método existente garantiza la obtención de la solución óptima global de estos problemas. Algunas técnicas encuentran un subconjunto de soluciones de alta calidad para estos problemas entre las que eventualmente puede encontrarse la solución óptima. En la literatura especializada existen varias propuestas para tratar de resolver el problema de planeamiento que van desde las denominadas técnicas exactas de optimización [1,2], hasta las técnicas metaheurísticas [3,4,5]. Las técnicas exactas son eficientes tanto en tiempo de cómputo como en calidad de la respuesta en sistemas de pequeña y en ocasiones de mediana complejidad. En problemas de gran tamaño y complejidad, a pesar de los grandes esfuerzos computacionales, estos métodos no logran encontrar soluciones de buena calidad. Las técnicas metaheurísticas muestran un buen desempeño tanto en problemas de baja, media y gran complejidad, encontrando soluciones de buena calidad, en ocasiones las óptimas, en tiempos razonables. Una característica importante de estas técnicas es su capacidad de evaluar de forma implícita grandes espacios de solución y de escapar de soluciones óptimas locales. Cuando el tamaño del problema aumenta, los tiempos de

¹ Ingeniero Electricista, Estudiante en Maestría en Ingeniería Eléctrica, Grupo Planeamiento en Sistemas Eléctricos, Joven investigador – Colciencias.

² Ingeniero Electricista, Ph.D.

³ Ingeniero Electricista, Ph.D.

evaluación también crecen, en ocasiones de manera prohibitiva. Por esta razón resulta interesante reducir, siempre que sea posible, el tamaño del problema conservando las características esenciales del problema sin reducir.

En un sistema eléctrico que opera con varios niveles de tensión, existen subestaciones que facilitan la interconexión entre corredores de diferente nivel de tensión. En las redes de transmisión es posible hacer una evaluación de los requerimientos de subestaciones en las alternativas de expansión y definir de manera determinística la existencia o no de subestaciones, de su tamaño y de la reactancia equivalente de la subestación. De esta forma, las técnicas metaheurísticas se encargarían exclusivamente de determinar *que, donde y cuantas* nuevas inversiones deben realizarse en líneas de transmisión y, a partir de esta propuesta, se establecen las subestaciones eléctricas necesarias, su efecto en la operación del sistema y los costos asociados para agregarlos a la alternativa de inversión. Tradicionalmente, tanto las subestaciones como las inversiones en líneas de transmisión son determinadas por la técnica metaheurística, lo que da origen a vectores de decisión de gran tamaño. Con la metodología propuesta se produce una reducción significativa del tamaño del vector de decisión lo que permite reducir también el esfuerzo computacional y el tiempo de cálculo necesario.

La metodología propuesta permite reducir el tamaño del espacio de búsqueda del problema, a través de un proceso que elimina la ubicación estocástica de las subestaciones en las propuestas y en su lugar realiza una ubicación determinística para estas, en función de las propuestas de adición de líneas de transmisión. El proceso de reducción intenta conservar los efectos eléctricos y económicos de las subestaciones en las propuestas. Es importante tener en cuenta que en la literatura especializada existen propuestas de reducción de redes a través de circuitos equivalentes pero que ninguna de estas considera la reducción de una red con restricciones de capacidad en sus elementos.

II. PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISION Y SU CODIFICACION

El problema de planeamiento de la transmisión puede ser formulado como se muestra en el sistema (2.1).

$$\begin{aligned}
 \min v &= \sum_{(i,j) \in \Omega} c_{ij} n_{ij} + \alpha \sum_{i \in \Omega_i} r_i \\
 \text{s.a.} & \\
 Sf + g + r &= d & (2.1) \\
 f_{ij} - (\theta_i - \theta_j) \gamma_{ij}^{eq} &= 0 \\
 |\theta_i - \theta_j| &\leq \frac{\bar{f}_{ij}}{\gamma_{ij} * (n_{ij} + n_{ij}^0)} \\
 0 \leq g &\leq \bar{g} \\
 0 \leq n_{ij} &\leq \bar{n}_{ij} \\
 0 \leq r &\leq d \\
 n_{ij}, n_{ij}^0 &\text{ Entero} \\
 \gamma_{ij}^{eq} &\text{ Discreto} \\
 f_{ij}, \theta_j &\text{ Irrestringido} \\
 i, j &\in \Omega
 \end{aligned}$$

Donde c_{ij} es el costo de adicionar un circuito en la rama $i-j$, Ω representa el conjunto de los corredores de transmisión existentes en la red base y corredores de transmisión nuevos, Ω_i es el conjunto de nodos con carga, α es un parámetro de penalización asociado a la potencia no servida, r es el vector de generadores artificiales, S es la matriz de incidencia nodo-rama del sistema eléctrico, f es el vector de flujos cuyos elementos representan el flujo total en el camino $i-j$, g es el vector de generaciones nodales, d es el vector de demandas nodales, γ_{ij}^{eq} es la susceptancia equivalente en el corredor $i-j$, θ es el vector de ángulos nodales, \bar{f}_{ij} es el flujo máximo permitido para un circuito en el camino $i-j$, \bar{g} es el vector de máxima generación nodal, n_{ij} es el número de circuitos adicionados en la rama $i-j$, \bar{n}_{ij} es el número máximo de circuitos adicionados en la rama $i-j$, y n_{ij}^0 es el número de circuitos en la rama $i-j$ en la configuración base o inicial.

Las dos primeras restricciones del sistema (2.1) representan la primera y segunda ley de Kirchoff, el conjunto restante de restricciones son operativas o de inversión: límites de flujo de potencia por las líneas, límites en generación y límites de adición de circuitos. El problema es PNL-EM, debido a la presencia de variables de tipo entera, como el número de circuitos adicionados en cada rama, y a la existencia de las restricciones correspondiente a la segunda ley de Kirchoff, que son no lineales [6].

Para dar solución al problema de planeamiento de la transmisión el esquema de codificación más usual es la codificación entera.

1-2	2-3	2-4	3-6	3-5	5-6	6-7
1	0	2	1	0	1	1

Figura 2.1. Esquema de codificación Planeamiento de la Transmisión

La figura 2.1 muestra un ejemplo de codificación entera y la forma que asume una alternativa de inversión que va a ser analizada operativamente. En el ejemplo, se propone la adición de un circuito en los corredores 1-2, 3-6, 5-6 y 6-7; la adición de dos circuitos en el corredor 2-4; y no se proponen adiciones en los corredores 2-3 y 3-5 [5]. El nombre de los corredores $i-j$ depende de los nombres de los nodos inicial y final del corredor, y la variable n_{ij} se utiliza para designar la cantidad de adiciones propuestas por corredor [7].

En el ejemplo anterior algunos elementos n_{ij} pueden corresponder al número de transformadores que se sugiere adicionar en una subestación. Estas son las variables que se buscan reducir.

Dada una propuesta de solución definida por un conjunto de valores n_{ij} [7], el problema (2.1) se reduce al siguiente problema de programación lineal:

$$\begin{aligned}
 \min v &= \alpha \sum_{i \in \Omega_i} r_i \\
 \text{s.a.} & \\
 Sf + g + r &= d & (2.2) \\
 f_{ij} - (\theta_i - \theta_j) \gamma_{ij}^{eq} &= 0 \\
 |\theta_i - \theta_j| &\leq \frac{\bar{f}_{ij}}{\gamma_{ij}^*(n_{ij} + n_{ij}^0)} \\
 0 \leq g &\leq \bar{g} \\
 0 \leq r &\leq d
 \end{aligned}$$

El sistema (2.2) se conoce como modelo DC con generación ficticia, y a través de su solución es posible determinar si una propuesta de solución logra atender toda la demanda a pesar de la existencia de restricciones de transmisión. Si la demanda no atendida es cero la solución es adecuada. La existencia de generadores ficticios permite la convergencia del método en casos donde parte de la demanda del sistema no puede ser atendida por causa de las restricciones.

III. CODIFICACION DE UNA PROPUESTA.

En la literatura especializada existen propuestas de codificación para el problema de planeamiento de la transmisión en el cual se considera la expansión de líneas y de subestaciones [3, 4, 5]. Otros trabajos [8] eliminan las subestaciones pero incluyen sus costos de expansión con base a su capacidad, pero no consideran el efecto eléctrico de estos transformadores en la red. En la metodología que se presenta en este trabajo se eliminan los transformadores de la red, por lo tanto no aparecen en la codificación, pero su efecto eléctrico es parcialmente considerado al aplicar equivalentes de red a través de una combinación de la técnica de eliminación de nodos y el traslado de cargas

existentes en los nodos eliminados. El costo de los transformadores se considera de forma exacta.

A. Equivalentes de Red y Reducción

Los equivalentes de red permiten reducir un sistema eléctrico eliminando parte de la red pero conservando sus efectos. La parte de la red que se elimina puede incluir nodos, líneas, generadores o cargas. En este trabajo se considera la transferencia de la impedancia de los transformadores y de la carga conectada a ellos al resto de la red. Considérese una red eléctrica para la cual se tiene el siguiente sistema de ecuaciones:

$$[Y][V]=[I] \tag{3.1}$$

Dónde:

- [Y] Matriz de Admitancias
- [V] Vector de Tensiones Nodales
- [I] Inyección de Corriente Nodal

Para eliminar el nodo k de un sistema de n nodos, se realiza un proceso en el que intervienen los elementos de la matriz de admitancias y el vector de inyección de corrientes nodales del sistema. Los elementos de la nueva matriz de admitancias y las nuevas inyecciones de corriente pueden obtenerse usando las siguientes relaciones [9]:

$$Y_{ij}^r = Y_{ij} - \frac{Y_{ik} Y_{kj}}{Y_{kk}} \tag{3.2}$$

$$I_m^r = I_m - \frac{Y_{mk}}{Y_{kk}} I_k \tag{3.3}$$

El método de reducción se aplica para eliminar nodos en los que no existen cargas ni generadores. Para obtener dicha reducción basta con aplicar la ecuación (3.2). En esta expresión Y_{ij} es el componente $i-j$ de la matriz admitancia del sistema y k es el índice del nodo que desea eliminarse. Esta eliminación asume que los elementos del sistema no tienen restricción de capacidad.

B. Esquema de codificación

Considérese un sistema de n nodos, en el cual se desea reducir el nodo k :

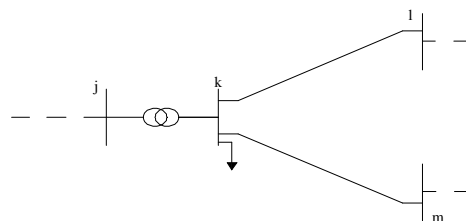


Figura 3.1. Subsistema sujeto a reducción

La codificación tradicional para el sistema anterior es como se muestra en la Figura 3.2 en la que intervienen 3 corredores para el ejemplo propuesto.

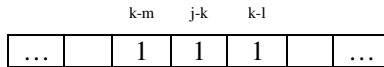


Figura 3.2. Esquema de codificación del subsistema de la figura 3.1

Nótese que en el tramo $j-k$ existe un transformador. La propuesta es transferir el efecto de la reactancia del transformador al resto del sistema y transferir la potencia neta inyectada en el nodo k , de acuerdo a su impedancia. Cuando se realiza la eliminación del nodo k , en ese caso, en el subsistema aparecen tres corredores nuevos entre $l-m$, $j-l$ y $j-m$, además la carga conectada en k debe transferirse a los nodos frontera (l, m y j). Al realizar este proceso sobre todos los transformadores de un sistema, se obtiene un nuevo sistema con menos nodos pero con nuevas rutas de transmisión (no reales), las cuales aumentan de acuerdo al número de nodos que presentan conexión con las subestaciones que se desean reducir. Pruebas experimentales muestran que los flujos de potencia sobre los nuevos corredores que aparecen y que no están asociados a corredores físicos reales son pequeños y por lo tanto pueden ser eliminados de la nueva red con baja afectación de los resultados (ver apéndice A). En el circuito de la figura 3.1 el valor de la reactancia del transformador conectado entre $j-k$ se usa para redefinir las reactancias de los corredores reales $k-l$ y $k-m$. Esto es automático en el proceso de reducción del nodo k . En este mismo proceso aparece un corredor nuevo entre $l-m$ que no es un corredor físico real, con una reactancia muy grande y un flujo a través de él muy pequeño. El circuito inicial entonces se aproxima a un nuevo circuito donde solo aparecen los nodos j , l y m , con valores para las reactancias $j-l$ y $j-m$, y que reemplazan a las antiguas reactancias $k-l$ y $k-m$, correspondientes a corredores físicos reales, y no se incluye el corredor $l-m$, que surge después de la reducción, por el poco impacto de su efecto. Este proceso permite eliminar los transformadores del sistema y, consecuentemente, de la codificación de la propuesta de inversión, produciendo una reducción del espacio de búsqueda. Debe tenerse en cuenta que las técnicas de reducción no consideran sistemas restringidos y en consecuencia los resultados son aproximados para sistemas con restricciones activas, como se muestra en el apéndice A.

IV. RESULTADOS

A continuación se presentan los resultados, en los cuales se evidencia el efecto de incluir o no las subestaciones en una red, y las implicaciones de no transferir la potencia inyectada del nodo eliminado. Se muestran los resultados en forma de casos, y en estos se compara la demanda no atendida, o corte de carga, usando: un método exacto, la metodología propuesta, y la eliminación del transformador sin tener en cuenta sus efectos. Para las pruebas se usa un flujo de carga DC, implementado en Fortran 90, utilizando el sistema Sur Brasileiro de la figura 4.1. Los datos de este

sistema se encuentran en [10]. Para el sistema Sur Brasileiro se realizan pruebas reduciendo 3 de los 11 transformadores existentes en la topología inicial. En cada caso, los transformadores que se reducen se encuentran entre 18-19, 20-21 y 42-43.

Caso 1: Alternativa que considera que existe un transformador entre 20-21, 42-43 y 18-19.

Método	Corte de Carga en la Red (MW)
Exacto	2278.162
Metodología Propuesta	2302.3866
Eliminación Sin Efectos	2324.6171

Caso 2: Alternativa que considera que existe un transformador entre 20-21 y 42-43, y dos transformadores entre 18-19.

Método	Corte de Carga en la Red (MW)
Exacto	2259.599
Metodología Propuesta	2273.9566
Eliminación Sin Efectos	2324.6171

Caso 3: Alternativa que considera que existen dos transformadores entre 20-21 y un transformador entre 42-43 y 18-19.

Método	Corte de Carga en la Red (MW)
Exacto	1585.9901
Metodología Propuesta	1601.760093
Eliminación Sin Efectos	1610.5625

Caso 4: Alternativa que considera que existen tres transformadores entre 20-21, y un transformador entre 42-43 y 18-19.

Método	Corte de Carga en la Red (MW)
Exacto	1422.635
Metodología Propuesta	1358.093
Eliminación Sin Efectos	1420.642

Para observar el efecto de la transferencia de potencia inyectada nodal, se consideran además los corredores 28-41 y 41-43, y el transformador entre 40-41. En todos los casos siguientes se eliminan todos los transformadores.

Caso 5: Alternativa que considera que existe un transformador entre 20-21, 42-43, 18-19, y 40-41, y un circuito entre 28-41 y 41-43.

Método	Corte de Carga (MW) transfiriendo la potencia inyectada	Corte de Carga (MW) sin transferir la P inyectada
Exacto	2126.2338	2126.2338

Metodología P.	2154.78612	2115.6575
Eliminación S. E.	2291.3777	2251.006

Caso 6: Alternativa que considera que existe un transformador entre 20-21, 42-43, 18-19, tres transformadores entre 40-41, y un circuito entre 28-41 y 41-43.

Método	Corte de Carga en la Red (MW) / transfiriendo la potencia inyectada	Corte de Carga (MW) sin transferir la P inyectada
Exacto	2096.577	2096.577
Metodología P.	2120.6263	2106.4584
Eliminación S. E.	2266.3930	2251.006

A continuación se muestran los resultados obtenidos al eliminar todos los transformadores de la mejor solución reportada en la literatura especializada para el problema de planeamiento estático de la transmisión en el sistema sur brasilero [14].

Método	Corte de Carga en la Red (MW) / transfiriendo la potencia inyectada	Corte de Carga (MW) sin transferir la P inyectada
Exacto	0	0
Metodología P.	0	0
Eliminación S. E.	34.032	34.032

Finalmente se prueba una propuesta de inversión con corte de carga de 583.2878 MW, se realizan las siguientes adiciones: $n_{1-7}=1$, $n_{13-18}=1$, $n_{20-21}=2$, $n_{42-43}=1$.

Método	Corte de Carga en la Red (MW) / transfiriendo la potencia inyectada	Corte de Carga (MW) sin transferir la P inyectada
Exacto	583.28782	583.28782
Metodología P.	597.4323	597.4323
Eliminación S. E.	602.400	602.400

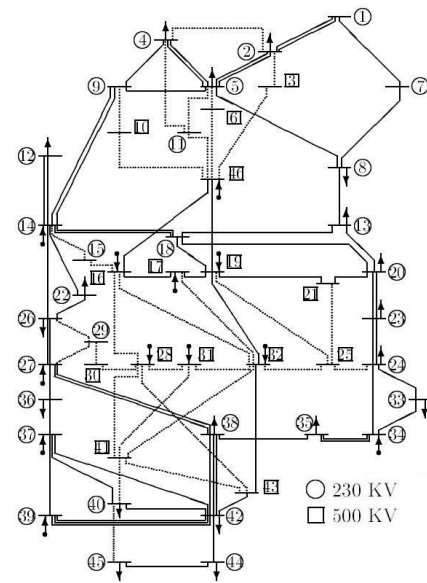


Figura 4.1. Sistema Sur Brasilero

V. CONCLUSIONES

Al implementar una metodología de reducción de nodos y de traslado de la potencia inyectada de los nodos que se eliminan, se encuentra que en una red correspondiente a un sistema de potencia restringido, que se resuelve usando el método de flujo de carga DC, la red reducida presenta un corte de carga similar al de la red sin reducir. Los resultados, sin embargo, resultan diferentes por causa de la existencia de circuitos congestionados. Los métodos tradicionales de reducción de circuitos asumen que la capacidad de todos los elementos del sistema es ilimitada, lo que no permite su implementación directa en circuitos con congestamiento.

En aplicaciones de planeamiento óptimo de redes de transmisión de energía eléctrica, los resultados obtenidos durante el proceso iterativo están normalmente asociados a redes congestionadas. En los pasos intermedios del proceso de optimización no se requiere gran exactitud en la solución dado que las respuestas parciales no son aceptadas como solución final debido a la existencia de corte de carga. En la solución final, o cerca a esta, si resulta importante una solución cercana o igual a la real. De otro lado, los sistemas de potencia son de gran tamaño y contienen varias subestaciones que tradicionalmente hacen parte de las variables de decisión del problema. A través de la metodología propuesta se busca reducir significativamente el esfuerzo computacional reduciendo el tamaño del espacio de búsqueda. Esto puede realizarse si las subestaciones son definidas determinísticamente a partir de la información de las líneas propuestas para los corredores del sistema y sus tensiones, y se eliminan tanto del vector de decisiones como del flujo de carga DC que se resuelve, después de aplicar un proceso de reducción de nodos.

Los resultados muestran que la metodología propuesta se aproxima al flujo DC exacto y que los valores obtenidos

mejoran en casi todos los casos a la opción de simplemente eliminar las subestaciones sin involucrar el efecto de sus reactancias en el resto del sistema. En particular los resultados obtenidos son iguales a los del sistema original cuando este sistema no presenta corte de carga. La coincidencia entre la solución exacta y la obtenida con la propuesta, en la solución final (sin corte de carga) es causada por el hecho de que en la solución final el problema es irrestricto y allí la técnica de reducción opera adecuadamente.

Al aplicar esta metodología se busca mejorar la eficiencia de los algoritmos combinatoriales usados para resolver el problema de planeamiento de la expansión de sistemas de transmisión.

REFERENCIAS

- [1]. Sánchez, I.G.; Romero, R.; Mantovani.; Rider M.J. "Transmission-expansion planning using the DC model and nonlinear-programming technique". IEE Proceeding in Generation Transmission and Distribution, vol. 152, No. 6, pp. 763-769, November 2005.
- [2]. Garver, L.L "Transmission network estimation using linear programming". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-89, n. 7, pp. 1688-1697, 1970.
- [3]. Romero, R.; Monticelli, A. "A Hierarchical decomposition approach for transmission network expansion planning". IEEE Transactions on Power Systems, v. 9, n. 1, pp. 373-380, 1994.
- [4]. Romero, R.; Gallego, R.; Monticelli, A. "Transmission system expansion planning by simulated annealing". IEEE Transactions on Power Systems, v. 11, n. 1, pp. 364-369, 1996.
- [5]. Escobar, A. "Planeamiento dinámico de la expansión de sistemas de transmisión usando algoritmos combinatoriales". Tesis para optar al título de Maestría en Ingeniería eléctrica, programa de ingeniería Eléctrica, Universidad Tecnológica de Pereira 2002.
- [6]. Escobar, A.; Romero, R.A.; Gallego, R. A. "Modelos usados en el planeamiento de la expansión a largo plazo de sistemas de transmisión de energía eléctrica". Universidad Tecnológica de Pereira 2010, ISBN: 978-958-722-077-3, pp. 3-76.
- [7]. Gallego, R.; Escobar, A.; Toro E.M. "Técnicas metaheurísticas de optimización". Universidad Tecnológica de Pereira 2008, ISBN: 978-958-722-007-0 pp. 54-61.
- [8]. Jalilzadeh S.; Shayeghi H.; Mahdavi M.; Hadadian H. "A GA Based Transmission Network Expansion Planning Considering Voltage Level, Network Losses and Number of

Bundle Lines". American Journal of Applied Sciences 6 (5): 970-977, 2009.

- [9]. Monticelli, A., Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica, Ed. Edgar Blücher Ltda., 1983, pp. 45-49.
- [10]. Gallego L. A. Planeamiento de la expansión de Redes de Transmisión de energía eléctrica Considerando Contingencias. Tesis para optar al título de Maestría en Ingeniería eléctrica, programa de ingeniería Eléctrica, Universidad Tecnológica de Pereira 2005, p 165.

APENDICE

A. Efecto de los límites de capacidad en la reducción de circuitos.

Los equivalentes de circuitos han sido planteados para ser aplicados en sistemas irrestrictos. En sistemas restrictos, con restricciones activas, los resultados muestran diferencias respecto a los valores reales. Esto explica la diferencia de resultados entre el sistema sin reducir de la figura 1.A y el sistema reducido de la figura 2.A. En este caso, el sistema original de 4 nodos (figura 1.A.) se reduce a un sistema de 3 nodos, eliminando el nodo 2. El sistema original presenta un corte de carga de 40.62 MW en el nodo 3, el cual se representa como un generador ficticio r en dicho nodo. Este corte de carga es producido por la activación de la restricción de capacidad del corredor 2-3 que es de 100MW. En el circuito reducido (figura 2.A.) se muestra el resultado obtenido cuando se aplica reducción y se conservan los valores de las restricciones de transmisión en los corredores. El corredor original 2-3 ahora se denomina 1-3 y el 2-4 se denomina 1-4. Se observa que por efecto de la reducción aparece un nuevo circuito entre 3-4. Al aplicar el método de flujo DC al nuevo sistema se obtiene un corte de carga de 39.810 MW. Experimentalmente se encuentra que reduciendo la capacidad de potencia de la línea 1-3 en 0.541 MW, en el último sistema, se obtiene el mismo corte de carga original y se recupera el valor de la abertura angular entre 3-4, la cual había cambiado en el sistema reducido restricto. La tabla 1.A. muestra la capacidad de los elementos del sistema y sus reactancias antes y después de la reducción.

Los resultados anteriores alientan la investigación de equivalentes de red en sistemas restrictos con restricciones activas.

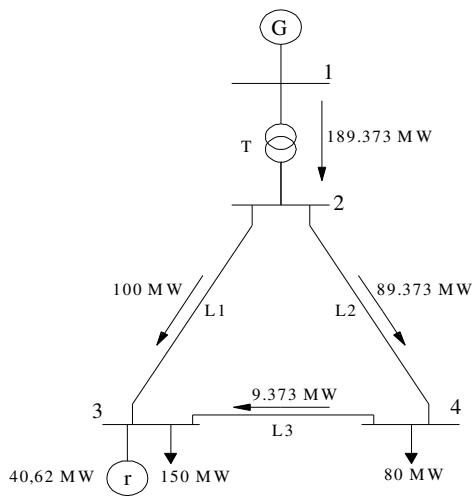


Figura 1.A. Sistema 4 Barras

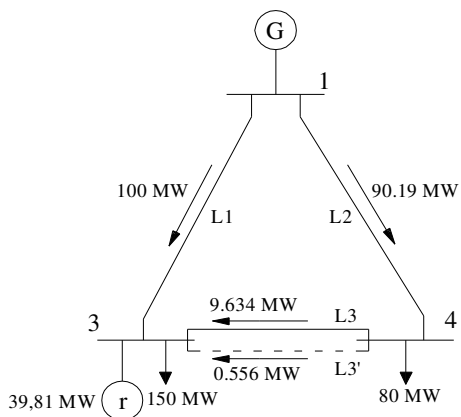


Figura 2.A. Equivalente Sistema 4 Barras

Línea	Capacidad (MW)	Xij / Antes	Xij / Después
G	300	-	-
T	300	0,0125	0
L1	200	0,2205	0,2455
L2	100	0,2205	0,2455
L3	100	0,2500	0,2500
L3'	20	-	4,3306

Tabla 1.A. Datos Sistema 4 Barras