

REMUNERACIÓN DE LOS SERVICIOS DE TRANSMISIÓN

CLAUDIA CRISTINA ESTRADA MONTES

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
ESPECIALIZACIÓN DE INGENIERIA ELECTRICA
MANIZALES**

2001

REMUNERACIÓN DE LOS SERVICIOS DE TRANSMISIÓN

CLAUDIA CRISTINA ESTRADA MONTES

Código 30315901

**Trabajo de grado para optar al título de Especialista en Ingeniería Eléctrica con
énfasis en distribución.**

Director

HERNANDO DIAZ, PhD

Ingeniero Electricista

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA

ESPECIALIZACIÓN DE INGENIERIA ELECTRICA

MANIZALES

2001

INDICE

INTRODUCCIÓN *

1	COSTO DE LAS TRANSACCIONES DE TRANSMISIÓN	*
1.1.	Categorías de las Transacciones de Transmisión	*
1.2.	Costos de las Transacciones de Transmisión	*
1.2.1	Costos de Operación	*
1.2.2	Costos de Oportunidad	*
1.2.3	Costos de Refuerzo	*
1.2.4	Costo del Sistema Existente	*
2	TARIFAS DE TRANSMISIÓN BASADAS EN LOS COSTOS	*
2.1.	Paradigmas de las Tarifas de Transmisión	*
2.1.1	Paradigma de la Tarifa de Costos Embebidos	*
2.1.2	Paradigma de la Tarifa Incremental de Transmisión	*
2.1.3	Paradigma Compuesto de Tarifa Fija/Incremental	*
2.2.	Metodología para Tarifas de Transmisión	*
2.2.1	Metodología de Costos Embebidos	*
2.2.2	Metodología para las Tarifas Incrementales	*
3	ASIGNACIÓN DE COSTOS FIJOS DE TRANSMISIÓN POR TEORÍA DE JUEGOS COOPERATIVOS	*
3.1.	Definición de Sistemas de Potencia Descentralizados	*
3.2.	Aplicación a las Transacciones de Transmisión	*
4	REGLAMENTACIÓN DE COLOMBIA PARA EL COBRO DE LOS CARGOS POR USO EN EL STN	*

4.1. Metodología para el Establecimiento de Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Nacional *

4.1.1 Costos Unitarios de Transmisión *

4.1.2 Escenarios de exigencia sobre la red *

4.1.3 Costos Nodales de Transmisión *

4.1.4 Determinación de los Cargos *

4.2. Distribución de los Ingresos entre los propietarios de la red *

4.3. Valores de los cargos máximos *

4.4. Ejercicio de aplicación de la metodología anterior *

4.5. Evolución de la Estructura de Cargos por Uso del STN en Colombia *

4.6. Metodología de Transición para el cálculo y aplicación de cargos por uso del STN durante el año 2000 *

4.6.1 Ingreso Regulado del STN correspondiente al año 2000. *

4.6.2 Cargos por uso del STN aplicables a los generadores durante el año 2000 *

4.6.3 Cargos por Uso del STN aplicables a los Comercializadores. *

4.6.4 Cálculo de los Cargos por Uso Monomios Horarios del STN a partir del Cargo por Uso Monomio *

CONCLUSIONES *

BIBLIOGRAFÍA *

ANEXOS

CARGOS POR USO DEL STN ESTIMADOS PARA EL AÑO 2000 *

Generadores*

Comercializadores *

MAPA CON LA ZONIFICACIÓN DE LOS CARGOS POR USO DEL STN *

DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL *

CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE TRANSPORTE EN TIEMPO REAL *

Técnica de Newton Raphson (NRWL) *

Técnica Desacoplada (FDWL) *

Técnica de Estimación (EWL) *

Implementación de la técnica *

Algoritmo Newton Raphson (NRWL) *

Algoritmo Desacoplado (FDWL) *

Algoritmo de Estimación (EWL) *

INTRODUCCIÓN

El nuevo esquema del sector eléctrico en Colombia condujo a la separación de los negocios que componen la cadena de suministro de energía eléctrica, en esta participan diferentes agentes tanto privados como públicos en las diversas actividades en que fue dividida.

Bajo esta concepción los agentes requieren recuperar la inversión realizada en la prestación del servicio, en los cuales ellos participan. Esto ha originado que determinados tipos de negocios en el cual se presenta posición dominante, como el de la transmisión, se requiera de un esquema de regulación el cual sea implementado y vigilado por parte del estado, con el fin de evitar abusos en el cobro de este servicio. Por ello para lograr la recuperación de la inversión y las ganancias en la actividad de la transmisión se han diseñado diversas metodologías, las cuales buscan obtener una tarifa óptima para dicha recuperación. En general esta tarifa debe satisfacer requerimientos, tales como:

- Eficiencia económica: Las tarifas deben reflejar el costo económico real del servicio suministrado, evitando el subvencionamiento entre diferentes nodos de la red y diferentes tiempos de uso.
- Recuperación de los ingresos de la empresa: Se requiere que las tarifas perciban los ingresos apropiados para la empresa de transmisión.
- Transparencia y estabilidad: El sistema tarifario debe ser transparente para todos los usuarios y participantes.

Este trabajo se compone de cuatro secciones, en la primera de ellas se presentan los diferentes costos en los que incurren las transacciones de transmisión y las metodologías utilizadas para su estimación.

En la segunda sección se presentan los conceptos técnicos de las tarifas de transmisión en el cual se explican los dos paradigmas fundamentales en los cuales se basan éstas. De igual manera se presentan las filosofías de las diversas metodologías que permiten recuperar dichos costos, mostrando para cada una su estructura de costos, los cuales permitirán la recuperación de la inversión en la transmisión por parte de los diferentes agentes.

La tercera sección presenta un método para asignar los costos fijos de la red de transmisión entre diferentes participantes, utilizando la teoría cooperativa de juegos.

La cuarta sección presenta la evolución que han tenido los cargos por uso en el Sistema de Transmisión Nacional. Adicionalmente se desarrolla un ejercicio en el cual se obtienen los cargos por uso para generadores y comercializadores en un

sistema de tres nodos, empleando la metodología expuesta en la Resolución CREG 02 de 1994.

Finalmente en esta sección se muestra el esquema de la nueva estructura tarifaria la cual promueve la generación, de tal manera que ésta sea eficiente económicamente y recupere los ingresos de las empresas a través de cargos estables, predecibles y fáciles de administrar.

La parte final de este trabajo presenta las características principales de las técnicas empleadas para el cálculo de las pérdidas de energía en la transmisión en tiempo real, utilizando factores de participación económica.

1. COSTO DE LAS TRANSACCIONES DE TRANSMISIÓN

Este capítulo considera notas textuales del artículo N° 4, Volumen 6 de 1991 de "Transactions on Power Systems", de la IEEE.

Para las empresas de energía es necesario saber cuáles son los costos de suministrar los servicios en forma separada con el fin de tomar decisiones económicas y de ingeniería acertadas. El objetivo principal de este documento es suministrar guías básicas para identificar y evaluar los costos de las transacciones de transmisión.

Una transacción de transmisión se refiere al componente de transmisión del servicio suministrado por una empresa de energía. El costo de la transacción de transmisión depende de su tipo y tiene varias componentes.

1.1 Categorías de las Transacciones de Transmisión

Las transacciones realizadas en la actividad de la transmisión pueden ser firmes y no firmes. Son firmes cuando no están sujetas a interrupciones e imponen una reserva de capacidad a las empresas para satisfacer las necesidades de la transacción y las transacciones son no firmes cuando pueden limitarse a la reserva de la compañía o cuando la capacidad de transmisión es disponible en áreas y tiempos específicos del sistema.

Las transacciones a largo plazo se realizan durante periodos de varios años lo suficientemente largos como para permitir la construcción de nuevas empresas de transmisión y a corto plazo las transacciones pueden ser realizadas en períodos de pocas horas y pueden llegar a períodos hasta de dos años. Estas transacciones pueden venir de un contrato bilateral o como parte de un arreglo de negocios.

1.2 Costos de las Transacciones de Transmisión

Los costos del servicio de transmisión se dividen en costos de operación, costos de oportunidad, costos de refuerzo y costos del sistema existente.

Los componentes de los costos y su proceso de evaluación varían de acuerdo al tipo de transacción. Todos los tipos de transacciones de transmisión incurren en costos de operación. A continuación se presenta la composición del costo total.

$$TC_t = OPG_t + OPY_t + RFT_t + EXT_t$$

(1.1)

Donde:

TC_t : costo total

OPG_t : costo de operación

OPY_t : costo de oportunidad

RFT_t : costo de refuerzo

EXT_t : costo del sistema existente

1.2.1 Costos de Operación

Son los costos de producción debido a la reprogramación y el redespacho de generación. El redespacho de generación se produce por los cambios en las pérdidas y restricciones de operación tales como el flujo de transmisión y límites de voltaje en las barras. La reprogramación es debido al tiempo y costo de arranque de la unidad generadora y los requerimientos de reserva rodante. El costo de producción se reduce mejorando el despacho y la programación de generación.

Este costo puede estimarse usando un flujo de carga óptimo y la función del costo depende del objetivo de las empresas de energía, el cual generalmente consiste en minimizar el costo total de producción.

Con los modelos de flujo de carga existentes no es posible calcular los costos de operación incurridos por la reprogramación, para lo cual se hace necesario utilizar dos aproximaciones.

- **Aproximación de Diferencia**

El flujo de carga se ejecuta con y sin la transacción para identificar la variación en el costo de producción total.

- **Aproximación de Sensibilidad**

El costo de MW negociado se puede estimar como la diferencia entre el costo óptimo de potencia en todos los puntos de distribución y los puntos de recepción. Para esta aproximación se tiene entonces.

$$OPG_t = \sum_i^{B_t} BMC_i * P_{ij,t} \quad (1.2)$$

BMC_i : costo óptimo de potencia en la barra i

$P_{ij,t}$: Potencia inyectada en la barra i debido a la transacción t

B_t : Conjunto de barras de transmisión involucradas en la transacción (puntos de recepción y distribución).

La aproximación de diferencia es más precisa que la de sensibilidad en transacciones simples con gran cantidad de potencia transada, pero su desventaja es la necesidad de ejecutarla dos veces en cada transacción.

La aproximación de sensibilidad tiene la ventaja que es simple de implementarla y aplicarla en todos los tipos de transacción, pero es imprecisa si el tamaño de la transacción es grande comparada con la carga propia y generación en el sistema de transmisión.

Por lo tanto, para la toma de una decisión correcta acerca de una transacción se hace necesario evaluar primero el costo de operación de la transacción y un pronóstico a corto plazo de la operación del sistema.

Para las transacciones de períodos cortos estas decisiones se pueden hacer fácilmente, mientras que para transacciones de largo plazo el costo de operación a lo largo de la duración de la transacción se debe estimar usando un modelo el cual simula la operación óptima del sistema de potencia cronológicamente, mientras toma en cuenta todos los impactos y restricciones debido al sistema de transmisión. Sin embargo el costo de operación para largo plazo a pesar de no ser práctico puede aproximarse usando el modelo de flujo de carga óptimo y curvas de duración de carga de la siguiente forma:

- Creando varios escenarios de operación para cada año durante la duración de la transacción, basados en los niveles de carga de la curva de duración de carga.
- Calculando el costo de producción de la transacción para cada uno de estos escenarios usando el flujo de carga óptimo.

El costo de operación total se calcula como el tiempo de duración de la suma ponderada de los costos de operación para todos los escenarios.

1.2.2 Costos de Oportunidad

Estos costos corresponden a las ganancias no obtenidas debido a las restricciones de operación y se deben a uno o ambos de los siguientes mecanismos.

- No obtener ahorros en los costos de producción ya que la empresa no puede transmitir energía a precios más bajos debido a las restricciones de operación.
- El cambio en el costo del sistema de transmisión existente debido a las transacciones firmes sustituidas por las restricciones de operación.

El costo de oportunidad es el componente más vago de los costos de una transacción de transmisión y existe muy poca experiencia en la evaluación de estos. La siguiente es una metodología propuesta para estimar los costos de oportunidad.

- A. Ordenar todas las transacciones en el sistema de acuerdo a un criterio válido como minimizar el costo total a todos los usuarios de la empresa, sujetos a las restricciones de operación y las obligaciones de servicio de la empresa. Es decir, primero van las ventas de potencia a cargas propias y a las transacciones firmes, luego las transacciones limitadas y por último las transacciones en la categoría como disponibles y todas las transacciones potenciales firmes y no firmes.
- B. Excluir la transacción que se está estudiando y se incluyen todas las transacciones que pueden acomodarse óptimamente en el sistema existente sin violar las restricciones de operación. Se calcula OPG_1 y la contribución total del costo del sistema de transmisión existente por las transacciones potenciales, EXT_{p1} .
- C. Incluir la transacción que se está estudiando y calcular el costo de operación OPG_2 y la contribución total EXT_{p2} como en el paso B.
- D. Evaluar el cambio en el costo de operación calculado en los pasos A y B

$$OPY_{t1} = OPG_2 - OPG_1. \quad (1.3)$$

OPY_{t1} es la porción del costo de oportunidad para la transacción estudiada y se aplica a todo tipo de transacción.

- E. Evaluar el cambio en las contribuciones por las transacciones potenciales al costo del sistema de transmisión existente calculado en b) y c).

$$OPY_{t2} = EXT_{p1} - EXT_{p2} \quad \text{si } EXT_{p1} > EXT_{p2} \quad (1.4)$$

ó

$$OPY_{t2} = 0 \quad (1.5)$$

OPY_{t2} es otra porción del costo de oportunidad de la transacción en estudio y solo se usa en transacciones firmes.

- F. Evaluar el costo de oportunidad como:

$$OPY_t = OPY_{t1} + OPY_{t2} \quad (1.6)$$

- G. Los pasos A hasta F se pueden repetir para varios escenarios de operación y agregarlos si OPY es determinado sobre un periodo de tiempo.

3. Costos de Refuerzo

Es el costo de todos los refuerzos de transmisión necesarios para la transacción y los costos de refuerzos planeados, los cuales son diferidos por la transacción. El componente de este costo sólo se aplica a transacciones firmes. Técnicamente el problema involucra la solución de la expansión de transmisión a mínimo costo en respuesta a una nueva transacción.

Como una transacción de transmisión hace uso de las barras existentes del sistema, se supone que la transacción involucra interconexión de las empresas de transmisión existentes. Se propone la siguiente metodología para estimar el costo de refuerzo de una transacción de transmisión.

- A. Identificar todas las trayectorias factibles para los refuerzos de transmisión (el conjunto de todas las barras donde se puedan acomodar nuevas empresas de transmisión y fuentes adicionales de potencia reactiva).

También identificar los incrementos disponibles de refuerzo y el costo para cada incremento de refuerzo.

- B. Identificar todos los refuerzos de transmisión que son planeados con mayor grado de seguridad y sus costos estimados para todo el horizonte de planeación de las empresas de energía.
- C. Identificar los escenarios de operación considerados más críticos para los refuerzos de transmisión en cada año del horizonte de planeación. La condición del pico de carga del sistema a menudo constituye un escenario.
- D. Adicionar la transacción en estudio a todos los escenarios críticos identificados en el paso C.

Usar un flujo de potencia óptimo para asegurar la operación óptima del sistema de transmisión al igual que para satisfacer las restricciones de operación en el horizonte completo de planeación.

Se deben usar flujos de potencia estándar y análisis de transitorios cuando sea apropiado para asegurar la operación bajo situaciones de contingencia .

Si no son requeridos refuerzos se debe ir al paso F, en caso contrario ir al paso E.

- E. Identificar el costo mínimo del refuerzo de transmisión que eliminaría todas las infactibilidades detectadas en D; ésta es una porción del costo de refuerzo RFT_{t1} y es positivo.
- F. Determinar si la transacción que se adiciona permite diferir algunos refuerzos planeados en transmisión.

Posponer algunos refuerzos identificados en el paso B. para un periodo de tiempo y repetir el proceso en el paso D.

Los refuerzos a posponer deben ser bien seleccionados y en orden cronológico.

Identificar los refuerzos planeados a causa de la transacción y posponer primero los refuerzos que serán implementados más temprano. Si la operación del sistema es aún factible, posponer y actualizar para un periodo de tiempo adicional y repetir el proceso hasta que el aplazamiento de los refuerzos adicionales resulte en una operación no factible o hasta que se haya cubierto el horizonte de planeación.

Los ahorros obtenidos al posponer los refuerzos de transmisión planeados constituyen otra porción del costo de refuerzo de la transacción RFT_{t2} el cual es negativo.

- G. Evaluar el costo total de refuerzo de la transacción de transmisión t como:

$$RFT_t = RFT_{t1} + RFT_{t2} \quad (1.7)$$

1.2.4 Costo del Sistema Existente

Es el costo asociado con las inversiones hechas en la construcción y los gastos incurridos en el mantenimiento del sistema de transmisión existente. Este es el costo más grande de los componentes del costo total de la transacción.

Acerca de a quién debe cargársele este costo del sistema existente no hay nada claro ya que algunos sugieren que deben asumirlo los usuarios del sistema de transmisión, otros que no deben asumirlo las nuevas transacciones y la mayoría considera que debe ser asumido por las transacciones firmes ya que éstas obligan a la empresa a una reserva de capacidad.

Para determinar el costo del sistema existente entre transacciones el método es usar medidas como por ejemplo la demanda de potencia asociada con la transacción o un flujo de potencia que refleje la operación actual del sistema de transmisión, también se proponen variaciones en los costos de operación de las transacciones para esta medida. Este costo es siempre positivo.

La siguiente es una metodología para la evaluación del uso del sistema de transmisión para una transacción firme.

Determinar la capacidad usada por la transacción t como la suma ponderada de todas las capacidades usadas en las empresas individuales j , las cuales se calculan con el flujo $F_{j,t}$ basado en la operación del sistema de transmisión mediante un modelo de flujo de potencia y pronósticos de carga y generación de la transacción.

$$TU_t = \sum_j W_j * F_{j,t} \quad (1.8)$$

W_j : Peso usado por la empresa j , costos de capacidad en p.u.

TU_t : Capacidad usada en el sistema de transmisión por la transacción t .

Para líneas de transmisión

$$TU_t = \sum_j C_j * L_j * F_{j,t} \quad (1.9)$$

C_j : Costo por MW por unidad de longitud de la línea \$/Mw-milla

L_j : Longitud de la línea (millas)

Para transformadores W es el costo por Mw de la empresa (L_j será unitario y C_j es \$/Mw).

La capacidad reservada sobre la empresa de transmisión j para asegurar la factibilidad de la transacción bajo todas las combinaciones de valores de carga y despacho de fuentes, corresponde al máximo flujo $MF_{j,t}$ que puede ocurrir sobre la empresa debido a la transacción.

$$MF_{j,t} = \underset{F_{j,t}}{\text{Max}}(F_{j,t}) \quad (1.10)$$

Sujeto a: $P_{i,t}^{\min} \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^{\max}$ para $i \in B_t$

$P_{i,t}$: Inyección en la barra i debido a t

B_t : Conjunto de barras involucradas en t

Las restricciones corresponden a los límites sobre la variación de carga y generación relacionada con t . Este flujo máximo puede calcularse usando métodos de programación lineal. De esta forma la ecuación (1.9) quedaría:

$$TU_t = \sum_j C_j * L_j * MF_{j,t} \quad (1.11)$$

Debido a que la capacidad reactiva de las unidades de generación es indispensable en el sistema de transmisión, es necesario tener en cuenta el costo de tales servicios en la componente del costo del sistema existente. Como el costo de las unidades de generación es extremadamente grande y una porción significativa de este costo es para producir potencia activa, es posible representar el costo de la capacidad reactiva de los generadores con un sustituto como un compensador estático (VAR) o un condensador sincrónico, que tengan la misma capacidad reactiva del generador. Este costo puede ser asignado a las transacciones de transmisión, basándose en la demanda de potencia de estas transacciones.

2 TARIFAS DE TRANSMISIÓN BASADAS EN LOS COSTOS

En este capítulo en general se consideran citas textuales de los artículos "Transactions on Power Systems", Volumen 11 de 1996 y Volumen 9 de 1999 de la IEEE.

Algunas consideraciones en el proceso tarifario de los servicios de transmisión son la factibilidad, el costo de suministrar estos servicios, el mercado y las políticas eléctricas o energéticas. Es necesario distinguir entre costos y tarifas de transmisión.

Existen barreras en la estrategia tarifaria de transmisión como:

- La comisión reguladora del sector eléctrico restringe métodos tarifarios basados en costos simples y estables durante largos períodos de tiempo.
- Falta de experiencia de la industria de energía con servicios de transmisión a gran escala.
- Dificultad para obtener datos y herramientas necesarias, para evaluar los impactos económicos del suministro de servicios de transmisión.

Los economistas proponen para sobrepasar las barreras anteriores basarse en los costos incrementales de suministrar el servicio de transmisión, pero es necesario calcular correctamente este costo incremental y saber cuánto beneficio se debe aumentar a este costo para la tarifa de transmisión.

2.1 Paradigmas de las Tarifas de Transmisión

El objetivo del esquema tarifario es asignar todos o parte de los costos existentes y nuevos del sistema de transmisión a los usuarios de la transacción de transporte.

Los paradigmas de las tarifas son los procesos totales de trasladar los costos de transmisión en todas las cargas.

2.1.1 Paradigma de la Tarifa de Costos Embebidos

Todos los costos del sistema de transmisión existente y los nuevos costos de operación y expansión del sistema se suman y se divide entre varios usuarios del sistema, incluyendo las cargas propias de acuerdo a su alcance de uso del sistema.

Los siguientes son algunos métodos utilizados para asignar este alcance de uso:

- Estampilla
- Contrato de trayecto
- Flujo de frontera basado en Mw milla
- Flujo de carga basado en Mw milla

Este paradigma se considera económicamente ineficiente ya que ignora la escasez de las fuentes de transmisión. Por ejemplo, una nueva transacción que lleve a la necesidad de nuevos refuerzos para evitar atrapamientos por limitaciones en la capacidad de transporte puede ser ineficiente si el costo de la energía es muy bajo. Sin embargo, es posible que esta metodología no muestre esta ineficiencia ya que los costos de los refuerzos se reparten entre todos los usuarios. La figura 1 muestra el concepto básico de este paradigma.

Figura 1. Concepto básico de la tarifa de costos embebidos

2.1.2 Paradigma de la Tarifa Incremental de Transmisión

Sólo los costos nuevos causados por nuevos usuarios de transmisión se considerarán para evaluar la carga de transmisión, los costos existentes seguirán siendo responsabilidad de los usuarios presentes.

Las metodologías usadas en este paradigma son los costos tarifarios incrementales a corto y largo plazo, al igual que costos tarifarios marginales a corto y largo plazo.

Algunos creen que este paradigma promete eficiencia económica, sin embargo, existen algunas inconveniencias como:

- Su implementación es difícil y la evaluación del costo que se obtiene es imprecisa.
- Es necesario considerar una o varias transacciones de transmisión, lo que puede resultar en precios muy altos o muy bajos, ya que éstos se basan generalmente en razones históricas y políticas, por lo tanto pueden surgir muchos argumentos subjetivos.

En la figura 2 se muestra el concepto básico de este paradigma.

Figura 2. Concepto básico de la tarifa de costos incrementales

2.1.3 Paradigma Compuesto de Tarifa Fija/Incremental

Este tipo de paradigma incluye los costos existentes del sistema y los costos incrementales de una transacción de transmisión para evaluar todas las cargas. En general, en este paradigma, el precio de un servicio de transmisión se determina como la suma total de los costos embebidos y los costos incrementales de suministrar el servicio.

Los costos embebidos de una transacción de transmisión es parte del costo del sistema existente que es asignado a esta transacción. Una excepción en la implementación de este paradigma es la reciente decisión tarifaria de la comisión reguladora (FERC), Federal Energy Regulatory Commission de Estados Unidos, la comisión decidió llamar este paradigma como tarifa "o" para algunas transacciones. La tarifa "o" asigna al precio de una transacción el costo más alto entre los costos fijos y los incrementales, por lo tanto este método se convierte en una de las metodologías mencionadas anteriormente, costos embebidos o costos incrementales. La figura 3 muestra el concepto básico de este paradigma.

Figura 3. Concepto básico de la tarifa de costos compuesta fijo/incremental

2.2 Metodología para Tarifas de Transmisión

La importancia de estas metodologías se debe al crecimiento de las empresas de transmisión, a los costos diferenciales entre las compañías de servicio y el dramático crecimiento en la capacidad de generación.

El transporte de energía se define como el uso de un servicio de las empresas de transmisión para llevar potencia a otros compradores o vendedores. Los costos de transporte se expresan en dólares anuales por Mw transportado y pueden producirse por una o un grupo de empresas de servicios interconectados.

Los métodos para los costos suponen que la confiabilidad del sistema, en términos de planeamiento estándar, y los criterios de operación se mantienen en presencia del transporte.

Para asignar las cargas existentes entre usuarios del sistema de transmisión es posible usar las siguientes metodologías:

2.2.1 Metodología de Costos Embebidos

Esta metodología asigna los costos embebidos de capital, los costos promedio anual de operación (no de producción) y los costos de mantenimiento de los servicios existentes a un transporte en particular, estos servicios o negocios incluyen transmisión, subtransmisión y subestaciones, los cuales son los servicios de transmisión.

Existen cuatro métodos de costos de transporte embebidos, los tradicionales son el de estampilla y el de contrato de trayectoria, los cuales no necesitan ejecuciones de flujos de potencia. Los otros dos son el método de frontera de flujo y el método línea a línea, los cuales requieren ejecuciones de flujos de carga.

2.2.1.1 Metodología de la Estampilla

Este método asume que todo el sistema de transmisión se usa en el transporte, independientemente de cuáles empresas lo transporten.

Se basa en la magnitud de la potencia transada, la cual para una transacción particular se mide generalmente en el momento de la carga pico del sistema, este método es independiente de la distancia del transporte. Los costos de capital reflejan el sistema de transmisión entero.

$$R_t = TC * \frac{P_t}{P_{pico}} \quad (2.1)$$

Donde:

R_t es el precio de transacción t

TC es la carga total de transmisión

P_t es la carga de la transacción t

P_{pico} es la carga entera del sistema en condición pico.

Esta metodología se justifica por considerar el sistema entero de transmisión como un sistema que opera y está integrado centralmente, al igual que por ser la aproximación más simple en su implementación.

Debido a que esta metodología ignora la operación actual del sistema puede enviar señales económicas incorrectas a los usuarios de transmisión. Por ejemplo los usuarios a gran distancia, que necesitan el uso de mucha infraestructura solo serían responsables de una parte de los costos relacionados con la transacción y los usuarios cerca pagarían costos muy altos.

2.2.1.2 Metodología de Contrato de Trayecto

En esta metodología se selecciona un trayecto específico entre los puntos de entrega y recepción para la transacción de transporte. Este trayecto se selecciona entre la compañía de servicios y el usuario de la transacción sin necesidad de ejecutar un estudio de flujo de carga para identificar las redes de transmisión involucradas en la transacción. Es decir, el método supone que el transporte se confina a un flujo a lo largo de una trayectoria específica a través del sistema de transmisión de las compañías de transporte, así los cambios en los flujos de potencia de las redes que no están involucradas a lo largo de la trayectoria se ignoran.

Una porción o todas las cargas asociadas con las redes de transmisión en el contrato de trayecto se asignan al usuario de la transacción al igual que las nuevas redes de transmisión que se construyen como resultado del contrato de trayecto.

Esta metodología ignora la operación actual del sistema. Es posible que la mayor parte de la potencia transada fluya por trayectos diferentes al acordado inicialmente en el contrato y aún por sistemas de transmisión de otras compañías vecinas. Esto requeriría costosas actualizaciones de las redes de transmisión que están por fuera del contrato de trayecto. Ya que el costo de estas actualizaciones no puede incluirse en la tarifa de transmisión, se estaría enviando una señal económica incorrecta al usuario de la transacción y podría estarse realizando una transacción no económica.

2.2.1.3 Metodología basada en el MW-milla (Método Flujo de Frontera)

Se asignan las cargas existentes a los usuarios de la transacción basándose en la magnitud de la potencia transada y la distancia aérea entre los puntos de entrega y recepción de potencia.

$$R_t = TC * \frac{PX_t}{\sum_t PX_t} \quad (2.2)$$

PX_t es Mw-milla para transacción t.

Esta metodología también ignora la operación actual del sistema. La distancia no indica las empresas de servicios de transmisión actuales involucradas en la transacción o los refuerzos necesarios para la transacción. Lo anterior lleva a dar señales económicas incorrectas en los usuarios del peaje.

2.2.1.4 Metodología del Flujo de Carga basado en el MW-milla (Método Línea a Línea)

El flujo de carga basado en la metodología del MW-milla asigna el peso que tiene cada transacción de transmisión en las diferentes redes de transmisión, basándose en la extensión de red usada por esa transacción. Estos pesos asignados, se suman sobre todas las redes de transmisión para evaluar el precio total por el uso del sistema de transmisión.

Para una transacción de transmisión t , esta metodología determina primero la longitud de la red usada j para calcular el máximo flujo, $F_{j,t}$, sobre la red causado por la transacción. Este flujo se calcula simulando la operación del sistema de transmisión usando un modelo de flujo de carga, los pronósticos de carga para la transacción y la configuración de generación. La capacidad del sistema de transmisión usado por la transacción t , se calcula como la suma ponderada de la capacidad usada por las redes individuales.

$$TU_t = \sum W_j * F_{j,t} \quad (2.3)$$

Donde:

TU_t es la capacidad del sistema de transmisión utilizada por la transacción t .

La suma se realiza sobre todas las redes de transmisión.

Los pesos (W_j) son las capacidades en por unidad de las líneas de transmisión la cual es el producto de la longitud de la línea, L_j (en millas) y el costo por MW por unidad de longitud de la línea c_j (en \$/MW-milla). La ecuación puede escribirse así:

$$TU_t = \sum L_j * c_j * F_{j,t} \quad (2.4)$$

Con la ecuación anterior se calcula el uso de la capacidad del sistema de transmisión y también se asignan los pesos de transmisión entre varias transacciones como sigue:

$$R_t = TC * \frac{TU_t}{\sum_t TU_t} \quad (2.5)$$

Ya que esta metodología asigna las cargas de transmisión red por red basado sobre el máximo uso de cada red, emula el proceso de planeación real de transmisión para los refuerzos del sistema el cual se basa sobre las consideraciones locales más que las condiciones de pico coincidentes para todo el sistema.

Las deficiencias de estos cuatro métodos son:

Consideran solamente los costos de las empresas de transmisión existentes.

Los costos de nuevas construcciones o refuerzos no son parte directa de los métodos, los refuerzos son incluidos en los costos embebidos de transmisión en el momento en que se ejecutan.

No consideran cambios en los costos de producción, como resultado del cambio en pérdidas, en el despacho y/o ejecuciones para aliviar restricciones, cambio en la reserva de operación, etc.

2.2.2 Metodología para las Tarifas Incrementales

Estas metodologías se usan principalmente en el paradigma de la tarifa incremental de transmisión para determinar el precio de una transacción y también en el paradigma de la tarifa fija/incremental para determinar un componente de los precios de transmisión.

Los dos puntos de vista principales en estas metodologías son:

- Estudia los costos que deben ser incluidos en el precio.
- Estudia si los precios deben basarse en costos marginales o incrementales, su principal diferencia es la forma como se evalúan.

Los costos incrementales se evalúan comparando los costos del sistema de transmisión con y sin la transacción. Sin embargo, la aproximación marginal multiplicaría el costo de una unidad de transacción adicional por el tamaño de la transacción.

2.2.2.1 Tarifa del Costo Incremental a Corto Plazo (CICP).

Esta metodología tiene en cuenta la evaluación y asignación de los costos de operación asociados con una nueva transacción de transmisión y mide el cambio en los costos debido a una variación infinitesimal en el transporte, se expresa en dólares por Kwh transportado. Solamente se consideran los costos de operación variables y éstos pueden estimarse usando un modelo de flujo de carga óptimo (OPF), el cual tiene en cuenta todas las restricciones tanto de transmisión como generación. Este costo incremental puede ser negativo.

Los siguientes aspectos asociados con esta metodología dificultan la toma de decisiones económicas eficientes para las transacciones de transmisión de largo plazo:

- Para suministrar señales económicas oportunas a los usuarios, esta metodología debe dar los costos de operación, lo que requeriría pronósticos de escenarios de operación futuros, los cuales pueden llegar a ser muy imprecisos.
- La asignación de los costos incrementales de corto plazo entre varias transacciones que son responsables de los cambios en los costos de operación.

Ya que las ganancias obtenidas con esta metodología sólo compensan los costos de operación incurridos por una transacción podría desalentar a las empresas para expandir su sistema de transmisión.

2.2.2.2 Tarifa de Costo Incremental a Largo Plazo (CILP).

Esta metodología evalúa todos los costos a largo plazo, operación y refuerzo, necesarios para acomodar una transacción de transmisión y asignar tales costos a esta transacción.

Los costos de operación se pueden evaluar con los mismos principios de los costos incrementales de corto plazo, los costos de refuerzo se evalúan basados en los cambios de los planes de transmisión a largo plazo debido a la transacción y también pueden ser negativos.

Existen dos metodologías para el CILP que son el estándar y el total "fully".

El método estándar usa las propuestas tradicionales de la planeación del sistema para determinar los refuerzos necesarios y la programación de inversión correspondiente, incluyendo y excluyendo la transacción de transporte, a lo largo del período de estudio. Si se presenta más de una transacción en el periodo de estudio, los costos de cada refuerzo y el cambio en el costo de operación, los cuales son las dos componentes de los costos de transporte usando esta metodología tienen que asignarse con precisión a cada una de ellas. Este es el objetivo de la asignación del costo para determinar la porción del costo total de refuerzo y la porción del cambio total en los costos de operación los cuales se deben a cada transacción específica.

El método "fully" no permite excesos en la capacidad de transmisión que va a usarse por un transportador, pero obliga a un refuerzo en la trayectoria del transportador para acomodar la transacción; si hay más de una transacción en el periodo de estudio se requiere un refuerzo para cada una de ellas por separado. Con esta metodología no es necesario asignar el costo de refuerzo a cada transacción por separado, ya que cada transacción se está considerando aparte.

- **Método estándar de costo incremental de largo plazo.**

En este método, los procedimientos de planeación tradicional identifican los proyectos de refuerzo en todos los años de estudio, y las correspondientes inversiones de capital para cada compañía o región considerada en el estudio.

A continuación se presentan cuatro métodos para la asignación de los costos de transporte, en caso de que más de una transacción se presente en el periodo de estudio.

- Asignación Dólar por Mw

Aquí se asignan los costos de transporte para todos los incrementos de transporte, desarrollando un costo anual por Mw transportado, tanto para el costo de refuerzo como para el cambio en los costos de operación.

- Asignación dólar por Mw milla

Este método asigna los costos de transporte para todos los incrementos de transporte desarrollando un costo anual por Mw milla transportado, tanto para el costo de refuerzo como para el cambio en los costos de operación.

Este método requiere la ejecución de dos flujos de carga para cada año, uno incluyendo y el otro excluyendo la transacción para cada incremento de transporte considerado.

- Asignación por regiones con el flujo de interconexión

El costo de transporte puede desearse por regiones y no por compañías, con todas las entradas suministradas por regiones. Las regiones pueden igualmente representar compañías individuales dentro del pool de potencia.

Los costos de producción, costos operación para cada año sin cobrar el transporte y los costos de operación para cada año con todos los incrementos de transporte y todos los refuerzos, deben determinarse por regiones, aunque se han desarrollado procedimientos alternativos en el caso que los costos de producción por regiones no estén disponibles.

La metodología también requiere la ejecución de dos flujos de carga por cada año, con y sin los incrementos de transporte (q), con el fin de determinar el cambio de Mw en cada línea divisoria para todas las regiones (Z).

La suma de los cambios absolutos de Mw en cada línea de la región está dada por:

$$\Delta \text{Transporte}_z(q) = \frac{1}{2} \sum |\Delta Mw_i| \quad (2.6)$$

q = 1,2,..., incrementos de transporte

i = líneas de frontera

z = región

Esta ecuación se calcula para cada incremento de transporte.

Para asignar los costos de transporte de cada región a la transacción individual, se suman los $\Delta \text{Transporte}_z(q)$ para todos los incrementos de transporte.

$$S\Delta \text{Transporte}_z(q) = \sum \Delta \text{Transporte}_z(q) \quad (2.7)$$

- Asignación uno a uno.

Evalúa por separado los costos de transporte asociados con cada incremento de transporte.

- **Método completo "fully" de costo incremental de largo plazo**

Este método es menos exacto que el anterior y se basa en lo siguiente.

- No se puede exceder la capacidad de transmisión disponible con una nueva transacción y los refuerzos para transportar cada transacción son requeridos durante el primer año.
- Los caminos principales del transporte a través de las empresas se identifican por segmentos. Los segmentos con un flujo menor a cierto nivel en Mw o en porcentaje se ignoran. Un segmento es una combinación de líneas existentes, barras y hardware asociado.

Si un refuerzo de un segmento ha sido planeado previamente para entrar durante los últimos años del "wheel", la fecha de entrada en servicio de este se puede adelantar para coincidir con el primer año.

- No se usan necesariamente aproximaciones de planeación del sistema para determinar el tiempo y la manera precisa en el cual los refuerzos deben suministrarse y solamente representa sus estimados.

Algunas de las limitaciones de estos métodos son:

- Ninguna de las metodologías se ha evaluado numéricamente, lo cual puede requerir modificaciones dependiendo de estos resultados.
- El supuesto hecho es que el flujo de carga y los estudios asociados son llevados sobre un área lo suficientemente grande en términos de sistemas de transmisión, para identificar las compañías, las cuales son las principales transportadoras.
- Pueden existir factores adicionales del costo que contribuyan al costo del transporte, por ejemplo los costos de oportunidad asociados a compras o ventas que deban ser cortadas para acomodar el transporte debido a las restricciones de transmisión.

2.2.2.3 Tarifa del Costo Marginal de Corto Plazo (CMCP)

En esta metodología se calcula primero el costo marginal de operación del sistema de potencia debido a una transacción de transmisión. El costo marginal de operación es el costo de un incremento marginal en la potencia transada. El costo marginal de operación por MW de la potencia transada puede estimarse como la diferencia en el costo óptimo de potencia en todos los puntos de entrega y recepción de esa transacción. Luego este costo marginal de operación se multiplica por la magnitud de la potencia transada para obtener el costo marginal de corto plazo para la transacción de transmisión.

$$CMCP_t = \sum BMC_i * P_{i,t} \quad (2.8)$$

Donde:

BMC_i es el costo marginal de la barra i

$P_{i,t}$ es la potencia inyectada en la barra i debido a la transacción t .

B_t son las barras de transmisión involucradas en la transacción t .

El CMCP durante toda la vida de la transacción se puede calcular usando un modelo de simulación detallado cronológicamente que incorpore todas las restricciones de transmisión. Este CMCP para una transacción de transmisión puede ser negativo.

La tarifa del CMCP para una transacción de transmisión generalmente se calcula incluyendo dicha transacción en el caso base. Como el resultado de la tarifa del CMCP es más alta que el actual costo de operación de acomodar la transacción, se propone que esta ganancia extra se acumule por la empresa de la transacción de transporte para futuras expansiones de transmisión.

El CMCP puede no estar muy cerca del costo actual de operación de una transacción de transmisión, si la magnitud de la potencia transada es muy grande comparada con la magnitud de la carga propia en el sistema de transmisión. Finalmente, las ganancias obtenidas con esta metodología generalmente son una pequeña porción del costo de los refuerzos de transmisión. Esta tarifa de CMCP puede desalentar al dueño de la empresa a expandir su sistema de transmisión. De hecho, el debe adelantar cualquier expansión en su sistema de transmisión y el CMCP disminuirá dramáticamente reduciendo la posibilidad de recuperar los costos de refuerzo.

2.2.2.4 Tarifa del Costo Marginal de Largo Plazo (CMLP).

En esta metodología tarifaría los costos marginales de operación y refuerzo del sistema de potencia se usan para determinar el costo para una transacción de transmisión. El cálculo del costo marginal de operación se describió en el numeral anterior.

Para calcular el costo marginal de refuerzo se identifican y costean todos los proyectos de expansión de transmisión durante un horizonte de tiempo largo, de varios años. Este costo se divide entre la magnitud de potencia total de todas las transacciones nuevas y así se obtiene el costo marginal de refuerzo. Al igual que las metodologías anteriores este CMLP puede ser negativo.

3. ASIGNACIÓN DE COSTOS FIJOS DE TRANSMISIÓN POR TEORÍA DE JUEGOS COOPERATIVOS

En este capítulo se consideran citas textuales del artículo N° 2, Volumen 11 de 1996 de "Transactions on Power Systems" de la IEEE.

Un precio spot aleatorio que refleje el costo marginal puede ser una señal económica efectiva en cuanto al intercambio de electricidad para todos los agentes económicos racionales en el mercado.

El superávit de la red desde transacciones de transmisión bajo un precio spot puede ser expresado como:

$$(p_{sl} * P_{sl} - p_{bl} * P_{bl}) \quad (3.1)$$

Donde:

p_{sl} , p_{bl} : Precio spot del vendedor y comprador en el lado de la línea de transmisión l respectivamente.

P_{sl} , P_{bl} : Potencia real del vendedor y comprador.

Aunque este superávit no recupera los costos fijos de la línea de transmisión, si compensa las pérdidas. De acuerdo a esto, las tarifas de costos marginales son insuficientes en la recuperación de los costos fijos totales de una línea de transmisión.

Para la financiación, los propietarios de la transmisión deben asignar los costos fijos de transmisión entre los participantes involucrados. La nueva estructura de competencia en el negocio de generación ha aumentado el conflicto de este tema entre los participantes. La pregunta es cómo asignar los costos fijos de la red de transmisión entre los participantes, basados en los patrones, de uso individual de la red.

A continuación se describe un método para asignar los costos de la red de transmisión entre los participantes involucrados en el sistema de potencia descentralizado de una manera equitativa. El método propuesto usa un esquema basado en el método de Mw-milla. La principal ventaja del método es que puede tomarse en consideración las economías de escala. El método se basa en la teoría cooperativa de juegos para tratar el tema en conflicto.

3.1 Definición de Sistemas de Potencia Descentralizados

Asumimos que varios compradores y vendedores de electricidad se involucran en una red de transmisión en bloque como se muestra en la figura 4, cada uno de los cuales puede representar un sistema de potencia local, un conjunto de unidades de generación o un grupo grande de usuarios. Estos vendedores y compradores son interconectados físicamente por las líneas de transmisión.

Un vendedor inyecta energía eléctrica en el bloque de la red de transmisión, luego un comprador extrae la misma cantidad de energía al mismo tiempo. La red de transmisión en bloque es propia y operada por una compañía de servicios simple, por ejemplo un grupo cooperativo, con cargas y generaciones propias.

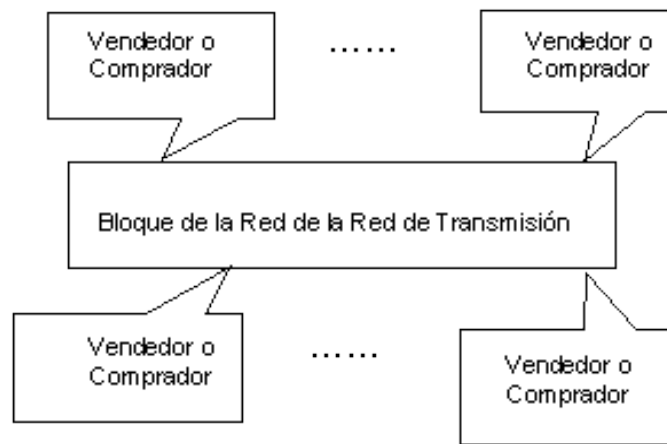


Figura 4. Red de transmisión en bloque

Los vendedores y compradores pueden hacer acuerdos individuales para sus transacciones de acuerdo a sus estrategias económicas. Tal esquema desregulado obliga a un principio competitivo en los negocios de generación. Así, la cantidad de energía negociada es determinada sobre su estado de suministro - demanda, y es controlada independientemente. En consecuencia, cada flujo de potencia negociado sobre una red de transmisión en bloque tiene un patrón diferente debido a la cantidad de energía transportada cronológicamente. Cada transacción de transmisión debe contribuir a la recuperación de los costos fijos.

Como el método de Mw-milla tiene en cuenta el flujo de potencia transado sobre todas las líneas de transmisión, el puede reflejar no solo la cantidad de energía transportada, sino también el camino y la distancia de transferencia. Sin embargo, este método no considera la economía de escala de las empresas de redes de transmisión y no argumenta la estabilidad de la solución.

En la aproximación propuesta, las economías de escala se toman en consideración. Adicionalmente, al esquema del método Mw-milla, el concepto de un "nucleolus" en la teoría cooperativa de juegos se introduce para asignar los costos efectivamente. El puede tratar el tema del conflicto así como el problema de asignación de costos. Originalmente, la teoría de juegos se establece sobre el comportamiento racional de los que toman decisiones, y el traza el proceso de negociación por participantes. Por esta razón, la solución por esta aproximación es aceptable entre los participantes y estable desde una perspectiva de negociación.

3.2 Aplicación a las Transacciones de Transmisión

A continuación se presentan algunas aplicaciones de las transacciones de transmisión.

Ejemplo Simple: Representamos como asignar los costos fijos de transmisión a los participantes por el método propuesto. Involucramos simultáneamente tres tipos de transacciones de contratos de transporte $N = \{1,2,3\}$ en el uso de una sola línea de transmisión, la cual es propiedad de un solo transportador.

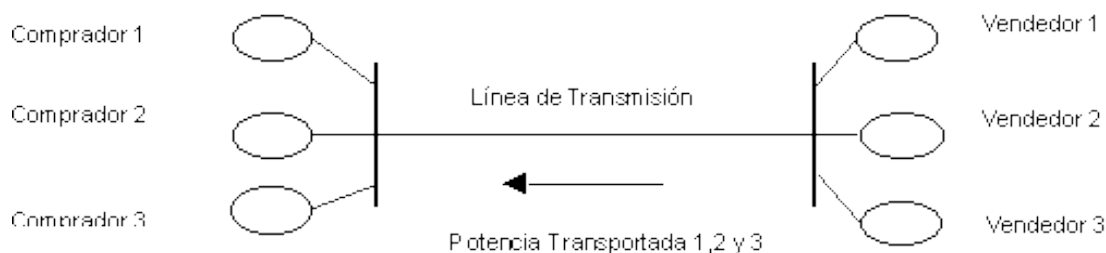


Figura 5. Aplicación de las Transacciones de transmisión

Cada energía transportada opera independientemente en cada acuerdo basado en su propio estado de suministro - demanda. Así, cada flujo de potencia transportado por la línea de transmisión tiene un perfil cronológico diferente como se muestra en la figura 5.

El flujo de potencia total en orden cronológico es igual a la superposición de ellos. La asignación de los costos debe hacerse diariamente, semanalmente o estacionalmente.

En este caso se introduce una asignación de costo diaria.

Por simplicidad suponemos que los costos fijos de transmisión por Mw son \$100. Si el servicio de transmisión fue operado bajo la condición de un

monopolio bilateral disfrutado por un vendedor y comprador, el costo fijo, el cual puede acomodar su máximo flujo de energía tendrá que recuperarse con esta sola transacción. Por ejemplo, el flujo máximo de energía de la transacción 1 es 50 Mw, como resultado, del requisito del costo de transmisión para la transacción de transporte debe ser \$5000.

Se muestra la función de costo $C(s)$ como una función característica, en caso que la línea de transmisión deba ser ocupada monopolísticamente por cada transacción. Donde $S = (\{1\}, \{2\}, \{3\})$ representa una subcoalición.

$$C(\{1\}) = \$5.000$$

$$C(\{2\}) = \$5.000 \tag{3.2}$$

$$C(\{3\}) = \$5.000$$

Tal asignación de costo puede considerarse como una clase de solución competitiva ya que no hay aspecto de cooperación.

En resumen, la línea no se utiliza simultáneamente. Inversamente, podrían dos de las tres clases de transacciones usar simultáneamente la misma línea de transmisión, el flujo de potencia máximo estaría en la coincidencia de pico de estas transacciones, por ejemplo una coincidencia de pico es más bajo que la forma aditiva de no coincidencia de picos de todas las transacciones. Este efecto es esencial en cuanto a la economía de escalas en el negocio de la red de transmisión.

Por ejemplo, el flujo de potencia máximo es igual a 70 Mw en caso que las transacciones 1 y 2 estén involucradas simultáneamente en esta línea de transmisión. Como resultado, el requisito de costo de transmisión para la transacción debe ser \$ 7.000.

La función de costo y su valor requerido para una subcoalición de estas transacciones

$S = (\{1,2\}, \{1,3\}, \{2,3\})$ debe ser como sigue:

$$C(\{12\}) = \$ 7.000$$

$$C(\{13\}) = \$ 7.000 \tag{3.3}$$

$$C(\{23\}) = \$ 8.000$$

Ya que la coincidencia de pico en la coalición $S = \{ 1, 2, 3 \}$ de las transacciones 1, 2 y 3 se reduce a 100 Mw, la función de costo y su valor sería como sigue:

$$C (\{123\}) = \$ 10.000$$

(3.4)

Las ecuaciones anteriores pueden ser reconocidas conceptualmente como soluciones cooperativas ya que los aspectos cooperativos de dos o tres clases de transacción son incluidas.

Desde las ecuaciones (3.2), (3.3) y (3.4) el juego de coalición es definido como (N, C, X) donde :

N son las transacciones

X es el conjunto de asignación de los costos, vector $\chi = \{ \chi_1, \chi_2, \chi_3 \}$.

Consecuentemente, usando el juego dual (N, V, Y) como el juego cooperativo economizado se formula de la siguiente forma:

$$V (S) = \sum C(i) - C(s) , \forall s, s \subset N$$

(3.5)

Donde:

V es la función de beneficio derivada de la función de costo C .

Y es el conjunto de las imputaciones de beneficios, vector $y = \{ y_1, y_2, \dots, y_n \}$

El vector y debe satisfacer las siguientes condiciones (análogas con la asignación de costos del vector χ):

$$\text{Racionalidad global: } \sum y_i = V(N)$$

(3.6)

$$\text{Racionalidad individual: } y_i \geq 0 \forall i, i \in N$$

El costo asignado a cada jugador i puede calcularse como sigue: $x_i = C(i) - y_i$

$$N = 1, 2, 3$$

$$V(s) = \sum C(i) - C(s)$$

(3.7)

$$S = (\{1\}, \{2\}, \{3\}, \{12\}, \{13\}, \{23\}, \{123\})$$

$$F (N, V, Y) = y$$

Donde F es una regla para obtener espacio del vector y. Las siguientes condiciones racionales como la regla F se imponen para alcanzar el núcleo de este juego dual.

Racionalidad Individual:

$$y_1 \geq V (\{1\}) = \sum C(1) - C(s) = 5.000 - 5.000 = 0$$

$$y_2 \geq V (\{2\}) = \sum C(2) - C(s) = 5.000 - 5.000 = 0 \quad (3.8)$$

$$y_3 \geq V (\{3\}) = \sum C(3) - C(s) = 5.000 - 5.000 = 0$$

Racionalidad de coalición:

$$y_1 + y_2 \geq V (\{12\}) = C(12) - 5.000 = 7.000 - 5.000 = 2.000$$

$$y_1 + y_3 \geq V (\{13\}) = C(13) - 5.000 = 7.000 - 5.000 = 2.000 \quad (3.9)$$

$$y_2 + y_3 \geq V (\{23\}) = C(23) - 5.000 = 8.000 - 5.000 = 3.000$$

Racionalidad global:

$$y_1 + y_2 + y_3 \geq V (\{123\}) = C(123) - 5.000 = 10.000 - 5.000 = 5.000 \quad (3.10)$$

La regla que caracteriza el núcleo como: $F(N,V,Y) = y^o \in Y$

Donde y_o es la solución bajo la regla F. La regla F se expresa bajo la siguiente condición:

Racionalidad de coalición:

$$y_i \leq V(N) \quad \forall s, s \subset N \quad (3.11)$$

El costo asignado para el jugador i puede calcularse como sigue:

$$x_i = C(i) - y_i \quad (3.12)$$

4. REGLAMENTACIÓN DE COLOMBIA PARA EL COBRO DE LOS CARGOS POR USO EN EL STN

En este capítulo se citan textualmente algunas de las resoluciones expedidas por la CREG.

La CREG expidió la Resolución 001 de 1994 por la cual se reglamenta el transporte de energía eléctrica para el Sistema de Transmisión Nacional y se regula la liquidación y administración de las cuentas originadas por los cargos de uso de dicho sistema.

La regulación de los ingresos máximos por concepto de los cargos por uso del sistema de transmisión nacional se hará basados en los ingresos para la totalidad de las líneas componentes de dicho sistema.

Las empresas transportadoras se remunerarán mediante cargos por uso y conexión a la red nacional y cargos por restricciones y servicios complementarios de red que serán regulados mediante reglamento que expedirá la CREG.

Las pérdidas en el sistema de transmisión nacional se estimarán y distribuirán entre las empresas de acuerdo con los criterios establecidos en el Reglamento de Operación que se halle vigente. Los cargos por uso y conexión no incluyen pérdidas.

La Resolución CREG 002 de 1994 regula el acceso y uso de los sistemas de transmisión de energía eléctrica, establece la metodología y el régimen de cargos por conexión y uso de los sistemas de transmisión y define el procedimiento para su pago.

Para la aplicación de esta resolución se adoptan las siguientes definiciones con respecto a los períodos de carga:

Período de carga máxima: Corresponde a las horas comprendidas entre las 9:00 y las 12:00 horas y entre las 18:00 y las 21:00 horas del día.

Período de carga media: Corresponde a las horas comprendidas entre las 4:00 y las 9:00 horas, entre las 12:00 y las 18:00 horas, y entre las 21:00 y las 23:00 horas del día.

Período de carga mínima: Corresponde a las horas comprendidas entre las 00:00 horas y las 4:00 horas y las 23:00 y las 24:00 horas.

Los generadores y comercializadores pagarán a los transportadores, cargos por uso del sistema de transmisión nacional de acuerdo a la metodología para el cálculo de esos cargos que se define más adelante.

Los cargos máximos por uso del sistema de transmisión nacional se definen según las siguientes zonas y subzonas eléctricas .

Para la aplicación a los comercializadores de los cargos por uso del sistema de transmisión nacional se tendrán en cuenta las siguientes zonas eléctricas modificadas en la resolución Creg 08-97.

SUBZONA 1A. Comprende las subestaciones que conectan las siguientes plantas de generación: Termocartagena, Chinú, Las Flores, Barranquilla y Termo-Cesar.

SUBZONA 1B. Comprende las subestaciones que conectan las siguientes plantas de generación: Interconexión con Venezuela en Cuestecitas, Termogujaira y Termoballenas.

SUBZONA 2A. Comprende la subestación que conecta la planta de generación de Palenque.

SUBZONA 2B. Comprende las subestaciones que conectan las siguientes plantas de generación: Tasajero y Tibú .

SUBZONA 2C. Comprende las subestaciones que conectan las Interconexiones con Venezuela en San Mateo y Zulía.

SUBZONA 3A. Comprende las subestaciones que conectan las siguientes plantas de generación: San Francisco, Colegio, Gualanday, Guaca, Paraíso, Prado, Menores Tolima, Salto, Canoas, Laguneta, Termozipaquirá, Termodorada e Hidromiel.

SUBZONA 3B. Comprende las subestaciones que conectan las siguientes plantas de generación: Chivor, Guavio, Ocoa y Paipa.

SUBZONA 3C. Comprende las subestaciones que conectan las siguientes plantas de generación: Guadalupe III y IV, Troneras, Riógrande, La Tasajera, Guatapé, Jaguas, Calderas, Playas, San Carlos, Termo-Centro, Porce II, La Sierra, Termo-Opón, Termo-Merilectrica, Termo-Santander, Termo-Berrío y Termo-Barranca.

SUBZONA 4A. Comprende las subestaciones que conectan las siguientes plantas de generación: Alto y Bajo Anchicayá, Calima, Salvajina, Menores EPSA, Yumbo, Térmica del Valle y Tabor.

SUBZONA 4B. Comprende las subestaciones que conectan las siguientes plantas de generación: Florida, Ríomayo, Menores Nariño y Menores Cauca.

SUBZONA 4C. Comprende las subestaciones que conectan las siguientes plantas de generación: Betania y Menores Huila.

Para la aplicación de los cargos por uso del sistema de transmisión nacional se procederá así:

A los generadores se les facturará con los cargos anuales, por cada KW instalado que se prevea esté en servicio más de seis (6) meses acumulados anualmente. Para estos efectos, la capacidad instalada será igual a la capacidad efectiva declarada a ISA para el proceso de planeamiento operativo del sistema interconectado nacional. Igualmente, la facturación tomará en cuenta el tipo de planta y su localización en las zonas y subzonas eléctricas mediante cobros mensuales equivalentes a la doceava parte del valor anual.

A los comercializadores se les facturará con base en cargos horarios y estacionales. La demanda de cada comercializador será establecida por períodos de carga media, máxima y mínima, en el mes mediante mediciones directas y refiriendo las ventas totales del comercializador al nivel de tensión de 220 kV.

4.1 Metodología para el Establecimiento de Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Nacional

Esta metodología se basa en la estimación de los costos que los usuarios le imponen a la red en períodos de máxima exigencia, calculados a partir de los costos de inversión, operación y mantenimiento de la red mínima capaz de manejar los flujos máximos que se ocasionan en tales períodos. Los cargos así determinados se ajustan a los requerimientos financieros para la expansión, operación y mantenimiento del sistema de transmisión nacional. Finalmente, se hace una asignación de los cargos a una componente fija y otra variable.

4.1.1 Costos Unitarios de Transmisión

La determinación de los cargos por uso del sistema de transmisión utiliza costos unitarios de transmisión (\$/MW-km) para cada enlace del sistema. Dichos costos

se determinan a partir de costos de reposición y AOM típicos de los sistemas de transmisión a 220-230 kV y a 500 kV, evaluados y homologados por componentes.

La determinación de la capacidad de transporte en las líneas se basa en límites térmicos o en restricciones operativas debidas a estabilidad o regulación de voltaje. Para el sistema de 220 kV se adoptan tres valores de capacidad para líneas menores de 75 kms, entre 75 y 150 kms, y mayores de 150 kms (320 MW, 250 MW y 160 MW respectivamente); para el sistema de 500 kV se adoptó una capacidad de 820 MW en 1994 y de 1300 MW en 1998.

Adicionalmente se realiza un ajuste de esta capacidad según los siguientes criterios:

Un factor global de 1.5842 para considerar la reserva de capacidad de transmisión en la tensión 220-230 kV. Este valor corresponde a la relación entre los MW-km de la red existente, que cumple con los criterios de seguridad y confiabilidad, y los MW-km de una red mínima sin reserva.

Los costos unitarios del sistema de 500 kV no se afectaron por ningún valor, ya que los factores de seguridad están implícitos en dicho sistema.

4.1.2 Escenarios de exigencia sobre la red

La metodología parte del establecimiento de escenarios de exigencia para la transmisión de potencia por la red, por parte de los entes involucrados en el planeamiento del sistema de transmisión nacional. Se utilizan cinco escenarios representativos de las condiciones extremas de operación del sistema hidrotérmico colombiano, con despachos factibles que causen la mayor exigencia en las líneas de transmisión. Estos escenarios de exigencia de la red fueron modificados por la resolución Creg 08-97 y son los siguientes para un año determinado:

Escenario A: Período 1 (enero - abril), con todas las centrales termoeléctricas del sistema y las hidroeléctricas de la cadena del Nare despachadas al máximo.

Escenario B: Período 2 (mayo - agosto), con las centrales hidroeléctricas del Guavio, Chivor, EEB y Betania despachadas al máximo.

Escenario C: Período 2 (mayo - agosto), con las centrales hidroeléctricas de San Carlos, Jaguas, Playas, Guadalupe y Río Grande despachadas al máximo y las de EPSA y Betania despachadas a baja carga (para horas de pico solamente).

Escenario D: Periodo 3 (septiembre - noviembre), con las centrales hidroeléctricas de San Carlos, Jaguas, Playas, Guadalupe, Río Grande y las de EPSA despachadas al máximo.

Para determinar los despachos de las plantas hidráulicas y unidades térmicas que se presentan bajo cada escenario, se realiza una estimación con el modelo que la CREG apruebe y según su criterio se adapte mejor a las condiciones de simulación para el sistema generación-transmisión Colombiano.

Para cada escenario estudiado y para tres condiciones de carga (máxima, media y mínima) se determinan los flujos que se presentan en la red. Para cada línea se elige el flujo máximo entre los doce casos (cuatro escenarios y tres condiciones de carga), el cual se utiliza para dimensionar la red mínima.

Para determinar las transferencias máximas que se presentan en las líneas a 220/500 kV bajo cada escenario deben simularse flujos de carga en función de los posibles despachos que puedan presentarse. Esta estimación se realiza con el modelo COMPEGET (modelo de confiabilidad y pérdidas para sistemas de generación-transmisión) desarrollado por ISA, el cual emplea el método de Montecarlo (con aproximación D.C. al flujo de carga) y tiene en cuenta la disponibilidad histórica de las plantas y el costo de operación de las unidades.

4.1.3 Costos Nodales de Transmisión

La determinación de los cargos requiere la evaluación de los costos nodales de transmisión mediante la solución del modelo de transmisión que optimiza la red para cumplir con las transferencias impuestas en cada enlace bajo cada uno de los escenarios de exigencia considerados, es decir se determina la red de mínimo costo de inversión y AOM sujeta a la restricción de poder transportar los envíos necesarios para el abastecimiento de la demanda en cada nodo en los diferentes escenarios de exigencia.

La solución analítica del modelo se logra mediante la determinación de los factores de distribución de las transferencias de potencia que relacionan la carga en las diferentes líneas con la potencia inyectada en cada nodo del sistema. Estos factores se derivan de la matriz de impedancia " Z_{bus} " que se calcula como parte del proceso de evaluación del flujo de carga DC. Cada factor es de la forma:

$$Factor_{ij,k} = \frac{\partial S_{ij}}{\partial S_k} \quad (4.1)$$

Donde:

Factor $_{ij,k}$ es el flujo incremental resultante en la línea ij debido a un incremento de la demanda o la generación en el nodo k .

S_{ij} es el flujo de potencia entre los nodos i y j .

S_k es la potencia inyectada o extraída en el nodo k .

Mediante estos coeficientes resulta posible determinar los costos (o beneficios) asociados a una unidad de incremento en la demanda o en la generación en cada nodo bajo cada escenario de exigencia y nivel de la demanda, en la siguiente forma:

$$\text{Costo}_k = \sum_{e \in \{ \}} G_{d_{k,e}} * \sum_{ij \in \{ \}} \{ \text{FACTOR}_{ij,k} * (\text{CU}_{ij} * \text{RM}_{ij} * L_{ij} + \text{CMP}_{ij}) * G_{ij,e} \} / F_{ij,e} \}$$

(4.2)

Donde:

Costo_k es el costo en el nodo k ,

$G_{d_{k,e}}$ el valor de la demanda (negativo) o generación (positivo), del nodo k en el escenario e (MW),

CU_{ij} el costo unitario de la línea ij (\$/MW-km),

RM_{ij} es la capacidad de la línea ij en la red mínima (MW)

L_{ij} la longitud de la línea ij (kms),

CPM_{ij} es el costo del par de módulos terminales de la línea ij ,

$G_{ij,e}$ la función Weibull utilizada para la asignación de la exigencia en la línea ij a cada escenario e (entre 0 y 1 dependiendo de su carga e ignorando la dirección del flujo),

$F_{ij,e}$ es el flujo de potencia por la línea ij en el escenario e .

La estimación de estos indicadores requiere el conocimiento de los costos unitarios de inversión y de AOM según los criterios mencionados anteriormente. Su derivación requiere también de la selección de un nodo flotante dado que los flujos incrementales dependerán del destino o fuente de la generación o demanda incremental. Para ello se seleccionó el nodo "tierra", que implica que una demanda incremental se atienda por todas las centrales en operación y en forma

proporcional a su despacho. Se efectúa un ajuste adicional para asignar el 50% del costo de transmisión a los comercializadores y el 50% restante a los generadores.

4.1.4 Determinación de los Cargos

Los cargos por uso de la red se determinan a partir de los costos (beneficios) nodales incrementales en la siguiente forma:

Para generadores, se establecen cargos por kW instalado, obtenidos como el cociente entre el costo (beneficio) promedio anual de transmisión que origina la inyección de generación (estimado según el despacho de la central bajo cada escenario de exigencia y nivel de la demanda) y la capacidad instalada.

Para comercializadores, se establecen cargos por kWh de demanda en cada nodo y bajo cada escenario de exigencia y nivel de demanda calculados como la relación entre el costo (beneficio) de transmisión que origina la extracción de potencia en cada período y la demanda de energía correspondiente.

Como parte integral de la metodología se realiza también un ajuste de los cargos con el objeto de garantizar el nivel de ingreso requerido por la actividad global de transmisión nacional. A tal efecto, el total de ingresos por parte de los generadores se ajusta de modo que resulte igual al 50% del requerimiento financiero, dentro del proceso metodológico para la determinación de los cargos.

El mayor o menor valor del total de los ingresos por cargos corresponde entonces a los comercializadores. Dicho valor se escala mediante un factor fijo de modo que se alcance el restante 50% del requerimiento financiero.

Adicionalmente, se definen zonas para la aplicación de cargos homogéneos, dentro de las cuales la variación de los cargos resulta menor.

Los Cargos por Uso del STN incluirán una componente fija que tendrá los siguientes valores por tipo de agente:

Los generadores tendrán una componente fija equivalente al 15% del ingreso del STN proveniente de los generadores y para los comercializadores la componente fija será equivalente al 50% del ingreso del STN proveniente de los comercializadores.

4.2 Distribución de los Ingresos entre los propietarios de la red

La distribución de los ingresos que se causen por concepto de cargos por uso se calcula asociando a cada empresa las partes de la red mínima que remunera la metodología antes descrita. Esto asegura una total correspondencia entre los ingresos de los cargos por uso de la red y los pagos a los diferentes propietarios. Los porcentajes resultantes para 1995 al aplicar esta metodología son los siguientes: 7.81% para la Empresa de Energía de Bogotá; 6.30% para las Empresas Públicas de Medellín; 2.89% para la Corporación Autónoma Regional del Valle del Cauca; 0.47% para la Central Hidroeléctrica de Caldas; 0.20% para la Central Hidroeléctrica de Betania; 1.64% para la Electrificadora de Santander; 72.68% para Interconexión Eléctrica S. A.; 0.53% para Centrales Eléctricas de Norte de Santander; 7.38% para la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica; y 0.10% para la Electrificadora de Boyacá. Los porcentajes anteriores se revisarán anualmente en el mes de septiembre.

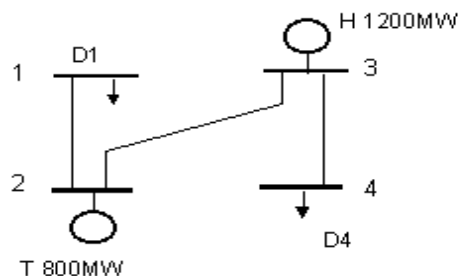
4.3 Valores de los cargos máximos

Si los cargos para los generadores son positivos, indica que la oferta es mayor que la demanda o por el contrario si son negativos que la oferta es menor que la demanda, lo cual pretende dar señales de ubicación .

Si los cargos para los comercializadores son positivos, indica que la oferta es menor que la demanda y si son negativos que la oferta es mayor que la demanda, lo cual también da señales de la ubicación para la demanda.

4.4 Ejercicio de aplicación de la metodología anterior

El ejercicio presentado a continuación fue desarrollado por Interconexión Eléctrica S.A, ISA, y explica la metodología utilizada.



Nodo	Capacidad Instalada (MW)		Demanda Verano (MW)		Demanda Invierno (MW)	
	Hidro	Térmica	Máxima	Mínima	Máxima	Mínima
1	-	-	900	400	800	300
2	-	800	-	-	-	-
3	1200	-	-	-	-	-
4	-	-	600	350	500	300

Tabla 1

Escenarios de exigencia

El sistema está expuesto a dos escenarios de generación:

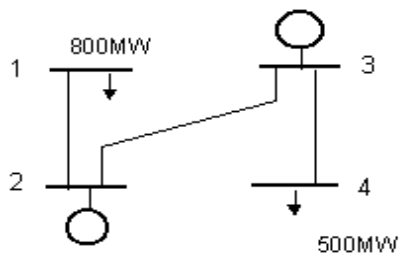
- E1: Invierno todo el país (Primer semestre del año)
- E2: Verano todo el país (Segundo semestre del año)

Se consideran dos condiciones de carga: Máxima y Mínima (50% del tiempo).

El total de casos de exigencia resultantes es 4 , denotados de la siguiente forma:

- Caso 1: E1MX. Atiende la condición de demanda máxima en invierno (INMX)
- Caso 2: E1MN. Atiende la condición de demanda mínima en invierno (INMN)
- Caso 3: E2MX. Atiende la condición de demanda máxima en verano (VEMX)
- Caso 4: E2MN. Atiende la condición de demanda mínima en verano (VEMN)

Caso E1MX



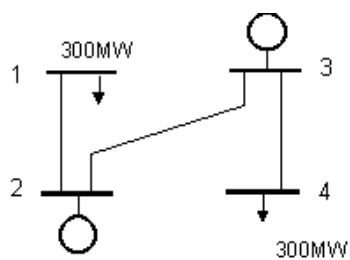
Nodo	Despacho (MW)	Demanda (MW)	Gen Neta
1	0	800	-800
2	200	0	200
3	1100	0	1100
4	0	500	-500

Tabla 2

Flujos de Carga D.C.

Flujo 1-2	-800
Flujo 2-3	-600
Flujo 3-4	500

Caso E1MN



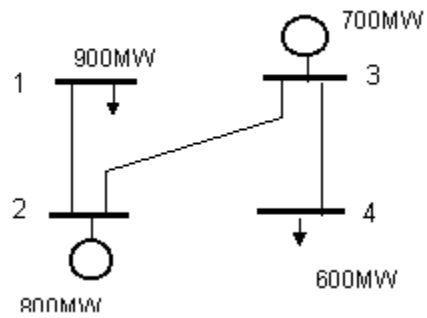
Nodo	Despacho (MW)	Demanda (MW)	Gen Neta
1	0	300	-300
2	100	0	100
3	500	0	500
4	0	300	-300

Tabla 3

Flujos de Carga D.C.

Flujo 1-2	-300
Flujo 2-3	-200
Flujo 3-4	300

Caso E2MX



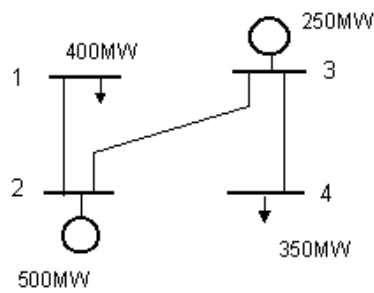
Nodo	Despacho (MW)	Demanda (MW)	Gen Neta
1	0	900	-900
2	800	0	800
3	700	0	700
4	0	600	-600

Tabla 4

Flujos de Carga D.C.

Flujo 1-2	-900
Flujo 2-3	-100
Flujo 3-4	600

Caso E2MN



Nodo	Despacho (MW)	Demanda (MW)	Gen Neta
1	0	400	-400

2	500	0	500
3	250	0	250
4	0	350	-350

Tabla 5

Flujos de Carga D.C.

Flujo 1-2	-400
Flujo 2-3	100
Flujo 3-4	350

Cálculo de la Red Mínima.

Flujos en cada caso (MW)					
Línea	E1MX	E1MN	E2MX	E2MN	Red Mínima
1 - 2	-800	-300	-900	-400	900
2 - 3	-600	-200	-100	100	600
3 - 4	500	300	600	350	600

Tabla 6

Características de la Red.

Línea	Longitud (km)	C.U. (\$/mwkm)	C. Módulo (\$)	Costo Anual de Red Mínima
1 - 2	50	60	\$ 250,000	\$ 4,550,000
2 - 3	150	80	\$ 400,000	\$ 11,600,000
3 - 4	100	70	\$ 250,000	\$ 6,800,000
Total				\$22.950.000

Tabla 7

$$Cl_{ij} = CPM + FS * CU * RM * L \quad (4.3)$$

Valores anualizados a 25 años con tasa de descuento de 10% y un factor de seguridad F.S.=1.5

Distribución del costo de la red mínima en los diversos escenarios.

$$W_{ij,e} = \frac{e^{F_{ij,e}}}{\sum_{k=1}^N e^{F_{ij,k}}} \quad (4.4)$$

Línea	Φ1	Φ2	Φ3	Φ4
1 - 2	0.89	0.33	1.00	0.44
2 - 3	1.00	0.33	0.17	0.17
3 - 4	0.83	0.50	1.00	0.58

Tabla 8

$$\gamma = 8$$

Línea	N1	N2	N3	N4	Suma
1 - 2	1225.5	14.4	2981.0	35.0	4255.9
2 - 3	2981.0	14.4	3.8	3.8	3002.9
3 - 4	785.8	54.6	2981.0	106.3	3927.7

Tabla 9

Línea	W1	W2	W3	W4
1 - 2	0.288	0.003	0.700	0.008
2 - 3	0.993	0.005	0.001	0.001
3 - 4	0.200	0.014	0.759	0.027

Tabla 10

Costo de las líneas en cada escenario

$$CL_{ij,e} = \frac{CL_{ij} * W_{ij,e}}{F_{ij,e}} \quad (4.5)$$

Línea	Casos			
	E1MX	E1MN	E2MX	E2MN
1 - 2	(1,637.8)	(51.3)	(3,541.1)	(93.6)
2 - 3	(19,191.8)	(278.0)	(146.5)	146.5
3 - 4	2,720.8	315.1	8,601.6	526.0

Tabla 11. Cifras expresadas en US\$/MW

Matriz de Factores de Distribución

Para cada escenario se hace un despacho 1 MW en el nodo de referencia (tierra), el cual se distribuye proporcional entre generadores por despacho.

Escenario E1MX

Matriz de Costos Nodales = CN = Matriz Factores Distribución * Matriz costo líneas

Matriz de Factores de Distribución			
Nodo	1 - 2	2 - 3	3 - 4
1	1	0.85	0
2	0	0.85	0
3	0	-0.15	0
4	0	-0.15	-1

Tabla 12

Matriz de Costo de líneas			
(1,637.8)	(51.3)	(3,541.1)	(93.6)
(19,191.8)	(278.0)	(146.5)	146.5
2,720.8	315.1	8,601.6	526.0

Tabla 13

Matriz de Costos Nodales				
	E1MX	E1MN	E2MX	E2MN
Nodo	(17,877)	(286)	(3,665)	30
	(16,239)	(235)	(124)	124
	2,953	43	23	(23)
	232	(272)	(8,579)	(549)

Tabla 14

Escenario E1MN

Matriz de Costos Nodales = CN = Matriz Factores Distribución * Matriz costo líneas

Matriz de Factores de Distribución			
Nodo	1 - 2	2 - 3	3 - 4
1	1	0.83	0
2	0	0.83	0
3	0	-0.17	0
4	0	-0.17	-1

Tabla 15

Matriz de Costo de líneas			
(1,637.8)	(51.3)	(3,541.1)	(93.6)
(19,191.8)	(278.0)	(146.5)	146.5
2,720.8	315.1	8,601.6	526.0

Tabla 16

Matriz de Costos Nodales				
	E1MX	E1MN	E2MX	E2MN
Nodo	(17,631)	(283)	(3,663)	29
	(15,993)	(232)	(122)	122
	3,199	46	24	(24)
	478	(269)	(8,577)	(550)

Tabla 17

Escenario E2MX

Matriz de Costos Nodales = CN = Matriz Factores Distribución * Matriz costo líneas

Matriz de Factores de Distribución			
Nodo	1 - 2	2 - 3	3 - 4
1	1	0.47	0
2	0	0.47	0
3	0	-0.53	0
4	0	-0.53	-1

Tabla 18

Matriz de Costo de líneas			
(1,637.8)	(51.3)	(3,541.1)	(93.6)
(19,191.8)	(278.0)	(146.5)	146.5
2,720.8	315.1	8,601.6	526.0

Tabla 19

Matriz de Costos Nodales				
	E1MX	E1MN	E2MX	E2MN
Nodo	(10,594)	(181)	(3,609)	(25)
	(8,956)	(130)	(68)	68
	10,236	148	78	(78)
	7,515	(167)	(8,523)	(604)

Tabla 20

Escenario E2MN

Matriz de Costos Nodales = CN = Matriz Factores Distribución * Matriz costo líneas

Matriz de Factores de Distribución			
Nodo	1 - 2	2 - 3	3 - 4
1	1	0.33	0
2	0	0.33	0
3	0	-0.67	0
4	0	-0.67	-1

Tabla 21

Matriz de Costo de líneas			
(1,637.8)	(51.3)	(3,541.1)	(93.6)
(19,191.8)	(278.0)	(146.5)	146.5
2,720.8	315.1	8,601.6	526.0

Tabla 22

Matriz de Costos Nodales				
	E1MX	E1MN	E2MX	E2MN
Nodo	(8,035)	(144)	(3,590)	(45)
	(6,397)	(93)	(49)	49
	12,795	185	98	(98)
	10,074	(130)	(8,504)	(624)

Tabla 23

Matriz de costos nodal independiente de la referencia

Se construye con las columnas correspondiente a cada escenario en las matrices de CN calculadas anteriormente.

	E1MX	E1MN	E2MX	E2MN
Nodo	(17.877)	(283)	(3.609)	(45)
	(16.239)	(232)	(68)	49
	2.953	46	78	(98)
	232	(269)	(8.523)	(624)

Tabla 24

	Generación Neta			
	-800	-300	-900	-400
Nodo	200	100	800	500
	1100	500	700	250
	-500	-300	-600	-350

Tabla 25

Matriz de Recaudo US\$

	Invierno Dmax	Invierno Dmin	Verano Dmax	Verano Dmin
Nodo	\$ 14.301.598	\$ 84.879	\$ 3.248.529	\$ 17.887
	\$ (3.247.848)	\$ (23.164)	\$ (54.710)	\$ 24.424
	\$ 3.247.848	\$ 23.164	\$ 54.710	\$ (24.424)
	\$ (115.883)	\$ 80.628	\$ 5.114.056	\$ 218.306

Tabla 26

CostoTotal
\$ 17.652.894
\$ (3.301.298)
\$ 3.301.298
\$ 5.297.106
\$ 22.950.000

Tabla 27

Nodos de Demanda pagan todo (Nodo 1 + Nodo 4 = Red Mínima)

Nodos de Generación (Referencia) no pagan nada (Nodo 2 + Nodo 3 = 0)

Recaudo Total = Red Mínima

Matriz de Costo Nodal Ajustada

Ingreso regulado de transmisión 50.000.000, se divide 50 % generadores y 50% comercializadores.

Ajuste de los Costos de Generación al Ingreso Regulado

Ajuste = (Ingreso Regulado/2) / Total Despachos Generación (MW)

	Invierno Dmax	Invierno Dmin	Verano Dmax	Verano Dmin	Total Despachos
Nodo 2	200	100	800	500	1600
Nodo 3	1100	500	700	250	2550
Total Despachos					4150

Tabla 28

Ajuste = US\$ 25.000.000/4150 MW = 6024,1 US\$/MW

A la matriz de la tabla 24 se le suma 6024,1 US\$/MW que corresponde al ajuste para obtener los costos unitarios por caso.

Nodo	E1MX	E1MN	E2MX	E2MN
	(11.853)	5.741	2.415	5.979

	(10.215)	5.792	5.956	6.073
	8.977	6.070	6.102	5.926
	6.256	5.755	(2.499)	5.400

Tabla 29

Nodo	Generación Neta			
		-800	-300	-900
	200	100	800	500
	1100	500	700	250
	-500	-300	-600	-350

Tabla 30

Matriz de Recaudo US\$

Nodo	Invierno Dmax	Invierno Dmin	Verano Dmax	Verano Dmin
		\$ 9.482.321	\$ (1.722.349)	\$ (2.173.158)
	\$ (2.043.029)	\$ 579.245	\$ 4.764.567	\$ 3.036.472
	\$ 9.874.354	\$ 3.035.212	\$ 4.271.578	\$ 1.481.600
	\$ (3.127.931)	\$ (1.726.601)	\$ 1.499.598	\$ (1.890.128)

Tabla 31

Demanda	Generación
\$ 3.195.062	
	\$ 6.337.256
	\$ 18.662.744
\$ (5.245.062)	
\$ (2.050.000)	\$ 25.000.000
\$ 22.950.000	

Tabla 32

- La generación queda ajustada y remunera el 50% del Ingreso Regulado.
- El recaudo total es igual a la Red Mínima.

Ajuste de los Costos de Demanda al Ingreso Regulado

Ajuste = Ingreso Regulado de la Demanda / (Costo Red Mínima - Ingreso Regulado Generación)

Ajuste = US\$ 25.000.000 / (US\$ 22.950.000 - US\$ 25.000.000)

Ajuste = -US\$ 12,20

La matriz de la tabla 29 se multiplica por - US\$ 12,20 que corresponden al ajuste de demanda para obtener los costos unitarios.

	E1MX	E1MN	E2MX	E2MN
Nodo	144.548	(70.014)	(29.447)	(72.919)
	(10.215)	5.792	5.956	6.073
	8.977	6.070	6.102	5.926
	(76.291)	(70.187)	30.480	(65.858)

Tabla 33

	Generación Neta			
Nodo	-800	-300	-900	-400
	200	100	800	500
	1100	500	700	250
	-500	-300	-600	-350

Tabla 34

Matriz de Recaudo US\$

	Invierno Dmax	Invierno Dmin	Verano Dmax	Verano Dmin
Nodo	\$ (115.638.057)	\$ 21.004.262	\$ 26.501.924	\$ 29.167.697
	\$ (2.043.029)	\$ 579.245	\$ 4.764.567	\$ 3.036.472
	\$ 9.874.354	\$ 3.035.212	\$ 4.271.578	\$ 1.481.600
	\$ 38.145.499	\$ 21.056.115	\$ (18.287.783)	\$ 23.050.344

Tabla 35

Demanda	Generación
\$ (38.964.174)	
	\$ 6.337.256
	\$ 18.662.744
\$ 63.964.174	

\$ 25.000.000	\$ 25.000.000
\$ 50.000.000	

Tabla 36

- La Demanda queda ajustada y remunera el 50% del Ingreso Regulado.
- El recaudo total es igual al Ingreso Regulado.

Determinación de los Cargos

Asumimos que cada nodo corresponde a una zona.

% de interconexión en demanda es el 50%.

% de interconexión en generación es el 15%.

Cargos de Generación: La componente variable es del 85%

$$CG_{zg} = \frac{\sum_i^{MG} CTA_i}{CAPINS_{ZG}} \quad (4.6)$$

CTA = Costos de Generación del nodo i perteneciente a la zona zg

CAPINSZG = Capacidad instalada de la zona zg

$$CG_2 = \text{US\$ } 6.337.256 * 0.85 / 800\text{MW} = 6733 \text{ US\$/MW}$$

$$CG_3 = \text{US\$ } 18.662.744 * 0.85 / 1200\text{MW} = 13219 \text{ US\$/MW}$$

La componente Fija = 15%

$$EstampillaG = \frac{\%Int * IR / 2}{CapInstStma} \quad (4.7)$$

$$Estampilla G = 0.15 * \text{US\$ } 25.000.000 / 2000 \text{ MW} = 1.875 \text{ US\$/MW}$$

Cargos zonales de generación

Cargos zonales de generación US\$/MW			
	Componente Fija	Componente Variable	Cargo Total

Zona 2	1875	6733	8608
Zona 3	1875	13219	15094

Tabla 37

Cargos de Demanda

Información de la demanda de energía MWh

	Invierno Dmax	Invierno Dmin	Verano Dmax	Verano Dmin	Demanda Total MWh
Zona 1	1728000	648000	1944000	864000	5184000
Zona 4	1080000	648000	1296000	756000	3780000
Total MWh					8964000

Tabla 38

Componente variable es del 50%

Cargos estacionales

$$CD_{ZD,c} = \frac{\sum_i^{ND} CA_{i,c}}{DEMENE_{ZD,c}} \quad (4.8)$$

$CA_{i,c}$ = Costo unitario de demanda del nodo i en la estación c.

$DEMENE_{ZC,c}$ = Demanda de la zona en la estación c.

$CD_{1,invdmax} = \text{US\$ } (115.638.057) * 0.50 / 1.728.000 \text{ MWh} = (33,46) \text{ US\$/MWh}$

Cargos Zonales de Demanda componente variable					
	Invierno Dmax	Invierno Dmin	Verano Dmax	Verano Dmin	Promedio
Zona 1	(33,46)	16,21	6,82	16,88	(3,76)
Zona 4	17,66	16,25	(7,06)	15,24	8,46

Tabla 39

Componente Fija 50%

$$Estampilla D = \frac{\%Int * IR / 2}{DemTotalStma} \quad (4.9)$$

Estampilla D = 0.50 * US\$ 25.000.000 / 8964000 MWh

Estampilla D = 1,394 US\$/MWh

Cargos Zonales de Demanda componente variable + componente fija					
	Invierno Dmax	Invierno Dmin	Verano Dmax	Verano Dmin	Promedio
Zona 1	(32,07)	17,60	8,21	18,27	(2,36)
Zona 4	19,05	17,64	(5,66)	16,64	9,86

Tabla 40

Montos a recaudar

Generadores

Zona	Cargo	Capacidad	US\$
2	8.608	800	6.886.668
3	15.094	1200	18.113.332
Total US\$			25.000.000

Tabla 41

Comercializadores

Zona	Periodo	Cargo	Demanda	US\$
1	Invierno Dmax	(32,07)	1.728.000	(55.409.390)
	Invierno Dmin	17,60	648.000	11.405.745
	Verano Dmax	8,21	1.944.000	15.961.806
	Verano Dmin	18,27	864.000	15.788.668
	Total	(2,36)	5.184.000	(12.253.171)
4	Invierno Dmax	19,05	1.080.000	20.578.773
	Invierno Dmin	17,64	648.000	11.431.672

	Verano Dmax	(5,66)	1.296.000	(7.336.662)
	Verano Dmin	16,64	756.000	12.579.389
	Total	9,86	3.780.000	37.253.171
Total Comercializadores				25.000.000

Tabla 42

4.5 Evolución de la Estructura de Cargos por Uso del STN en Colombia

Según lo estipulado en la Resolución CREG 02 de 1994 la estructura de cargos se revisará cada tres años aplicando la metodología mostrada en el numeral 4.1. Esta resolución indica que cada tres años se establecerán valores de referencia de los cargos mediante una interpolación lineal entre los cargos correspondientes a dicho año y los calculados para la configuración y condiciones del sistema proyectadas cinco años después, aplicando la metodología descrita anteriormente.

Sin embargo, a través de la Resolución CREG-008 de 1997 se amplió el período de aplicación de la metodología hasta el año 2001.

De igual manera mediante Resolución CREG-004 de 1999 se estableció la metodología para determinar el Ingreso Regulado por concepto del Uso del STN, que entraría a regir a partir del 1o. de Enero del año 2000 y a través de la Resolución CREG-026 de 1999 se establecieron las Unidades Constructivas del STN y los Costos Unitarios aplicables durante el período 2000-2004.

En el año 1999 se decidió cambiar la metodología con la cual se estaban calculando los cargos por uso del STN ya que esta presentaba los siguientes inconvenientes.

La metodología anterior tiene como inconvenientes:

- El Ingreso Regulado se hace a través de recaudos en los cuales, el 50% provienen de los generadores y el restante 50% de los comercializadores.
- Los generadores tiene una componente fija del 15 % del Ingreso Regulado y los comercializadores del 50%.
- La componente variable de los generadores y comercializadores tenía la función de dar señales de ubicación. Sin embargo, ni los generadores ni los comercializadores tuvieron en cuenta esta señal. En el caso de los generadores hidráulicos y a carbón existentes no se reubicaron ya que tenían un alta inversión hundida, de igual forma los generadores a gas por tener un alto costo. Los nuevos generadores tampoco tuvieron en cuenta la

señal, en el caso de los hidráulicos porque es la cuenca la que determina si es factible o no el proyecto y no la señal que esté entregando los cargos por uso. En el caso de los generadores a carbón, porque se ubican donde puedan minimizar los costos de transporte.

Un traslado físico sobre todo de la demanda existente es improbable y un traslado horario de la carga solo aplica para los usuarios no regulados y no residenciales, por cuanto los residenciales tienen tarifas fijas de energía y esta no se afecta con el cambio de hora.

- En cuanto a la estructura de costos en el caso de generación esta depende en parte del despacho central. Sin embargo el precio de oferta de las termoeléctricas depende del costo incremental del combustible y de los costos de operación y mantenimiento, los cuales se observan por ejemplo en el costo de arranque y parada de las plantas térmicas. En el caso de las hidráulicas depende del costo de oportunidad del valor del agua. El precio de bolsa del generador no depende de las señales provenientes del STN, ni de los cargos por uso, pero si debe recuperar el 50% del STN que les corresponde.

Por lo anterior, la Comisión expidió la Resolución CREG-043 de 1999, mediante la cual se sometía a consideración de los agentes y terceros interesados, una nueva metodología para el cálculo y aplicación de los Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN), que entraría a regir a partir del 1o. de Enero del año 2001. En la misma Resolución, se propuso la aplicación de un marco regulatorio de transición durante el año 2000, tanto para la definición del Ingreso del STN como de los Cargos por Uso que regirían durante ese año.

Una vez se recibieron y analizaron las observaciones que los terceros interesados remitieron a la Comisión, en desarrollo de la consulta, la Comisión decidió efectuar análisis adicionales sobre los resultados que se han obtenido en otros países, con la aplicación de las diferentes opciones metodológicas y que dichos análisis sólo estarán completos durante el mes de febrero del año 2000.

4.6 Metodología de Transición para el cálculo y aplicación de cargos por uso del STN durante el año 2000

1. Ingreso Regulado del STN correspondiente al año 2000.

El Ingreso Regulado Mensual Causado, por concepto de Uso del STN se establece de acuerdo con lo dispuesto en las Resoluciones CREG-004 y CREG-026 de 1999 y para su aplicación se tendrá en cuenta:

El Ingreso Regulado Mensual Causado por Unidades Constructivas Existentes, entendiéndose por Unidades Constructivas Existentes aquellas que se encuentren en operación comercial el 1o. de Enero del año 2000.

El Ingreso Regulado Mensual Causado por Unidades Constructivas que entrarán en operación comercial con posterioridad al 1o. de Enero del año 2000 y que no fueron construídas en desarrollo de los procesos de convocatoria (Resolución CREG-004 de 1999). Estas Unidades se remunerarán a partir del primer mes en que se hayan encontrado en operación comercial el primer día de dicho mes.

Unidades Constructivas de Activos de Conexión que se hayan convertido en Activos de Uso, estas Unidades se remunerarán a partir del primer mes en que se hayan encontrado en operación comercial, como Activos de Uso, el primer día de dicho mes.

4.6.2 Cargos por uso del STN aplicables a los generadores durante el año 2000

Los Cargos de los Generadores (\$/kW-año) se ajustarán al 25% del Ingreso Regulado Mensual Causado, durante el año 2000, aplicando la siguiente expresión:

$$\text{Carg } \alpha_{(m/2000)} = \text{Carg } \alpha_{(\$Jun/1996)} + FA \times \left| \text{Carg } \alpha_{(\$Jun/1996)} \right| \quad (4.10)$$

Donde:

Carg_(m/2000): Cargo a aplicar en el mes m del año 2000.

Carg_(\$Jun/1996): Cargo Resolución CREG-008 de 1997.

FA: Factor de Ajuste de los Cargos de los Generadores, de tal manera que igualen el 25% del Ingreso Regulado Mensual Causado.

4.6.3 Cargos por Uso del STN aplicables a los Comercializadores.

Se establecen Cargos por Uso Monomios Horarios del STN, aplicables a los Comercializadores a partir del 1o. de Enero del año 2000 y se unifican las zonas eléctricas de comercializadores.

Los cargos por uso monomios son cargos por unidad de energía, expresado en \$/kWh, que remunera el Ingreso Regulado del STN, mientras que los cargos por

uso monomios horarios son los cargos por unidad de energía, expresados en \$/kWh , pero diferenciados por Período de Carga.

Los cargos se calculan como se describe a continuación:

Cargo por Uso Monomio: El Cargo por Uso Monomio del STN se calcula dividiendo el 75% del Ingreso Regulado Mensual Causado en el mes a facturar, sobre la demanda total registrada por los comercializadores del SIN en el mismo mes, en cada una de sus fronteras comerciales, referida a 220 kV.

Cargos por Uso Monomios Horarios: Los Cargos por Uso Monomios Horarios del STN, con diferenciación horaria por Período de Carga, se calculan a partir del respectivo Cargo por Uso Monomio, de acuerdo con la metodología descrita a continuación.

4.6.4 Cálculo de los Cargos por Uso Monomios Horarios del STN a partir del Cargo por Uso Monomio

El Liquidador y Administrador de Cuentas del STN calculará los Cargos por Uso Monomios Horarios del STN, siguiendo el procedimiento que se describe a continuación:

Sean H_x , H_d , y H_m el número de horas asociadas con cada uno de los Períodos de Carga definidos en la presente Resolución.

Sean P_x , P_d y P_m la potencia resultante de promediar las potencias (P_i) asociadas a las horas asignadas a cada uno de los Períodos de Carga.

Sea CUM el Cargo por Uso Monomio del STN (\$/kWh).

Se requiere calcular los Cargos por Uso Monomios Horarios: CUM_x , CUM_d y CUM_m .

Considerando que la magnitud de la energía de la hora i -ésima es igual a la magnitud de la potencia de la hora i -ésima (P_i) por tratarse de potencias promedios referidas a períodos de una hora, la primera condición establece que:

$$H_x P_x CUM_x + H_d P_d CUM_d + H_m P_m CUM_m = CUM \times \left(\sum_{i=1}^{24} P_i \right) \quad (4.11)$$

La segunda condición establece que los Cargos por Uso Monomios Horarios, serán proporcionales a la potencia promedio resultante de acuerdo con las horas asignadas a cada Período de Carga, lo cual significa que:

$$\frac{CUM_x}{CUM_m} = \frac{P_x}{P_m} \quad (4.12)$$

$$\frac{CUM_x}{CUM_d} = \frac{P_x}{P_d} \quad (4.13)$$

Los Cargos por Uso Monomios Horarios CUM_x , CUM_d y CUM_m se obtienen resolviendo el sistema de tres ecuaciones con tres incógnitas planteado en las ecuaciones (4.11) a (4.13).

CONCLUSIONES

- Una tarifa de transmisión debe tener en cuenta los costos del sistema de transmisión, es decir inversión, operación y mantenimiento, y sus utilidades.
- Para determinar la tarifa de un Sistema de Transmisión se pueden emplear dos tipos de metodologías, la de costos embebidos o la de costos incrementales. La primera es relativamente estable, fácil de calcular, recupera la totalidad de los costos existentes del sistema y los usuarios no son cargados con costos futuros. En la segunda metodología, la utilidad es indicativa de los costos futuros y de la expansión; pero generalmente las ganancias son una pequeña porción del costo de los refuerzos y no son suficientes para cubrir los costos enteros del sistema.
- Las metodologías más utilizadas de costos embebidos son; la de estampilla, la cual es fácil de calcular y de administrar. Esta metodología es atractiva cuando los costos son pequeños y los usuarios no reaccionan a las señales de los precios, ya que ésta no da señales de ubicación a los usuarios y crea subsidios entre los usuarios. La otra metodología de costos embebidos es la del contrato de trayectoria (MW milla), ésta es fácil de implementar, permite una tarifa estable y predecible, reconoce el uso del sistema de transmisión, minimiza los subsidios que existen con el método de estampilla pero no considera las restricciones en la red por congestión del sistema de transmisión ni los costos de expansión.
- Las metodologías utilizadas en la de costo incremental son el costo incremental a corto y largo plazo y el costo marginal a corto y largo plazo. La metodología de costo marginal a corto plazo da señales de precio para una ubicación eficiente de la generación y puede recuperar con precisión los costos variables asociados con las líneas de transmisión como las pérdidas; pero no da señales de precios para un sistema donde todos los costos son fijos.

La metodología del costo marginal a largo plazo da señales de precio para maximizar la eficiencia económica, pero es de difícil pronóstico y sus señales de precio pueden no ser muy precisas, además puede no suministrar las suficientes utilidades como para recuperar los costos embebidos.

- La entidad encargada en Colombia de determinar los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional es la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG. La metodología empleada en Colombia hasta finales de 1999 pretendía dar una señal de ubicación a la demanda y a los generadores, sin embargo, estas señales de precios eran muy pequeñas y no estimularon la ubicación de nuevos generadores, además esta metodología era difícil de administrar y requería pronósticos de carga y costos de expansión a largo

plazo. De igual forma, la distribución de los costos del sistema de transmisión era 50% la demanda y 50% la generación, esto con el fin de garantizar la recuperación del costo de transmisión. Sin embargo, este porcentaje tan alto para los generadores no brindó aliciente a la expansión de la generación, por lo cual se cambió el porcentaje de asignación 75% para la demanda y 25% para la generación.

- En Colombia las pérdidas en el Sistema de Transmisión son asumidas por la demanda, por lo tanto se debe considerar la posibilidad de obtener las pérdidas en el Sistema de Transmisión en tiempo real.

Las técnicas más utilizadas para el cálculo de las pérdidas de transmisión en tiempo real son: Newton Raphson, la técnica desacoplada y la técnica de estimación, cuyos algoritmos de implementación son fáciles. La técnica de estimación y la técnica desacoplada son las más atractivas ya que son muy rápidas y sus resultados son muy aproximados.

BIBLIOGRAFÍA

- Shirmohammadi Dariush, Rajagopalan Chithra, R. Alward Eugene, L. Thomas Chifong, "Cost of Transmission Transactions", IEEE Transactions on Power System, Vol. 6, No.4, November 1991.
- Fellow Happ, "Cost of Wheeling Methodologies", IEEE Transactions on Power System, Vol. 9, No. 1, February 1994.
- Shirmohammadi Dariush, Vieira Filho Xisto, Gorenstin Boris, Pereira Mario, "Some Fundamental Technical Concepts About Cost Based Transmission Pricing", IEEE Transactions on Power System, Vol. 11, No. 2, May 1996.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas, Resolución 002 de 1994, Resolución 008 de 1997, Resolución 004 de 1999, Resolución 043 de 1999, Bogotá.
- Tsukamoto Yukitoki, Iyoda Isao, "Allocation of Fixed Transmisión Cost to Wheeling Transactions by Cooperative Game Theory", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 2, May 1996.
- Ramanathan R., "Real Time Wheeling Losses Computation Techniques for Energy Management Systems", IEEE, 1986.
- Rojas P. Fernando, Franco Pablo Javier, "Metodología de Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Nacional", Revista Técnica Interconexión Eléctrica S.A.

ANEXOS

CARGOS POR USO DEL STN ESTIMADOS PARA EL AÑO 2000

Generadores

(\$/kW-año de diciembre de 1999)

Zona	Subzona	Tipo	Nueva Metodología	Metodología Anterior
			Cargo (\$/kW-año)	Cargo (\$/kW-año)
1	A	Hidráulica	3,364.61	4,332.65
		Térmica	24,796.28	42,342.76
	B	Térmica	35,193.77	65,481.82
2	A	Hidráulica	2,830.78	4,597.55
		Térmica	2,025.13	1,125.73
	B	Térmica	9,919.98	12,269.56
	C	Térmica	13,436.42	25,324.30
3	A	Hidráulica	(504.04)	208.11
		Térmica	(14,550.51)	(15,926.58)
	B	Hidráulica	15,963.56	35,068.04
		Térmica	(12,082.45)	(11,369.36)
	C	Hidráulica	15,743.17	29,694.80
		Térmica	7,667.11	14,294.00
4	A	Hidráulica	5,727.68	8,599.09
		Térmica	(20,187.63)	(29,392.58)
	B	Hidráulica	(19,431.57)	(27,644.05)
		Térmica	(36,398.00)	(46,909.45)
	C	Hidráulica	6,778.20	12,354.70
		Térmica	(22,988.81)	(28,846.67)

Los valores de la metodología nueva fueron calculados teniendo en cuenta la Resolución CREG-094/99, en la cual se establece que los generadores aportan el 25% del ingreso de los transportadores del STN y los comercializadores aportan el otro 75% del ingreso.

Comercializadores

Metodología Nueva

(\$/kWh de diciembre de 1999)

	Demanda Máxima	Demanda Media	Demanda Mínima	Total
Pronóstico de demanda de energía del SIN	12,227,206	22,209,003	6,636,542	41,072,751
Número de horas	6	13	5	24
Valor del cargo (\$/kWh)	11.3749	9.5358	7.4087	9.7396

Estos valores fueron calculados teniendo en cuenta la Resolución CREG-094/99, en la cual se establece que los generadores aportan el 25% del ingreso de los transportadores del STN y los comercializadores aportan el otro 75% del ingreso.

Metodología Anterior

(\$/kWh de diciembre de 1999)

Zona	Carga Máxima	Carga Media	Carga Mínima	Promedio
1	5.3939583	5.29696334	5.5343768	5.36894257
2	7.10305202	2.26439578	10.1946189	5.18746051
3	12.2186513	1.22010695	1.29798612	4.67357601
4	32.7425258	2.14592505	-2.95787436	11.1193751

MAPA CON LA ZONIFICACIÓN DE LOS CARGOS POR USO DEL STN

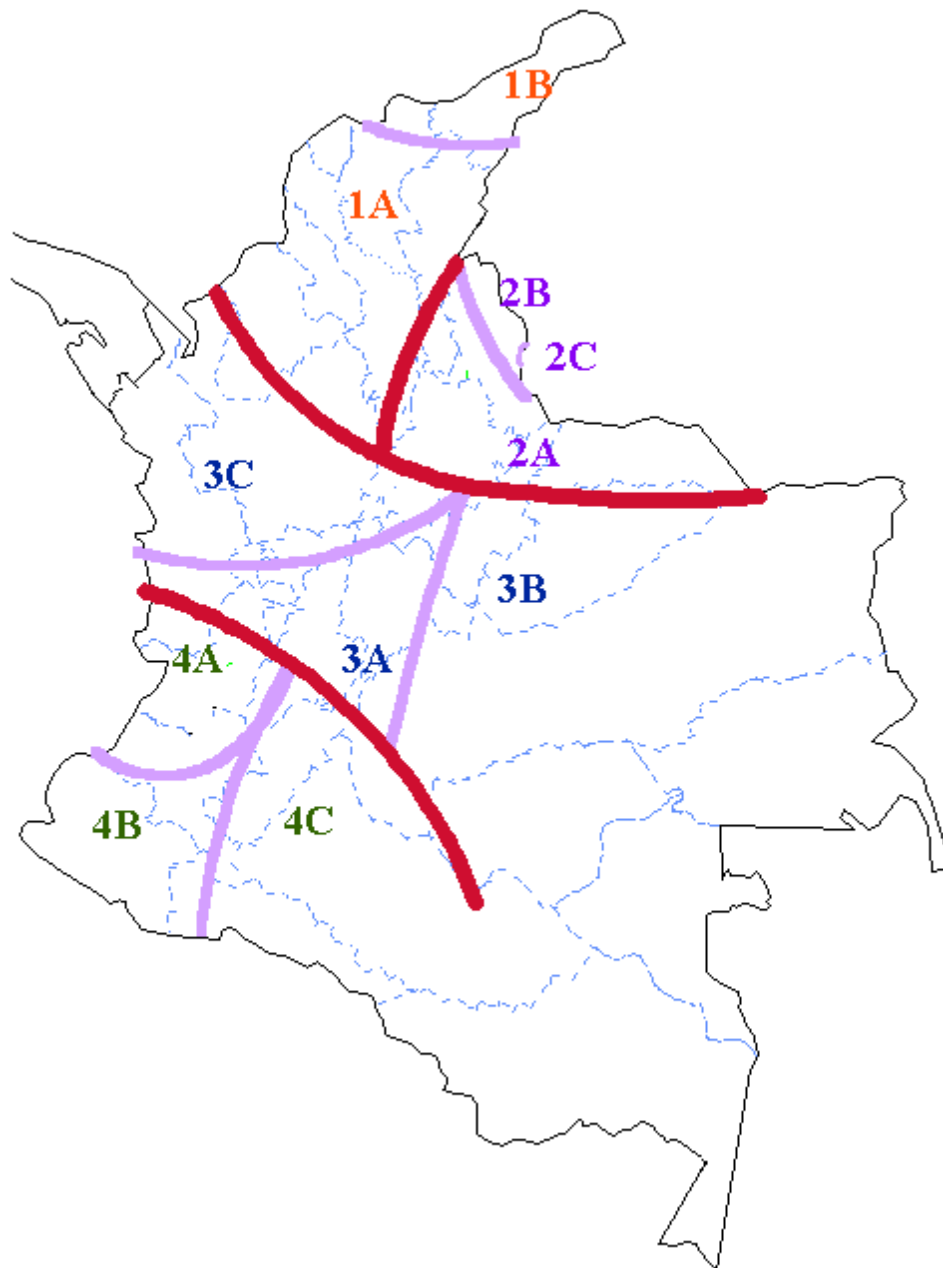
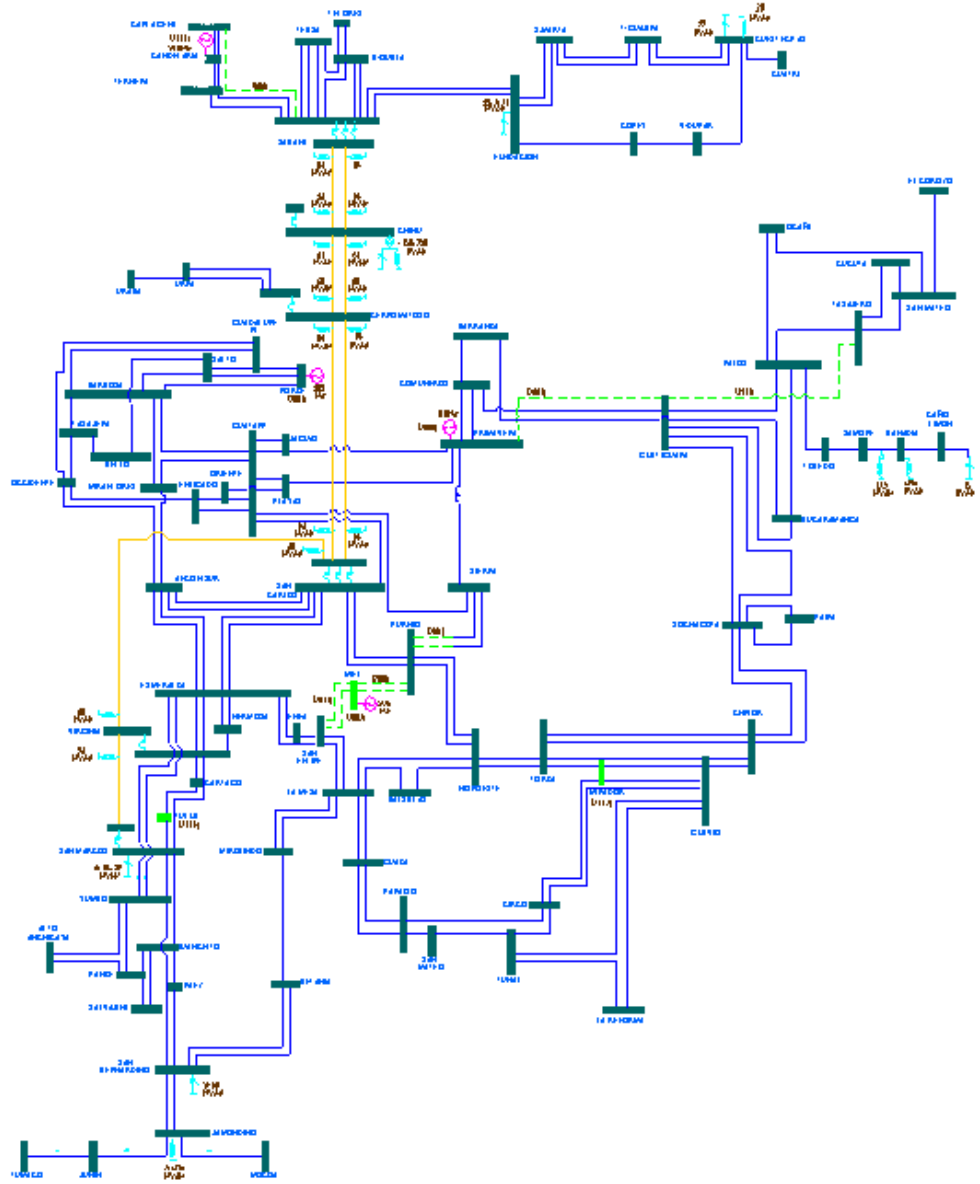


DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL



SISTEMA INTERCONECTADO COLOMBIANO 230 Y 500 KV
 RED ACTUAL AÑO 2000

- PSD 230 KV EXISTENTE 2000
- PSD 500 KV EXISTENTE 2000
- EXPANSION 230 KV 2000-2005
- EXPANSION 500 KV 2000-2005
- LINEA A 230 KV PROYECTO EJEC. 110KV
- ⊕ EXPANSION DE GENERACION

CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE TRANSPORTE EN TIEMPO REAL

Este apéndice en general considera citas textuales del artículo "Energy Control Systems", 1986 de la IEEE.

Los sistemas eléctricos interconectados son más confiables y tienen mejor regulación. Es común transmitir potencia de un sistema a otro a través de un sistema intermedio, en el cual las líneas de transmisión son simplemente usadas para transmitir y estas transacciones se llaman cobros de peajes, las pérdidas producidas en este intercambio son las pérdidas de transporte.

Otra área donde se incrementan las transacciones de transporte son las asociadas con la cogeneración, ya que solamente una parte de la potencia generada se usa normalmente en el sitio de generación, la diferencia puede ser vendida a una empresa local o transportada mediante las líneas de distribución a otro sitio donde se pueda utilizar mejor.

El costo de utilizar las líneas de transmisión de otra empresa lo pagan los dueños de la cogeneración. El costo se basa en los gastos incurridos más una tasa de retorno del valor del capital del equipo de distribución. Uno de los principales gastos son las pérdidas de transporte.

Generalmente en el EMS (manejo de sistemas de energía), las pérdidas de transporte se pueden obtener sobre una base periódica o ejecutando una serie de flujos de carga.

- Incluyendo todas las transacciones de transporte.
- Uno para cada caso, en el cual una transacción se elimina o entrando las pérdidas a través de una pantalla interactiva.

El total de las pérdidas de transporte se calcula como la diferencia de pérdidas con todas las transacciones activas y con todas las transacciones por fuera. Sobre la hora, las pérdidas son integradas para cada transacción y para todas las transacciones.

Algunas empresas requieren los cálculos de pérdidas cada diez minutos, los cuales por ser tan frecuentes los reflejan de una forma más aproximada. Las pérdidas de transporte, no son sólo una función de las transacciones sino también una función de las condiciones presentes del sistema.

Un flujo de carga en tiempo real se usa para determinar los estados remanentes en la parte inobservable de la red. Todos los estados que se calculan por el estimador de estado son preservados y tomados como variables independientes. De aquí las múltiples barras de referencia son encontradas en el flujo de carga en tiempo real.

Las barras de frontera del estimador de estado toman los errores durante el cálculo del flujo de carga, y estas barras se llaman slack.

En el flujo de carga normal en la barra slack V y θ son independientes y P y Q son variables dependientes. Cuando se vuelve a ejecutar el flujo de carga sin una programación de transporte, para encontrar las pérdidas, todos los V y θ de las barras slack en el ciclo de tiempo real no pueden asumirse. Cuando se elimina una transacción los V y θ de las barras slack cambian, convirtiéndose en variables dependientes. De aquí si el flujo de carga normal se usa, solamente una barra se puede tomar como slack.

Por esta razón la diferencia de las pérdidas totales, dependiendo de la escogencia de la barra slack. Es difícil calcular las pérdidas de transporte como la diferencia de los cálculos del flujo de carga con y sin las transacciones en las aplicaciones de tiempo real.

Se proponen técnicas para el cálculo de pérdidas de transporte usando factores de participación económica y sin el uso de la barra slack.

Técnica de Newton Raphson (NRWL)

En un sistema de potencia los generadores participan en el suministro del incremento o disminución del total de la demanda.

Cuando una transacción de transporte es eliminada, la generación total disminuye por las pérdidas de transporte, llevando a los generadores individuales a tener factores de participación económica más bajos, asumiendo que se usa despacho económico.

Para el cálculo de los factores de participación económica suponemos que la segunda y la primera derivada de la función de costo contra la función de flujo de salida se conocen. El costo incremental del sistema cambia de λ a $\lambda + \Delta \lambda$.

Generalmente las pérdidas de transporte para una programación de transporte es demasiado pequeña comparada con la demanda total del sistema. Para un cambio pequeño en la demanda total, las pérdidas incrementales de transmisión se asumen constantes.

$$\Delta \lambda = \Delta \lambda = \frac{C_i''(P_{Gi}^0) * \Delta P_{Gi}}{(1 - ITL_i)} \quad (A.1)$$

C_i'' : segunda derivada de la función costo para unidad i.

ITL_i : Pérdidas incrementales de transmisión para la unidad i

P_{Gi}^0 : Potencia inicial incluyendo las transacciones de transporte.

ΔP_{Gi} : Cambio de generación en la unidad i.

El prefijo "0" indica condiciones iniciales.

Si las pérdidas de transporte las suministran las unidades de generación:

WL : Pérdidas de transporte = $\sum \Delta P_{Gi}$

Despejando,

$$\sum \Delta P_{Gi} = \Delta \lambda \sum \frac{(1 - ITL_i)}{C_i''(P_{Gi}^0)} \quad (A.2)$$

De aquí el factor de participación para la unidad i se puede escribir como:

$$pf_i = \frac{\Delta P_{Gi}}{WL} = \frac{(1 - ITL_i) / (C_i'' * P_{Gi}^0)}{\sum (1 - ITL_i) / (C_i'' * P_{Gi}^0)} \quad (A.3)$$

La nueva generación en la barra i después de eliminar una transacción de transporte es:

$$P_{Gi} = P_{Gi}^0 - pf_i WL \quad (A.4)$$

La potencia real inyectada a la barra i, después de remover una transacción de transporte es:

$$P_i = P_{Gi}^0 - pf_i WL - PD_i + PI_i - PE_i \quad (A.5)$$

Donde:

PD_i : Demanda real en la barra i

PI_i : Potencia importada en la barra i

PE_i : Potencia exportada en la barra i.

La importación y exportación de transporte en la barra i está dada por:

$$WI_i = PI_i^0 - PI_i \text{ (importación)} \quad (\text{A.6})$$

$$WE_i = PE_i^0 - PE_i \text{ (exportación)} \quad (\text{A.7})$$

Se deben satisfacer las ecuaciones de la ley de Kirchoff en el nuevo punto de generación cuando una agenda de transporte se elimine. El flujo de potencia activa y reactiva en la parte de la red del sistema a cada barra puede representarse como una función de V y θ de la barra como sigue:

$$\begin{aligned} P_i &= g_i(V, \theta) \\ Q_i &= h_i(V, \theta) \end{aligned} \quad (\text{A.8})$$

P_i : Potencia real en la barra i.

Q_i : Potencia reactiva en la barra i

θ_i : Ángulo de fase del voltaje en la barra i.

V_i : Magnitud del voltaje en la barra i.

De aquí que en el nuevo punto de operación:

$$P_{Gi}^0 - pf_i WL - PD_i + PI_i - PE_i - g_i(V, \theta) = 0 \quad (\text{A.9})$$

De forma igual el balance de potencia reactiva en la barra i es:

$$Q_i - h_i(V, \theta) = 0 \quad (\text{A.10})$$

Hay n barras en el sistema, la primer barra se toma como la de referencia y las primeras m como barras de generadores. Entonces hay n ecuaciones de balance de potencia activa y n ecuaciones de balance de potencia reactiva y $2n$ variables dependientes, las cuales son:

- θ en todos los nodos excepto en el de referencia.

- Magnitud de V en todas las barras de carga
- Pérdidas de transmisión.
- Potencia reactiva suministrada por cada generador.

En las 2n variables dependientes Q suministrado por los generadores se puede obtener una vez se conozcan todos los θ y V de las barras. Entonces las (2n-m) variables desconocidas son de interés.

Si las ecuaciones (A.9) y (A.10) se expanden en una serie de Taylor alrededor del punto inicial de operación, las ecuaciones de error son:

$$\begin{bmatrix} Pf_1 & E_1 & E_2 \\ PF & H & N \\ 0 & M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta WL \\ \Delta \theta \\ \Delta U / U \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (\text{A.11})$$

Donde:

$$\begin{aligned} PF^T &= [Pf_2, \dots, Pf_n] \\ \Delta \theta^T &= [\Delta \theta_2, \dots, \Delta \theta_n] \\ \Delta V^T &= [\Delta V_{m+1}, \dots, \Delta V_n] \\ \Delta P^T &= [\Delta P_2, \dots, \Delta P_n] \\ \Delta Q^T &= [\Delta Q_{m+1}, \dots, \Delta Q_n] \\ E_1 &= \frac{\partial P_1}{\partial \theta} \quad ; \quad E_2 = \frac{\partial P_2}{\partial U} \end{aligned}$$

$$\begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} = J \quad (\text{A.12})$$

J es la matriz del Jacobiano de flujo de carga Newton Raphson.

De la ecuación 3):

$$Pf_1 \Delta WL + [E_1 \quad E_2] \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V / V \end{bmatrix} = \Delta P_1 \quad (\text{A.13})$$

$$\begin{bmatrix} PF \\ 0 \end{bmatrix} \Delta WL + J \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V / V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (\text{A.14})$$

$$\Delta WL = \frac{\Delta P_1 - \gamma \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}}{Pf_1 - \gamma \begin{bmatrix} PF \\ Q \end{bmatrix}}$$

(A.15)

$$\Delta WL = [E_1 \quad E_2] J^{-1}$$

(A.16)

Si damos $\gamma_1 = -1$, entonces la ecuación (A.15) se puede expresar:

$$\Delta WL = \frac{\sum_{i=1}^n \gamma_i \Delta P_i + \sum_{i=n+1}^n \gamma_{n+1} \Delta Q_i}{\sum_{i=1}^n Pf_i \gamma_i}$$

(A.17)

Y de la ecuación (A.14) las correcciones en θ y V son:

$$J \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V / V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} PF \\ Q \end{bmatrix} \Delta WL$$

(A.18)

La ecuación 8 puede resolverse para el término de corrección de las pérdidas de transporte.

Los vectores de corrección de θ y V se obtienen de la ecuación (A.18).

Los vectores de corrección al punto de solución se adicionan a las pérdidas de transporte estimadas inicialmente, θ y V para dar un nuevo estimado. El proceso de arriba se repite hasta que el error de P y Q sea cero o esté dentro de la tolerancia especificada.

Cuando la barra de referencia toma todas las pérdidas de transporte, el factor de participación de esta barra es uno y el de los otros generadores es cero. Así la ecuación (A.18) se convierte en la ecuación normal del flujo de Newton Raphson.

Técnica Desacoplada (FDWL)

La primera aproximación hecha a la ecuación de error (A.11) es desacoplar la potencia real, ángulo de voltaje, potencia reactiva y magnitud de voltaje.

$$pf_1 \Delta WL + E_1 \Delta \theta = \Delta P_1 \quad (\text{A.19})$$

$$PF \Delta WL + H \Delta \theta = \Delta P \quad (\text{A.20})$$

$$L(\Delta V / V) = \Delta Q \quad (\text{A.21})$$

Haciendo los mismos supuestos que en el flujo de carga desacoplado rápido y acomodando las ecuaciones (A.19), (A.20) y (A.21) tenemos:

$$\frac{pf_1}{V_1} \Delta WL + [-B_{12}, \dots, -B_{1n}] \Delta \theta = \frac{\Delta P_1}{V_1} \quad (\text{A.22})$$

$$[B'] \Delta \theta = [\Delta P / V] - [PF / V] \Delta WL \quad (\text{A.23})$$

$$B'' \Delta V = \frac{\Delta Q}{V} \quad (\text{A.24})$$

La matriz de susceptancia es simétrica si los cambiadores de fase están ausentes. Luego B' también es simétrica.

$$[-B_{12}, \dots, -B_{1n}] [B'] = [-1] \quad (\text{A.25})$$

De las ecuaciones (A.22), (A.23) y (A.25) la corrección de las pérdidas de transporte es:

$$\Delta WL = \frac{\sum_{i=1}^n \Delta P_i / V_i}{\sum_{i=1}^n pf_i / V_i} \quad (\text{A.26})$$

Las ecuaciones (A.23), (A.24) y (A.26) pueden resolverse por el término de corrección de θ y V. Los vectores de corrección se adicionan a los estimados inicialmente para obtener nuevos estimados. El proceso se repite hasta que el error de P y Q sea cero o esté en el rango de tolerancia especificada.

Técnica de Estimación (EWL)

Las pérdidas totales de transmisión son una parte de las pérdidas totales en un sistema. Para una configuración específica las pérdidas totales de transmisión son función de la carga, generación, importaciones y exportaciones de la barra.

Desde la ecuación de balance de potencia, las pérdidas totales de transmisión, PL es :

$$PL = \sum_{i=1}^n (PG_i - PD_i + PI_i - PE_i) \quad (A.27)$$

La potencia de inyección en la barra i es:

$$P_i = PG_i - PD_i + PI_i - PE_i \quad (A.28)$$

Por lo tanto, podemos expresar las pérdidas totales de transmisión como una función de la potencia de las barras.

$$PL = f(P) = \sum_{i=1}^n P_i, \text{ donde } [P] = [P_1, P_2, \dots, P_n] \quad (A.29)$$

La ecuación anterior se puede expandir en una serie Taylor alrededor de la potencia inicial de la barra, P^0 , que incluye todas las transacciones de transporte.

$$PL(P) = f(P^0 + \Delta P) = f(P^0) + \Delta PL \quad (A.30)$$

$$\Delta PL = \sum_{i=1}^n \Delta P_i \quad (A.31)$$

De la ecuación (A.29)

Las ecuaciones $P_i = g_i(V, \theta)$; $Q_i = h_i(V, \theta)$ se diferencian con respecto a todas las variables independientes. Para cada barra los errores de la potencia real y reactiva son:

$$\Delta P_i = \sum_{k=2}^n \frac{\partial P_i}{\partial \theta_k} \Delta \theta_k + \sum_{k=m+1}^n \frac{\partial P_i}{\partial V_k} \Delta V_k \quad (A.32)$$

$$\Delta Q_i = \sum_{k=2}^n \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_k} \Delta \theta_k + \sum_{k=m+1}^n \frac{\partial Q_i}{\partial V_k} \Delta V_k \quad (A.33)$$

Organizando las ecuaciones de errores de potencia:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \partial \theta \\ \partial V \end{bmatrix} \quad (\text{A.34})$$

Donde J es el Jacobiano que omite las filas y columnas para la barra de referencia y para la potencia reactiva de los generadores.

$$\text{De la ecuación (A.32)} \quad \Delta P_i = [\gamma]^T \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (\text{A.35})$$

$$\text{De la ecuación (A.31)} \quad \Delta PL = \Delta P_i + \sum_{i=2}^n \Delta P_i \quad (\text{A.36})$$

De las ecuaciones (A.35) y (A.36)

$$\Delta PL = \sum_{i=2}^n (1 + \gamma_i) \Delta P_i + \sum_{i=m+1}^n \gamma_{i+m} \Delta Q_i \quad (\text{A.37})$$

Las pérdidas de transporte son el cambio en las pérdidas de transmisión, una que incluye todas las transacciones de transporte y una para cada caso en el cual se elimina una transacción de transporte. Durante un cálculo de transporte la carga es constante.

La generación se incrementa solo para suministrar las pérdidas de transporte. En el sistema hay m generadores y suponemos que el generador i suministra el cambio en la demanda total en proporción a su factor de participación. Entonces la variación en la inyección de la barra, sobre la eliminación de una transacción de transporte es:

$$P_i = (PG_i - PG_i^0) + (PI_i - PI_i^0) - (PE_i - PE_i^0) \quad (\text{A.38})$$

$PG_i^0 - PG_i = pfi(WL)$ = incremento en la generación para suministrar las pérdidas de transporte.

De las ecuaciones (A.37) y (A.38) las pérdidas de transporte son:

$$\Delta PL = -WL = \sum_{i=2}^n (1 + \gamma_i) (-pfi(WL) - WI_i - WE_i) \quad (\text{A.39})$$

Organizando la ecuación (A.39) para obtener las pérdidas de transporte WL.

$$WL = \frac{\sum_{i=2}^n (1 + \gamma_i)(WL_i - WE_i)}{1 - \sum_{i=2}^n pf_i \gamma_i} \quad (A.40)$$

$$\gamma_1 = -1$$

Organizando la ecuación (A.40)

$$WL = \frac{\sum_{i=1}^n \gamma_i (-WL_i + WE_i)}{\sum_{i=1}^n pf_i \gamma_i} \quad (A.41)$$

La ecuación (A.41) es la misma ecuación que (A.17) durante la primera iteración del Método de Newton.

En la ecuación (A.39) de pérdidas de transporte, si todas las pérdidas de transporte son suministradas por la barra de referencia.

$$WL = \sum_{i=2}^n (1 + \gamma_i)(WL_i - WE_i) \quad (A.42)$$

Implementación de la técnica

Se utilizan los datos iniciales de voltaje, ángulo, generación, carga y el transporte programado de las barras, los cuales se conocen desde el flujo de carga en el tiempo real el cual también incluye la transacción de transporte.

Algoritmo Newton Raphson (NRWL)

Los principales pasos utilizados en el Método de Newton para calcular las pérdidas de transporte son:

- Resolver el vector γ desde la ecuación (A.16).
- Calcular los errores de potencia real y reactiva.
- Calcular ΔWL usando la ecuación (A.17).
- Calcular $[\Delta \theta]$ y $[\Delta V]$ usando la ecuación (A.18).

- Actualizar voltajes y ángulos.
- Si converge, salir y sino volver al paso uno.

Debe notarse que cada paso en la ecuación (A.16) se ha resuelto para el cálculo del vector γ .

Este paso tomará el mismo tiempo como el de resolver la ecuación para el error del voltaje y el ángulo de la ecuación (A.18).

Algoritmo Desacoplado (FDWL)

En esta técnica el cambio en las pérdidas de transporte se calcula usando los errores de la potencia real como se muestra en la ecuación (A.26).

Luego el vector de error del ángulo se calcula usando la ecuación (A.23) y se suma al estimado inicial para producir el nuevo estimado.

El vector de error del voltaje es calculado usando la ecuación (A.24) y se suma al voltaje inicial estimado para producir el nuevo estimado. El proceso iterativo anterior se repite hasta que los errores sean cero o estén dentro de una tolerancia especificada.

Algoritmo de Estimación (EWL)

Para la técnica de estimación de pérdidas de transporte no es necesario hacer iteraciones.

Desde los resultados de flujo de carga en tiempo real, la ecuación (A.16) se resuelve para obtener el vector $[\gamma]$.

Si se usa una técnica de Newton - Raphson para el flujo de carga en tiempo real, no es necesario formar la matriz $[J]$ y la que viene desde el flujo de carga, que se obtiene en el paso de la última iteración se puede usar.

Algunos usan el método de Newton para calcular los factores de penalidad.

Ya que la ecuación (A.16) es la misma ecuación que se usa para el cálculo del factor de penalización, este paso no se repite. Una vez $[\gamma]$ se conoce las pérdidas de transporte para las diferentes programaciones de transporte pueden calcularse usando las ecuaciones (A.41) y (A.42).

A continuación se mencionan los principales aspectos de los métodos propuestos:

- Estos algoritmos son de fácil implementación y pueden manejar el movimiento de un generador desde un punto de operación económicamente óptimo a otro debido a la eliminación de un transporte programado.
- Con estos algoritmos las pérdidas obtenidas no dependen de la escogencia de la barra de referencia.
- El algoritmo más lento es el de Newton Raphson (NRWL) y el más rápido el de la técnica de estimación (EWL).
- El método de Newton Raphson (NRWL) toma más tiempo por iteración que el método normal de Newton Raphson.
- La técnica de Estimación (EWL) no tiene un proceso iterativo y sus resultados son aproximados, este método es muy rápido y simple.
- La técnica Desacoplada (FDWL) toma el mismo tiempo de computación que el que toma el flujo de carga desacoplado normal y converge para los casos donde el desacoplado normal no converge teniendo la misma barra de referencia. Este algoritmo es simple para implementar.
- La conclusión general es que las técnicas Desacoplada (FDWL) y de Estimación (EWL) son muy atractivas para un cálculo de pérdidas de transporte en tiempo real en el manejo de los sistemas de energía.