

**DETERMINACION DE ASIGNACION DE PEAJES DE
LOS SISTEMAS DE TRANSMISION ELECTRICA**

TESIS

**Que para obtener el Título de
INGENIERO ELECTRICISTA**

Presenta

Juan Carlos Navarro Sandoval

Asesor de Tesis

Dr. Claudio Rubén Fuerte Esquivel

Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo

Febrero del 2006

Agradecimientos

Quisiera expresar mis más sinceros agradecimientos a las siguientes personas, quienes realizaron aportes fundamentales, no solo durante la realización del presente trabajo, sino desde el principio de mi preparación media superior y superior.

Primeramente, quiero externar mi más grande y sincero agradecimiento a mis padres, Maria Sandoval y Félix Navarro, quienes con su apoyo incondicional, tanto económico y moral me permitieron concluir mis estudios profesionales.

A mis abuelos, quienes con sus oraciones y su apoyo económico no dejaron que me desanimara y me animaron a seguir.

A mi tía Rosa Sandoval y a mi prima Liliana Cortes, quienes me proporcionaron una de las principales herramientas para tener un mejor desempeño en mis estudios.

Quiero expresar mis agradecimientos a todos mis hermanos quienes siempre creyeron en mí. También a todos mis amigos quienes, con sus palabras de aliento me impulsaban a no doblegarme y cumplir con mis objetivos.

Dedicatoria

*A mis padres, quienes siempre han
orientado sus vidas a darlo todo
por sus hijos.*

Resumen

El cambio más radical a nivel mundial en el sector eléctrico en los últimos 20 años se basa en la idea que la energía eléctrica es un producto que puede ser comercializado de manera independiente de la forma en que se realiza el suministro de energía, posibilitando la existencia de un mercado mayorista de energía en el que pueden participar empresas de generación, consumidores autorizados, y empresas comercializadoras.

El objetivo final de esta reestructuración es alcanzar la eficiencia económica en la industria al permitir que el propio mercado sea quien realice la asignación de recursos mediante prácticas competitivas. En este nuevo contexto, el sistema de transmisión es el eje central del mercado eléctrico, de tal manera que permita el libre acceso a la red de todos los participantes en el mercado de energía; sin embargo, la pregunta es ¿Cómo cobrar este libre acceso de uso de la red de transmisión a estos participantes?

El objetivo de esta tesis versa sobre la respuesta a esta pregunta. Para lograr esta respuesta se analizan metodologías de cobro basadas en uso de la red de transmisión. En base a este análisis, se realiza un programa para computadora digital con la finalidad de determinar los costos por el uso de red de los participantes en el mercado eléctrico.

En este trabajo, primeramente, se presenta una breve reseña de cómo ha estado cambiando el sector eléctrico. Se citan ejemplos de algunos países en los que se ha reestructurado el sector eléctrico. También se muestran los puntos más importantes de la manera en que se pretende iniciar la reestructuración eléctrica en nuestro país.

En esta tesis se sugieren una serie de procedimientos para implantar una metodología que se adecue mejor a cada mercado en cuestión, ya que, como se verá en el transcurso de la tesis, no existe una metodología exacta o absoluta para obtener cargos por uso de la red.

Contenido

Agradecimientos.....	ii
Dedicatoria.....	iii
Resumen.....	iv
Lista de Figuras.....	vii
Lista de tablas.....	viii
Lista de símbolos.	ix

Capítulo 1. Introducción

1.1. Antecedentes.....	1
1.2. Objetivo de la tesis.....	2
1.3. Justificación.....	3
1.4. Metodología.....	3
1.5. Contenido de la tesis.....	4

Capítulo 2. Panorama global del sector eléctrico

2.1. Introducción.....	5
2.2. Características fundamentales de los sistemas de transmisión.....	6
2.3. Desagregación del servicio eléctrico.....	8
2.4. Experiencias en países con industria eléctrica privatizada.....	11
2.5. Situación en México.....	14
2.6. Ventajas y desventajas de la reestructuración.....	15

Capítulo 3. El problema de flujos de potencia

3.1. Introducción.....	17
3.2. El problema de flujos de potencia.....	17
3.3. El método de Newton Raphson.....	23
3.4. Solución de flujos de potencia por Newton Raphson.....	25

Capítulo 4. Procedimientos para analizar transacciones de porteo

4.1. Introducción.....	33
4.2. Clasificación de las transacciones de porteo.....	34
4.3. Identificación de los costos a evaluar.....	35
4.4. Cálculo de costos.....	37

Capítulo 5. Métodos para evaluar costos fijos de transmisión

5.1. Introducción.....	38
5.2. Características de las metodologías de costos por uso de la red.....	38
5.3. Asignación de costos.....	40
5.4. Método de la estampilla postal.....	41
5.5. Método del MW-milla.....	43
5.5.1. Criterio A.....	46
5.5.2. Criterio B.....	47

Capítulo 6. Caso de estudio

6.1. Introducción.....	49
6.2. Caso de estudio.....	49
6.3. Comentarios adicionales sobre metodologías basadas en flujos.....	57
6.4. Conclusiones.....	58

Capítulo 7. Conclusiones y trabajos futuros

7.1. Conclusiones.....	60
7.2. Trabajos futuros.....	61

Apéndices

A. Rutinas implementadas en Matlab	63
B. Archivos de dato para las rutinas	66

Referencias.....	68
-------------------------	-----------

Lista de figuras

1.1	División del sector eléctrico.....	6
2.2	Estructura de una empresa eléctrica horizontalmente integrada.....	8
3.1a.	Notación para las potencias activas.....	17
3.1b.	Notación para las potencias reactivas.....	17
5.1.	Transacciones de igual magnitud situadas en distintas partes del sistema....	40
5.2.	Sistema de 2 nodos con tres transacciones de energía.....	43
5.3.	Descomposición de flujos de acuerdo a las transacciones.....	43
6.1.	Sistema de prueba de 6 nodos.....	49
6.2.	Flujos de potencia a través del sistema para el caso base.....	51
6.3.	Flujos de potencia a través del sistema sin la transacción T2.....	51
6.4.	Flujos de potencia a través del sistema sin la transacción T1.....	52
6.5.	Flujos de potencia a través del sistema con T1 y T2.....	52
6.6.	Uso mínimo de un elemento de transmisión.....	56
6.7.	Línea de transmisión con flujo neto igual a cero.....	51

Lista de tablas

6.1. Datos de carga y generación para el sistema de 6 nodos	48
6.2. Parámetros de la red de transmisión para el sistema de 6 nodos	49
6.3. Flujos de potencia activa en cada elemento del sistema	47
6.4. Resultados método de la estampilla postal	53
6.5. Resultados del criterio A del MW-milla	54
6.6. Resultados del criterio B del MW-milla	56
6.7. Resultados del criterio C del MW-milla	56

Lista de símbolos

$\mathbf{Y}_{nodo}$	Matriz de admitancias nodales.
$\mathbf{Z}_{nodo}$	Matriz de impedancias de barra.
y_{ij}	Elemento de la matriz de admitancias de barra.
P	Potencia activa.
P_g	Potencia activa programada.
P_L	Potencia activa demandada.
P_{calc}	Potencia activa calculada.
Q_g	Potencia reactiva programada.
Q_d	Potencia reactiva demandada.
Q_{calc}	Potencia reactiva calculada.
Δ	Error.
g	Balance de potencia.
δ	Angulo de voltaje.
$ V $	Magnitud de voltaje.
P - Q	Barra de carga.
P - V	Barra de voltaje controlado.
$\mathbf{J}$	Matriz Jacobina.
G	Conductancia.
B	Susceptancia.
kW	kilowatt.
kWh	kilowatt-hora.
$R(u)$	Cargo asociado a la transacción u .
$P(u)$	Potencia activa negociada en la transacción u .
P_{pico}	Demanda pico del sistema de transmisión.
TC	Costo fijo total del sistema de transmisión.
$f_l(u)$	Flujo a través del circuito l debido a la trayectoria de la transacción u .
f_l	Flujo máximo del elemento de transmisión.

C_l Costo total de la línea de transmisión en \$/año.

L_l Longitud del elemento de transmisión.

c_l Costo unitario del elemento de transmisión.

f_{nom} Flujo nominal en el circuito.

T Transacción o participante.

Capítulo 1

Introducción

1.1 Antecedentes

Los sistemas interconectados tienen su origen en el año 1882, cuando Thomas Alba Edison construyó el primer sistema estable de iluminación en corriente continua en su laboratorio *Menlo park*. Luego, Edison hizo la primera compañía eléctrica que iluminó el distrito de Manhattan. Con una idea contraria a la de Edison, George Westinghouse construyó un sistema de corriente alterna de alto voltaje para transporte de energía eléctrica en 1890. Desde aquella época, el desarrollo de los sistemas de transmisión eléctrica ha sido continuo.

En los comienzos de 1900, el desarrollo de la industria eléctrica se basó fundamentalmente en proyectos privados con el propósito de suministrar energía a centros mineros, industriales y urbanos. Se crearon sistemas aislados, cuyo objetivo era abastecer de energía eléctrica a centros de consumo puntuales. El desarrollo de múltiples sistemas aislados, la creciente importancia de la energía y la necesidad de incorporar un cierto grado de seguridad de suministro, fueron algunas de las causas que incentivaron la creación de sistemas interconectados, en los cuales, varios generadores a través de un sistema de transmisión alimentaban a varios clientes.

A partir de los años 30, el estado interviene en el sector, adjudicándose y construyendo grandes sistemas interconectados. En esos años, la industria eléctrica estaba integrada verticalmente, es decir, la propiedad de los sistemas de generación, transmisión y distribución de energía se encontraba en manos de un único dueño. La energía eléctrica ya constituía una fuente de energía necesaria para el desarrollo de los países, y el estado consideraba que debía ser administrada desde un punto de vista social. En algunos países se crearon grandes empresas estatales de electricidad; mientras que en otros países se crearon empresas eléctricas privadas reguladas por el Estado [Fahrenkrog 2004].

En las últimas décadas, el concepto de la administración de la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica ha cambiado sustancialmente. La creciente popularidad del capitalismo ha incentivado grandes privatizaciones, criticándose por un lado la diligencia por parte del Estado para administrar grandes empresas. En particular, se critica el incentivo de las empresas estatales para incrementar su eficiencia. En consecuencia, se ha promovido una desintegración vertical de la industria eléctrica con el objeto de facilitar la entrada de nuevos actores en el negocio y estimular la competencia.

1.2 Objetivo

A lo largo de la historia los mercados eléctricos han experimentado cambios en su estructura y organización. Todos los cambios que se han llevado a cabo buscan la eficiencia en el suministro, ya que este sector representa el motor de todas las actividades del hombre.

Hasta hace algunos años, la mayoría de los cambios estaban enfocados a la mejora de la infraestructura física. Pero desde principios de la década de 1980, estos cambios se han enfocado a la organización interna de las empresas; es decir, a buscar la manera en que la empresa presente la mayor eficiencia en el servicio, y no solo en mejorar la tecnología empleada.

En muchos países del mundo se ha estado llevando a cabo esta reestructuración y se han presentado metodologías para encontrar en este modelo la manera eficiente de suministro del servicio eléctrico.

Desde sus inicios, la reestructuración eléctrica ha llevado a polémicas discusiones acerca de la viabilidad para adoptar esta alternativa en la prestación del servicio. Aunque son opiniones encontradas, todas están enfocadas a buscar la manera de reducir las fuertes inversiones que las empresas encargadas de prestar este servicio se ven obligadas a realizar [Danits, 2001].

El objetivo de esta tesis radica en aplicar dos diferentes métodos de asignación de peajes para encontrar los costos asociados a las transacciones de energía eléctrica

en el sector de la transmisión en mercados desregularizados, ya que en los últimos veinte años se ha observado que la mayoría de los países han optado por seguir la desagregación del mercado eléctrico, pensando que así se alcanzará la eficiencia en el servicio.

1.3 Justificación

Existen muchas metodologías para hacer el cobro de los flujos de potencia que son negociados en la red de transmisión en los mercados que están desregularizados. Sin embargo, no se puede decir cuál es la mejor metodología para este propósito, por que simplemente no existe tal; es decir, la eficiencia en la aplicación de cualquier teoría va a depender de todas las condiciones (físicas, políticas, etc.) del mercado en el cual se desea implantar tal metodología. Es por eso que en esta tesis se optó por hacer la aplicación de dos de las metodologías de asignación de peajes más usadas a nivel mundial. Estas metodologías presentan una relativa sencillez para aplicarse en computadora digital y recuperan en su total los costos asociados a la transmisión de energía eléctrica.

1.4 Metodología

La metodología usada en el desarrollo del presente trabajo consiste primeramente en realizar un análisis de flujos de potencia al sistema eléctrico bajo estudio, con la finalidad de determinar su estado actual de operación. Para poder realizar este análisis, se debe resolver un sistema de ecuaciones algebraicas no lineales que representan el modelo matemático del sistema físico a estudiar. Existen diferentes formas de resolver las ecuaciones de flujos de potencia; la que comúnmente se usa, (y es la que se usa en el presente trabajo) es el método iterativo de Newton Raphson.

Una vez que se ha hecho el estudio de flujos de potencia y se saben las condiciones de operación del sistema; se procede a utilizar estos resultados para la simulación de transacciones de porteo con la finalidad de asignar los costos correspondientes a cada transacción energética que tiene lugar en el sistema eléctrico.

1.5 Contenido de la tesis

La manera en que está desarrollada la tesis es de la siguiente forma:

El capítulo 1 está destinado a dar una breve introducción al tema que se desarrolla a lo largo de todo el trabajo.

En el capítulo 2 se presenta una descripción de la estructura clásica del sector eléctrico y se muestran los subsectores que lo conforman al momento de la desagregación. También este capítulo presenta la situación de diferentes países que han optado por una reestructuración eléctrica, y se muestra la situación en la que se encuentra nuestro país en cuanto al sector eléctrico se refiere. Por último, se enumeran algunas ventajas y desventajas de la reestructuración eléctrica.

En el capítulo 3, se hace una descripción detallada de la solución al problema de flujos de potencia, ya que este método es usado para obtener los flujos de energía que sirven de base a la simulación en el caso de estudio que se presenta.

El capítulo 4 está destinado a estudiar los procedimientos que se llevan a cabo para analizar las transacciones de porteo; dándoles una clasificación a éstas y poniendo énfasis en identificar y calcular los costos relacionados con las transacciones de porteo (energía). Cabe señalar que a lo largo de la tesis, se manejan los conceptos de *transacción de porteo* y *transacción* indistintamente.

En el capítulo 5 se dan las características que deben de tener las metodologías usadas para evaluar costos fijos de transmisión y se describen, detalladamente, los métodos empleados en este trabajo para asignar cargos a los diferentes participantes en las transacciones de energía.

En el capítulo 6 se presenta el sistema de potencia base para el caso de estudio y se dan algunos comentarios sobre las metodologías empleadas para obtener costos por uso de la red de transmisión.

En el capítulo 7 se presentan las conclusiones a que se llega después de realizar el presente trabajo. También, se dan algunas ideas de trabajos futuros que se pueden llevar a cabo, basándose en este documento.

Capítulo 2

Panorama global del sector eléctrico

2.1 Introducción

A lo largo de la historia, los mercados eléctricos han experimentado cambios en sus características, funcionamiento y la tecnología utilizada. Uno de los hechos más relevantes y de mayor impacto, es la desregulación que éstos han sufrido.

Los cambios a nivel mundial que se han desarrollado en el sector eléctrico en los últimos 20 años, han cambiado el estilo de negocio eléctrico, derivando desde un sistema centralizado con industria verticalmente integrada a una industria basada en la competencia conformada como un mercado eléctrico. Este nuevo esquema ha colocado a la red de transmisión como un factor importante en el mercado eléctrico, ya que la obligatoriedad de conexión y libre acceso a estas redes ha permitido que diversas empresas de generación puedan transmitir su energía eléctrica, y que los consumidores puedan acceder a ésta en un ambiente de competencia.

En distintos mercados económicos o sectores industriales a nivel mundial se ha realizado este proceso de desregulación, estimulando la competencia en aquellos sectores que permiten este tipo de funcionamiento. Sin embargo, existen sectores de estas industrias que presentan características de monopolio natural. Tal es el caso de las redes eléctricas de distribución y transmisión. De tal manera, uno de los objetivos más relevantes en términos de la regulación, es la organización y combinación adecuada de actividades competitivas y aquellas afectas a un monopolio natural. Para realizar dichas acciones se debe contar con un organismo regulador, el cual debe estar atento a que las partes que integran el mercado eléctrico estén cumpliendo con su cometido.

Dentro del contexto enunciado en el párrafo anterior, el conflicto para el regulador surge cuando la actividad de tipo competitiva necesita hacer uso de las instalaciones de la empresa monopólica para realizar su servicio. La empresa propietaria de las instalaciones debe proveer de acceso a la empresa competitiva y cobrar una retribución por este concepto. La situación anterior se complica ya que, en muchos casos, la empresa monopólica usa también sus redes para realizar un servicio a tarifa regulada. Adicionalmente, la mayoría de los esquemas regulatorios permiten a la empresa monopólica ejercer la actividad competitiva en forma paralela a su servicio a tarifa regulada. En este escenario, resulta de especial relevancia el establecimiento, por parte del ente regulador, de una tarifa de acceso (peaje) a las instalaciones de la empresa monopólica, que estimule la competencia del sector no regulado y que no permita al monopolio lucrarse en exceso o cobrar una tarifa de acceso que haga imposible la entrada de empresas al sector competitivo, favoreciendo así su posición en dicho sector [Cura, 1998].

2.2 Características fundamentales de los Sistemas de Transmisión

En muchos países la tendencia de los últimos periodos ha estado orientada a la desregulación de sus sistemas eléctricos para crear las bases que permitan la competencia en la generación, y crear así condiciones de mercado en el sector. Estos cambios están orientados en la búsqueda de una mayor eficiencia en la producción y distribución de la energía eléctrica; es decir, ofertas a menores precios, mejoras en la calidad y seguridad del producto. Para que la competencia en el sector pueda desarrollarse, es necesario que los generadores suministren la energía demandada por los consumidores a través de la red de transmisión, para lo cual se requiere de un sistema de acceso abierto a ésta y obligatoriedad de interconexión [Navarrete 2000].

En muchos países la desregulación del sector eléctrico ha dividido la industria en tres negocios independientes: la generación, la transmisión y la distribución, como se ilustra en la figura 2.1.

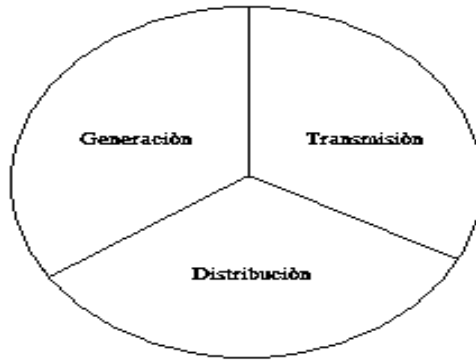


Figura 2.1: División del sector eléctrico

Dada la inexistencia de economías de escala en la *generación*, este sector es favorable para el desarrollo de una competencia originándose un mercado que permita obtener un producto más eficiente, de mejor calidad y a un menor precio. El sistema de generación, responsable por la mayor parte de los costos (en general más de 50% de los costos totales de suministro de electricidad), no presenta las características de un monopolio natural clásico.

El sector de *Distribución* lo forman las redes que operan a niveles de medio y bajo voltaje, su función es distribuir y comercializar la energía eléctrica desde el sistema eléctrico de potencia hasta los diferentes consumidores. Aun cuando tiene una estructura monopólica natural clásica, existe la posibilidad de dividirla tomando un criterio regional.

La transmisión, está compuesta por las líneas de transmisión, transformadores, dispositivos de compensación, protección y control, formando una red que se extiende desde los centros de generación hasta los diferentes centros de consumo. La interrelación que hay dentro de ella le da una característica monopólica, lo que significa que se requiere de una adecuada regulación que permita favorecer algún grado de competencia y dar las señales económicas adecuadas para el desarrollo y operación del sistema de transmisión.

La tarificación de la transmisión debe preservar la correcta asignación de recursos para los agentes del mercado. Los precios y pagos que se efectúan para la transmisión no deben interferir en las decisiones de inversión de los generadores ni las decisiones de operación de éstos. Tampoco debe distorsionar las decisiones de los consumidores conectados a la red.

Cada país ha diseñado un esquema de tarificación en la transmisión en concordancia con sus propias realidades. Sin embargo no existen acuerdos internacionales que permitan definir cuál esquema es mejor que otros desde una perspectiva económica y técnica.

2.3 Desagregación del Servicio Eléctrico

El suministro de energía eléctrica es un servicio que se ha tratado de mejorar día con día. Dichas mejoras, hasta hace pocos años, se enfocaron en el aspecto tecnológico; sin embargo, en los últimos años, también se han realizado en la estructura interna de las empresas eléctricas, pasando de una estructura vertical tradicional, a empresas horizontalmente integradas por especialidades, compuestas por subsectores interrelacionados pero con total independencia, como se muestra en la Figura 2.2.

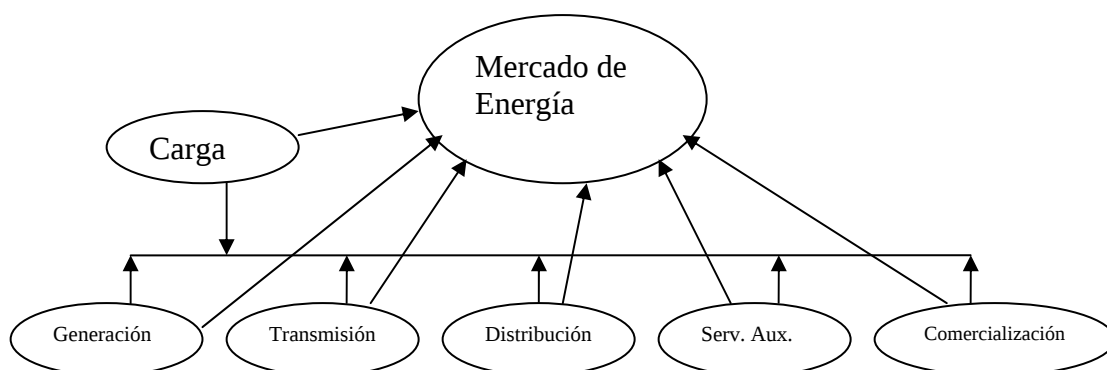


Figura 2.2. Estructura de una empresa eléctrica horizontalmente integrada

A continuación se explica el papel que juega cada subsector en una estructura segmentada por especialidades.

- *Generación.* Por la manera en que está conformado este subsector y, debido al surgimiento de nuevas tecnologías que provocan la desaparición de las economías de escala, aquí existe un mayor nivel de competencia de nuevos agentes, existiendo la posibilidad de que cada central generadora tenga su propio dueño. Su función es suministrar la energía eléctrica que, previa negociación, acuerde con el operador del mercado, distribuidores, comercializadores y/o usuarios con los que tenga trato directo.
- *Transmisión.* Este sector tiene una naturaleza monopólica y a nivel mundial tiende a mantenerse así, quedando a cargo de una compañía única la planeación de la expansión y operación de la red. Su función es proporcionar los medios para la transmisión de energía eléctrica, producto de los intercambios pactados por el operador del mercado o por acuerdos directos entre generadores y usuarios.
- *Distribución.* Aún cuando este sector también tiene una naturaleza monopólica, se vislumbra una mayor apertura a la competencia, pudiendo darse la situación de pasar de un monopolio a un oligopolio, compuesto por empresas distribuidoras regionales. Su función es distribuir la energía eléctrica desde la red de transmisión hasta sus clientes o los que pertenezcan a los servicios de comercialización.
- *Carga.* Bajo un mercado de energía eléctrica competitivo los usuarios tienen diferentes ofertas de las cuales pueden seleccionar a la empresa prestadora del suministro, forzando a las compañías a definir tarifas que motiven a los clientes a permanecer con ellas.
- *Servicios auxiliares.* Surge como consecuencia de la desagregación del servicio eléctrico, este sector es el encargado de proporcionar los respaldos necesarios para

mantener la operación adecuada de todo el sistema eléctrico, a continuación se enumeran cada uno de ellos [Navarrete 2000]:

1. Planeación, sistema de control y despacho.
 2. Suministro de potencia reactiva y control de voltaje de fuentes de generación.
 3. Regulación y respuesta a la frecuencia.
 4. Desbalance de energía.
 5. Operación de reserva rodante.
 6. Operación de reserva suplemental.
- *Comercialización.* Son compañías cuya función es ofrecer el servicio de electricidad entre los usuarios, dichas compañías pueden ser o no dueñas de instalaciones de generación, transmisión o distribución.

También cabe mencionar que en un mercado competitivo debe existir un *operador de mercado*. Este organismo es el que se encarga de coordinar técnica y económicamente la operación del sistema eléctrico en todo su conjunto (en muchos países se le llama *ente regulador*). Para esto debe contar con información suficiente en calidad y cantidad de los modelos respectivos de cada componente que forma el resto de los subsectores.

El nivel de participación de dichos agentes en cada uno de los subsectores, así como la interrelación entre ellos, define los diferentes tipos de mercados. La implementación de algún tipo en especial depende de las condiciones económicas, políticas, sociales y tecnológicas que estén presentes en el país que se desee implantar.

Para propósitos de esta tesis, se analizarán algunas de las metodologías empleadas en el mercado de transacciones de energía a nivel de transmisión. El propósito no es encontrar la mejor metodología, ya que esto depende de la situación

de cada país. En este caso se analizan el método de Mw-Milla y el método de la Estampilla postal.

2.4 Experiencias en países con industria eléctrica privatizada

En este apartado se describe la situación en el año 1993 de diferentes países que han seguido políticas para estimular la libre empresa. Datos que fueron obtenidos de [Fuerte et al. 1993]

Finlandia

Tiene una carga pico nacional de 10700Mw, el número de productores es de 130, de distribuidores es de 135 y 50 generadores. Tiene una área de control, el 40% de la generación y el 26% de transmisión son privadas.

Francia

Tiene una carga pico nacional de 56000Mw, tiene una sola entidad gubernamental que rige las políticas de generación, transmisión y distribución. Una área de control. Solo el 5% de la generación es privada. Se permiten los autoprodutores.

Alemania (Parte occidental)

Tiene una carga pico nacional de 72000Mw, el número de productores es de 1000. 8 áreas de control, 21% de la generación es privada, 12% es pública y el resto es mixta. 90% de la transmisión pertenece a 8 compañías. Se tienen aproximadamente 700 compañías concesionadas para servicios de distribución. Cada cliente puede escoger entre comprar energía o implantar un sistema de autogeneración. Las compañías tienen la obligación de aceptar en sus redes cualquier exceso de generación producidos por sus clientes. Se permiten los autoprodutores.

Reino Unido

Tiene una carga pico nacional de 55000Mw, dos grandes compañías generadoras privadas y una pública (nuclear), una compañía de transmisión y 12 compañías de electricidad regionales. Se permite generación y distribución independiente. El sistema eléctrico está sujeto a las fuerzas del mercado y ha sido necesario tener un organismo que regule las transacciones diarias. No se tiene ninguna restricción para que una nueva entidad construya nuevas centrales de generación y alimente cargas mayores de 1Mw. Los consumidores pueden comprar a varios suministradores. Los precios de suministro de energía pueden ser establecidos bajo contratos bilaterales (fijos y confidenciales) o sujetos a las variaciones diarias y horarias del mercado (pool), en donde los precios son públicos. Se permiten los autoprodutores.

Estados Unidos

Tiene una carga pico nacional de 523000Mw, el número de productores es de 3000. 153 áreas de control, el 80% de la generación y el 70% de la transmisión son privadas. Las compañías operan bajo franquicia y están obligadas a servir a todas las cargas. El sistema eléctrico está fuertemente regulado. Existe la tendencia a que los grandes consumidores puedan seleccionar una compañía suministradora diferente de la local a la cual está conectado. Se permiten los autoprodutores.

Chile

Tiene una carga pico nacional de 2750Mw, el número de productores es de 14, 37 distribuidores y una sola compañía de transmisión. 1 área de control. El 86% de la generación y el 95% de la transmisión son privadas. Se permite la autoproducción.

En todos los países mencionados se prefiere tener una sola red de transmisión y usarla en forma mancomunada de acuerdo a regulaciones previamente establecidas. En el Reino Unido y Francia, la red de transmisión pertenece a un solo organismo. En el Reino Unido se tienen tarifas públicas para el uso de la red de transmisión, la cual es única para productores y consumidores. En los Estados Unidos, dado que existen varios propietarios de la red de transmisión, su uso está sujeto a negociación.

Por otro lado, todos estos países apoyan fuertemente la producción de generación mediante fuentes alternas de energía y la cogeneración. Se considera a Finlandia el país más avanzado en este tipo de sistemas de cogeneración; cerca de un tercio de la energía total del país proviene de estos sistemas.

La competencia se presenta de diferentes maneras en los países analizados. En el Reino Unido existe un proceso abierto para la oferta de generación y el despacho se realiza tomando en cuenta los precios de generación y la disponibilidad de las plantas. En Estados Unidos se realiza mediante un sistema de ventas y compras horarias, las cuales se arreglan en forma individual entre un gran número de empresas. En Finlandia se usa la misma tónica pero se ha estimulado fuertemente la distribución equitativa de los beneficios de la operación económica [Fuerte et al. 1993].

Otro aspecto a considerar es la confiabilidad de la operación. En Finlandia, Alemania y los Estados Unidos, las empresas son responsables de sus propios sistemas. En el Reino Unido, la transmisión y distribución se planea de acuerdo a las políticas fijadas por el gobierno.

El organismo regulador en Finlandia existe desde 1975 y su objetivo principal ha sido el de estimular una política de beneficios a los productores pero que minimice costos a los usuarios. El intercambio de potencia, la regulación de voltaje y la reserva de potencia son aspectos que el organismo regulador considera. En Finlandia cada compañía satisface sus propias necesidades. Los contratos se renuevan cada 10 años, lo cual ha representado una gran estabilidad para el mercado. No se necesita ningún permiso especial para construir una planta inferior a 250Mw. En el Reino Unido los precios no están controlados. Todos los generadores que tengan licencia para generar arriba de 10Mw deben vender su potencia a través del pool. Los generadores que desean vender ofrecen un precio por cada unidad generadora para cada media hora del día siguiente. La red de transmisión toma en cuenta todas las ofertas recibidas y selecciona la más barata para empezar a satisfacer toda la demanda. En Chile, la Comisión Nacional de Energía asiste al gobierno para formular planes y políticas de

operación en el sector energético. Esto ha permitido separar el papel regulador del gobierno con el hecho de ser el propietario del sistema eléctrico.

2.5 Situación en México

El 23 de Diciembre de 1992 se publicaron en el Diario Oficial de la Federación, las modificaciones a la ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. Se autoriza a particulares la cogeneración, la producción independiente, y la pequeña producción. La producción independiente queda sujeta a su venta a la Comisión Federal de Electricidad. Se puede importar energía para abastecimiento de usos propios y se puede exportar energía eléctrica. En el artículo 36 se establece la posibilidad de crear sociedades cuyo objeto sea la generación de energía eléctrica a fin de abastecer las necesidades de sus socios y que sus excedentes estén a disposición de la CFE. En cuanto a la producción independiente, la energía estará destinada a su venta a la CFE quedando ésta legalmente comprometida a adquirirla en los términos que se convengan. Dentro de la pequeña producción, los solicitantes están restringidos a 30Mw y se especifica que éstos pueden también destinar el total de su producción para abastecer pequeñas comunidades rurales, quedando restringida la producción a 1Mw.

Con respecto a la red de transmisión se especifica que se podrá utilizar temporalmente, siempre y cuando exista un convenio entre un solicitante y la CFE. La única advertencia que se expresa es que dicho uso se autorizará siempre y cuando no se ponga en riesgo la prestación del servicio público ni se afecten derechos a terceros.

En el artículo 37 se establece que los titulares de los permisos para autoabastecimiento, de cogeneración, de producción independiente, de exportación y/o importación deberán proporcionar en la medida de sus posibilidades la energía eléctrica disponible para el servicio público cuando por causa de fuerza mayor el servicio público se restrinja y únicamente por el lapso que comprenda la interrupción.

En estos casos, se contempla un pago en compensación por el servicio prestado [Fuerte et al. 1993]

2.6 Ventajas Y Desventajas De La Reestructuración Eléctrica

A continuación se enumeran algunas ventajas y desventajas de la reestructuración eléctrica. Algunos de los puntos aquí citados, no son, para algunos países, definitivamente absolutos puesto que, como ya se ha puesto énfasis, los métodos de reestructuración dependen de las características de cada país.

Ventajas

- La competencia libre de los diferentes suministradores de energía, de los posibles usuarios de una red de transmisión o la distribución del servicio eléctrico.
- La competencia estimula a las compañías a ofrecer calidad en el servicio a un costo mínimo.
- Se eliminaría el exceso de personal y las políticas sindicales viciadas que han afectado grandemente la operación eficiente de las empresas estatales de servicio eléctrico, sobre todo en los países en desarrollo.
- Se elimina el excesivo gasto al recurso público que representa la creación de nuevas plantas de generación y el mantenimiento de la red de transmisión y distribución.
- Los usuarios tienen la posibilidad de elegir la empresa que más se adecue a sus necesidades, en cuanto a precio y calidad de la energía se refiere.

Desventajas

- Las empresas dueñas del sector pueden ponerse de acuerdo en elevar las tarifas a fin de tener ganancias mayores a costa de los consumidores.
- En muchos países se ha adoptado la medida de tener un organismo regulador, que tenga como objetivo regular las prácticas comerciales y competitivas. Por

lo regular se le cede al Estado este cargo de regulador, pero este organismo gubernamental no está sujeto al riesgo de quiebra y puede presentar deficiencias de administración y gestión, que conducen, generalmente, a permanentes déficits financieros; mala calidad de los servicios; ingerencia política excesiva e ineficiente y elevados costos finales de suministro. A esto se le suma la fijación de tarifas con base en criterios predominantemente políticos.

- Empresas públicas con el poder de interferir en los organismos reguladores tienen posibilidades de imponer reglas que las beneficien con relación a empresas privadas.
- El Estado debe asumir las funciones que los particulares no estén en condiciones de cumplir eficientemente, lo que necesariamente no incluye su participación como agente productivo.
- Empresas que tienen sus precios regulados por el costo del servicio tendrían una tendencia a invertir en exceso (Efecto Aver Johnson). [Bitu, Born. 1993]

Capítulo 3

El problema de flujos de potencia

3.1 Introducción

Los estudios de flujos de potencia son de gran importancia en la planeación y diseño de la expansión futura de los sistemas de potencia, así como también en la determinación de las mejores condiciones de operación de los sistemas existentes. La información que se obtiene de un estudio de flujos de potencia es, principalmente, la magnitud y el ángulo de fase del voltaje nodal; así como las potencias activa y reactiva inyectadas en terminales de cada elemento de transmisión. Sin embargo, se puede obtener gran cantidad de información adicional que es valiosa, a través de la salida impresa de los programas de computadoras que usan las compañías eléctricas de generación.

3.2 El problema de flujos de potencia

Para resolver el problema de flujos de potencia, se pueden usar las admitancias propias y mutuas que componen la matriz de admitancias nodal Y_{nodo} o las impedancias de punto de operación y de transferencia que constituyen Z_{nodo} .

El punto de partida en la obtención de los datos que deben ser introducidos en la computadora es el diagrama unifilar del sistema. Las líneas de transmisión se representan por su equivalente monofásico nominal π . Los valores numéricos para la impedancia Z y la admitancia total de carga de la línea Y , son necesarios para cada línea, de forma que la computadora puede determinar todos los elementos de la matriz de admitancias nodal en la que un elemento Y_{ij} tiene la forma:

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \theta_{ij} = |Y_{ij}| \cos \theta_{ij} + j |Y_{ij}| \sen \theta_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (3.1)$$

Otra información esencial incluye los valores nominales de los transformadores y sus impedancias, las capacidades de los capacitores en derivación y los pasos en derivación (taps) que pueden ser usados en los devanados de los transformadores.

Para realizar el estudio de flujos de potencia se deben proporcionar valores iniciales de voltajes nodales y se deben conocer los valores de inyecciones de potencia eléctrica de generación y carga. Sea P_{gi} la potencia activa programada que se está generando en el nodo i y P_{di} la potencia activa programada que demanda la carga en ese nodo. Entonces, la expresión $P_{i,prog} = P_{gi} - P_{di}$ da la potencia activa programada total que está siendo inyectada hacia la red de transmisión en el i -ésimo nodo, como se ilustra en la Figura 3.1a). Lo mismo aplica para la potencia reactiva, tal como se muestra en la figura 3.1b).

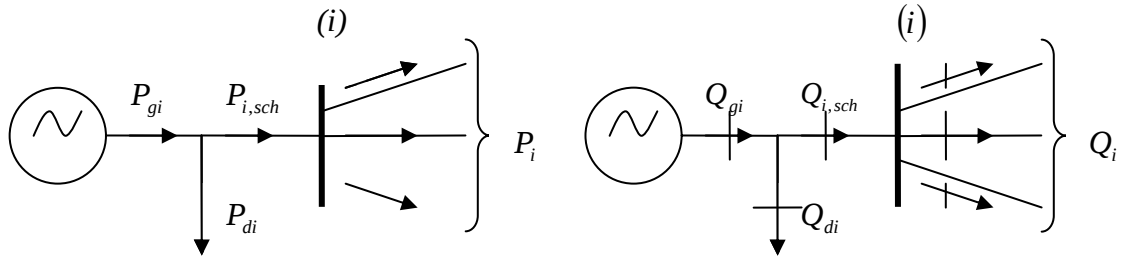


Figura 3.1. Notación para las potencias a) activa y b) reactiva en un nodo i para estudios de flujos de potencia

Esta potencia programada debe ser igual a la potencia que fluye a través de todos los elementos de transmisión conectados al nodo i . La ecuación del flujo total de potencia activa y reactiva inyectado en la terminal i de los elementos de transmisión se calcula por (3.2) y (3.3), respectivamente [Gragner 1996].

$$P_{i,cal} = \sum_{n=1}^N |Y_{in}| V_i V_n \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (3.2)$$

$$Q_{i,cal} = - \sum_{n=1}^N |Y_{in}| V_i V_n \sin(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (3.3)$$

Se nombra al valor calculado de P_i como $P_{i,calc}$ y se llega a la definición del error ΔP_i como el valor programado $P_{i,prog}$ menos el valor calculado $P_{i,calc}$,

$$\Delta P_i = P_{i,prog} - P_{i,calc} = (P_{gi} - P_{di}) - P_{i,calc} \quad (3.4)$$

De la misma manera, para la potencia reactiva en el nodo i se tiene

$$\Delta Q_i = Q_{i,prog} - Q_{i,calc} = (Q_{gi} - Q_{di}) - Q_{i,calc} \quad (3.5)$$

Como se muestra en la Figura 3.1, existe un desbalance energético cuando los valores calculados de $P_{i,calc}$ y $Q_{i,calc}$ no coinciden con los valores programados. Si los valores calculados $P_{i,calc}$ y $Q_{i,calc}$ igualan perfectamente a los valores programados $P_{i,prog}$ y $Q_{i,prog}$, se dice que los errores ΔP_i y ΔQ_i son cero en el nodo i y se tienen las siguientes *ecuaciones de balance de potencia*

$$g_{i'} = P_{i,calc} - P_{i,prog} = P_{i,calc} - (P_{gi} - P_{di}) = 0 \quad (3.6)$$

$$g_{i''} = Q_{i,calc} - Q_{i,prog} = Q_{i,calc} - (Q_{gi} - Q_{di}) = 0 \quad (3.7)$$

Las funciones $g_{i'}$ y $g_{i''}$ son convenientes para escribir ciertas ecuaciones que incluyen los errores ΔP_i y ΔQ_i . Si el nodo i no tiene generación o carga, los términos correspondientes son iguales a cero en las ecuaciones (3.6) y (3.7). Cada nodo de la red tiene dos de estas ecuaciones y el problema de flujos de potencia consiste en resolver las ecuaciones (3.6) y (3.7) para valores de voltajes nodales desconocidos que originen que estas ecuaciones se satisfagan numéricamente en cada nodo del sistema. Si no hay un valor programado $P_{i,prog}$ para el nodo i , entonces no se puede definir el error $\Delta P_i = P_{i,prog} - P_{i,calc}$ y no hay requisito que deba satisfacer la ecuación (3.6) correspondiente en el desarrollo del proceso de solución del problema de flujos de potencia. De manera similar, si no se especifica $Q_{i,prog}$ en el nodo i , entonces no se tiene que satisfacer (3.7).

Cuatro cantidades potencialmente desconocidas que se asocian con cada nodo i , son $P_{i,prog}$ y $Q_{i,prog}$, el ángulo del voltaje δ_i y la magnitud del voltaje $|V_i|$. A lo más hay dos ecuaciones disponibles para cada nodo, entonces, se debe considerar cómo se puede reducir el número de cantidades desconocidas para que se tenga el mismo número de ecuaciones disponibles antes de empezar a resolver el problema de flujos de potencia. La práctica general en los estudios de flujos de potencia es la de identificar tres tipos de nodos en la red. En cada nodo i se especifican dos de las cuatro cantidades siguientes: $\delta_i, |V_i|, P_{i,prog}$ y $Q_{i,prog}$, y se calculan las dos restantes. Las cantidades especificadas se seleccionan de acuerdo con el siguiente análisis:

1. *Nodos de carga.* En cada nodo que no tiene generación, P_{gi} y Q_{gi} son cero. En este caso las potencias activa P_{di} y la reactiva Q_{di} que son tomadas del sistema por la carga (entradas negativas al sistema) se conocen de los registros históricos, de la planeación de cargas o mediciones. A este *nodo de carga* se le denomina nodo P - Q por que los valores programados $P_{i,prog} = -P_{di}$ y $Q_{i,prog} = -Q_{di}$ son conocidos y los errores ΔP_i y ΔQ_i pueden definirse. Las ecuaciones (3.6) y (3.7) asociadas a estos nodos se incluyen explícitamente en la información del problema de flujos de potencia. Las dos cantidades desconocidas del nodo son $\delta_i, |V_i|$.
2. *Nodos de voltaje controlado.* Cualquier nodo del sistema en la que se mantiene constante la magnitud del voltaje se llama nodo de *voltaje controlado*. En los nodos en las que hay un generador conectado se puede controlar la generación de megawatts por medio del ajuste de la fuente de energía mecánica y la magnitud del voltaje puede ser controlada al ajustar la excitación del generador. Por lo tanto, en cada nodo del generador i , se pueden especificar apropiadamente P_{gi} y $|V_i|$. Se puede definir el error ΔP_i , con la P_{di} también conocida, por medio de la ecuación (3.4). La potencia reactiva del generador Q_{gi} que se requiere

para mantener el voltaje programado $|V_i|$ no se puede conocer por anticipado y, por tanto, ΔQ_i no puede ser definida. De tal manera, en un nodo i con generador, el ángulo del voltaje δ_i es la cantidad desconocida y la ecuación de potencia activa (3.6) es la ecuación disponible. Después de que se ha resuelto el problema de flujos de potencia, se puede calcular Q_{gi} por medio de la ecuación (3.5). Por lo anterior, a un nodo de generación, se le llama nodo *PV*.

3. *Nodo de compensación.* Generalmente, un nodo del sistema es denominado nodo de compensación. El ángulo del voltaje en este nodo sirve como referencia para los ángulos de todos los demás voltajes nodales. El valor de ángulo que se asigne al voltaje del nodo no es de importancia por que las diferencias voltaje-ángulo determinan los valores calculados de $P_{i,cal}$ y $Q_{i,cal}$ en las ecuaciones (3.2) y (3.3). La practica común es seleccionar a $\delta_i = 0^\circ$. No se definen errores para el nodo de compensación, y así, la magnitud del voltaje $|V_i|$ se especifica como la otra cantidad conocida junto con $\delta_i = 0^\circ$. Entonces no hay necesidad de incluir la ecuación (3.6) y (3.7) para el nodo de compensación en el problema de flujos de potencia.

Para entender la razón del por qué no se programan $P_{i,prog}$ y $Q_{i,prog}$ en el nodo de compensación, se considera que en cada uno de los N nodos del sistema se puede escribir una ecuación de potencia programada con la finalidad de obtener las pérdidas del sistema.

$$P_L = \sum_{i=1}^N P_{i,prog} = \sum_{i=1}^N P_{gi} - \sum_{i=1}^N P_{di} \quad (3.8)$$

El término P_L en la ecuación anterior representa las perdidas totales $I^2 R$ en las líneas de transmisión y transformadores de la red. Las corrientes individuales en las diferentes líneas de transmisión no se pueden calcular hasta después de que se

conocen la magnitud del ángulo del voltaje en cada nodo del sistema. Por lo tanto, P_L es inicialmente desconocida y no es posible especificar previamente todas las sumatorias en la ecuación (3.8). Al formular el problema de flujos de potencia, se selecciona un nodo, el nodo de compensación, en la que P_g no está programada o especificada previamente. La diferencia (compensación) entre la P total especificada que va hacia el interior del sistema por todos los otros nodos y la salida total de P , más las pérdidas I^2R , se asigna al nodo de compensación después de que se ha resuelto el problema de flujos de potencia. Por esta razón, se debe seleccionar un nodo compensador. La diferencia entre los megavars totales suministrados por los generadores en las nodos y los megavars recibidos por las cargas está dada por

$$Q_L = \sum_{i=1}^N Q_{i,prog} = \sum_{i=1}^N Q_{gi} - \sum_{i=1}^N Q_{di} \quad (3.9)$$

Esta ecuación se satisface sobre la base de un nodo individual al cumplirse la ecuación (3.7) en cada nodo i durante el desarrollo de la solución del problema de flujos de potencia. La $Q_{i,prog}$ individual se puede evaluar mediante la ecuación (3.3) después de que se tenga disponible la solución de los flujos de potencia.

Las magnitudes y ángulos de los voltajes nodales que no se programaron en los datos de entrada del estudio de flujos de potencia se llaman *variables de estado* o *variables dependientes*, porque sus valores dependen de las cantidades especificadas en todos los nodos. Por tanto, el problema de flujos de potencia consiste en determinar los valores para todas las variables de estado, resolviendo un número igual de ecuaciones de flujos de potencia que se basan en las especificaciones de los datos de entrada. Si hay N_g nodos de voltaje controlado (sin contar el nodo de compensación) en el sistema de N nodos, habrá $(2N - N_g - 2)$ variables de estado. Una vez que se han calculado las potencias que dependen de las variables de estado, se conoce el estado completo del sistema y todas las demás cantidades que dependen de las variables de estado se pueden determinar. Como las funciones $P_{i,prog}$ y $Q_{i,prog}$ de las ecuaciones (3.2) y (3.3) son funciones no lineales de las variables de estado δ_i y

$|V_i|$, se empleará la técnica iterativa de Newton-Raphson para la solución de las ecuaciones de balance de potencia. Este método resuelve la forma polar de las ecuaciones de flujos de potencia hasta que los errores ΔP y ΔQ en todas los nodos caen dentro de los límites especificados. En el siguiente apartado se describe la solución del problema de flujos de potencia con el método de Newton-Raphson.

3.3 El método de Newton Raphson

La expansión en serie de Taylor para una función de dos o más variables es la base del método de Newton-Raphson para resolver el problema de flujos de potencia. En este apartado se desarrollará el método para solución de un problema en que intervienen solamente dos ecuaciones y dos variables, a manera de ilustración. En el siguiente capítulo se presenta la solución del problema de flujos de potencia por medio de este método.

Para lo anterior se considera la ecuación (3.10) que representa a una función h_1 dependiente de dos variables x_1 y x_2 , que es igual a la constante b_1

$$g_1(x_1, x_2, u) = h_1(x_1, x_2, u) - b_1 = 0 \quad (3.10)$$

y una segunda ecuación que contiene una función h_2 tal que

$$g_2(x_1, x_2, u) = h_2(x_1, x_2, u) - b_2 = 0 \quad (3.11)$$

donde b_2 es también una constante. El símbolo u representa un control independiente que se considera constante. Las funciones g_1 y g_2 se introducen por conveniencia para permitir el análisis de las diferencias entre los valores calculados de h_1 y h_2 y sus valores especificados respectivos b_1 y b_2 . Para un valor especificado de u se estima que las soluciones de estas ecuaciones son $x_1^{(0)}$ y $x_2^{(0)}$. Los superíndices cero indican que esos valores son estimados iniciales y no son las soluciones reales x_1^* y x_2^* . Se designan la correcciones $\Delta x_1^{(0)}$ y $\Delta x_2^{(0)}$ como los

valores que se tienen que sumar a $x_1^{(0)}$ y $x_2^{(0)}$ para dar las soluciones correctas x_1^* y x_2^* . Así, se puede escribir:

$$g_1(x_1^*, x_2^*, u) = g_1(x_1^{(0)} + \Delta x_1^{(0)}, x_2^{(0)} + \Delta x_2^{(0)}, u) = 0 \quad (3.12)$$

$$g_2(x_1^*, x_2^*, u) = g_2(x_1^{(0)} + \Delta x_1^{(0)}, x_2^{(0)} + \Delta x_2^{(0)}, u) = 0 \quad (3.13)$$

Ahora el problema consiste en encontrar la solución para $\Delta x_1^{(0)}$ y $\Delta x_2^{(0)}$. Lo anterior se hace al expandir las ecuaciones (3.12) y (3.13) en series de Taylor alrededor de la solución supuesta; matemáticamente esto se expresa como,

$$g_1(x_1^*, x_2^*, u) = g_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, u) + \Delta x_1^{(0)} \left. \frac{\partial g_1}{\partial x_1} \right|^{(0)} + \Delta x_2^{(0)} \left. \frac{\partial g_1}{\partial x_2} \right|^{(0)} + \dots = 0 \quad (3.14)$$

$$g_2(x_1^*, x_2^*, u) = g_2(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, u) + \Delta x_1^{(0)} \left. \frac{\partial g_2}{\partial x_1} \right|^{(0)} + \Delta x_2^{(0)} \left. \frac{\partial g_2}{\partial x_2} \right|^{(0)} + \dots = 0 \quad (3.15)$$

donde las derivadas parciales de orden mayor que 1 en la serie de términos no han sido listadas. El término $\left. \partial g_k / \partial x_k \right|^{(0)}$ $k=1,2$ indica que la derivada parcial se evalúa para los valores estimados $x_1^{(0)}$ y $x_2^{(0)}$.

Si se desprecian las derivadas parciales de orden mayor que 1, se pueden volver a escribir las ecuaciones (3.14) y (3.15) en forma matricial. Entonces, se tiene:

$$\underbrace{\begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \frac{\partial g_1}{\partial x_2} \\ \frac{\partial g_2}{\partial x_1} & \frac{\partial g_2}{\partial x_2} \end{bmatrix}}_{\mathbf{J}^{(0)}} \begin{bmatrix} \Delta x_1^{(0)} \\ \Delta x_2^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 - g_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, u) \\ 0 - g_2(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, u) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} b_1 - h_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, u) \\ b_2 - h_2(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, u) \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

donde la matriz cuadrada de derivadas parciales se llama matriz *Jacobiana* $\mathbf{J}$. En este caso, $\mathbf{J}^{(0)}$ indica que se han usado las estimaciones $x_1^{(0)}$ y $x_2^{(0)}$ para calcular los

valores numéricos de las derivadas parciales. Se observa que $g_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, u)$ es el valor calculado de g_1 que se basa en los valores estimados $x_1^{(0)}$ y $x_2^{(0)}$, pero este valor calculado no es el valor cero especificado por la ecuación (3.10), a menos que los valores estimados $x_1^{(0)}$ y $x_2^{(0)}$ sean los correctos. Como se hizo anteriormente se designa el valor especificado de g_1 menos el valor calculado de g_1 como el error $\Delta g_1^{(0)}$ y se define de manera similar el error $\Delta g_2^{(0)}$. En base a lo anterior, se tiene el siguiente sistema lineal de *ecuaciones de error*

$$\mathbf{J}^{(0)} \begin{bmatrix} \Delta x_1^{(0)} \\ \Delta x_2^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta g_1^{(0)} \\ \Delta g_2^{(0)} \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

Se pueden determinar los valores de $\Delta x_1^{(0)}$ y $\Delta x_2^{(0)}$ al resolver las ecuaciones de error, ya sea por factorización triangular o invirtiendo la matriz Jacobiana. Sin embargo, como se truncó la expansión en serie de Taylor, estos valores añadidos a los iniciales no determinaran la solución correcta y nuevamente se hará un intento suponiendo unos nuevos estimados $x_1^{(1)}$ y $x_2^{(1)}$, donde

$$x_1^{(1)} = x_1^{(0)} + \Delta x_1^{(0)}; \quad x_2^{(1)} = x_2^{(0)} + \Delta x_2^{(0)} \quad (3.18)$$

Se repite el proceso hasta que la corrección es tan pequeña en magnitud que satisface el índice de precisión seleccionado $\varepsilon > 0$; esto es, hasta que $|\Delta x_1|, |\Delta x_2|$ sean ambas menores que ε .

3.4 Solución De Flujos De Potencia Por Newton-Raphson

Para aplicar el método de Newton-Raphson a la solución de ecuaciones de flujos de potencia dadas por (3.19) y (3.20), se expresan los voltajes nodales y las admitancias de línea en forma polar.

$$P_{i,cal} = |V_i|^2 G_{ij} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |V_i V_n Y_{in}| \cos(\theta_{in} + \delta n - \delta_i) \quad (3.19)$$

$$Q_{i,cal} = -|V_i|^2 B_{ij} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |V_i V_n Y_{in}| \cos(\theta_{in} + \delta n - \delta_i) \quad (3.20)$$

Estas ecuaciones se pueden derivar fácilmente con respecto a los ángulos y las magnitudes de voltaje. Los términos que incluyen G_{ij} y B_{ij} surgen de la definición de Y_{ij} en la ecuación (3.1) y del hecho de que el ángulo $(\delta_n - \delta_i)$ sea cero cuando $n=i$.

Por ahora, no se consideran los nodos de voltaje controlado y se considerará que todos los nodos (excepto el de compensación) son de carga con demandas conocidas P_{di} y Q_{di} . El nodo de compensación tiene valores especificados para δ_1 y $|V_1|$, y para cada uno de los otros nodos de la red se tienen que calcular las dos variables de estado δ_i y $|V_i|$ en la solución de flujos de potencia. Los valores conocidos de P_{di} y Q_{di} corresponden al negativo de las constantes b mostradas en las ecuaciones (3.10) y (3.11). En cada uno de los nodos que no son de compensación, los valores estimados de δ_i y $|V_i|$ corresponden a los estimados de $x_1^{(0)}$ y $x_2^{(0)}$ de la sección anterior. Los errores que corresponden a la Δg de la ecuación (3.17) se obtienen de las ecuaciones (3.4) y (3.5) al escribir los errores de potencia nodal para nodo i como,

$$\Delta P_i = P_{i,prog} - P_{i,calc} \quad (3.21)$$

$$\Delta Q_i = Q_{i,prog} - Q_{i,calc} \quad (3.22)$$

Por simplicidad, ahora se escribirán las ecuaciones de error para un sistema de cuatro nodos y será obvia la forma de extender estas ecuaciones para los sistemas con más de cuatro nodos.

Para la potencia real P_i $i=1,2,3,4$, se tiene :

$$\Delta P_i = \frac{\partial P_i}{\partial \delta_2} \Delta \delta_2 + \frac{\partial P_i}{\partial \delta_3} \Delta \delta_3 + \frac{\partial P_i}{\partial \delta_4} \Delta \delta_4 + \frac{\partial P_i}{\partial |V_2|} \Delta |V_2| + \frac{\partial P_i}{\partial |V_3|} \Delta |V_3| + \frac{\partial P_i}{\partial |V_4|} \Delta |V_4| \quad (3.23)$$

Los últimos tres términos se pueden multiplicar y dividir por sus propias magnitudes de voltaje sin alterar sus valores, y de esta manera se obtiene:

$$\Delta P_i = \frac{\partial P_i}{\partial \delta_2} \Delta \delta_2 + \frac{\partial P_i}{\partial \delta_3} \Delta \delta_3 + \frac{\partial P_i}{\partial \delta_4} \Delta \delta_4 + |V_2| \frac{\partial P_i}{\partial |V_2|} \frac{\Delta |V_2|}{|V_2|} + |V_3| \frac{\partial P_i}{\partial |V_3|} \frac{\Delta |V_3|}{|V_3|} + |V_4| \frac{\partial P_i}{\partial |V_4|} \frac{\Delta |V_4|}{|V_4|} \quad (3.24)$$

Una ecuación similar para los errores se puede escribir para la potencia reactiva Q_i $i=1,2,3,4$,

$$\Delta Q_i = \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_2} \Delta \delta_2 + \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_3} \Delta \delta_3 + \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_4} \Delta \delta_4 + |V_2| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_2|} \frac{\Delta |V_2|}{|V_2|} + |V_3| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_3|} \frac{\Delta |V_3|}{|V_3|} + |V_4| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_4|} \frac{\Delta |V_4|}{|V_4|} \quad (3.25)$$

Al agrupar todas las ecuaciones de error en forma de una matriz-vector se llega a:

$$\underbrace{\begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_4} & |V_2| \frac{\partial P_2}{\partial |V_2|} & \dots & |V_4| \frac{\partial P_2}{\partial |V_4|} \\ \vdots & J_{11} & \vdots & \vdots & J_{12} & \vdots \\ \frac{\partial P_4}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_4}{\partial \delta_4} & |V_2| \frac{\partial P_4}{\partial |V_2|} & \dots & |V_4| \frac{\partial P_4}{\partial |V_4|} \\ \hline \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_4} & |V_2| \frac{\partial Q_2}{\partial |V_2|} & \dots & |V_4| \frac{\partial Q_2}{\partial |V_4|} \\ \vdots & J_{21} & \vdots & \vdots & J_{22} & \vdots \\ \frac{\partial Q_4}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_4}{\partial \delta_4} & |V_2| \frac{\partial Q_4}{\partial |V_2|} & \dots & |V_4| \frac{\partial Q_4}{\partial |V_4|} \end{bmatrix}}_{\text{Jacobiana}} \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta \delta_2 \\ \vdots \\ \Delta \delta_4 \\ \frac{\Delta |V_2|}{|V_2|} \\ \vdots \\ \frac{\Delta |V_4|}{|V_4|} \end{bmatrix}}_{\text{Correcciones}} = \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_4 \\ \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \Delta Q_4 \end{bmatrix}}_{\text{Errores}} \quad (3.26)$$

La solución de la ecuación (3.26) se encuentra iterativamente de la siguiente manera:

- Estimar los valores $\delta_i^{(0)}$ y $|V_i|^{(0)}$ para las variables de estado.
- Usar los estimados para calcular:

$P_{i,calc}^{(0)}$ y $Q_{i,calc}^{(0)}$ de las ecuaciones (3.19) y (3.20),

los errores ΔP_i y ΔQ_i de las ecuaciones (3.21) y (3.22) y

los elementos de las derivadas parciales de la jacobiana **J**.

- Resolver la ecuación (3.26) para las correcciones iniciales $\Delta \delta_i^{(0)}$ y $\Delta |V_i|^{(0)} / |V_i|^{(0)}$.
- Sumar las correcciones encontradas a los estimados iniciales para obtener

$$\delta_i^{(1)} = \delta_i^{(0)} + \Delta \delta_i^{(0)} \quad (3.27)$$

$$|V_i|^{(1)} = |V_i|^{(0)} + \Delta |V_i|^{(0)} = |V_i|^{(0)} \left(1 + \frac{\Delta |V_i|^{(0)}}{|V_i|^{(0)}} \right) \quad (3.28)$$

- Usar los nuevos valores $\delta_i^{(1)}$ y $|V_i|^{(1)}$ como los valores iniciales de la iteración 2 y continuar el proceso.

En términos generales, las ecuaciones actualizadas para los valores iniciales de las variables de estado son

$$\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta \delta_i^{(k)} \quad (3.30)$$

$$|V_i|^{(k+1)} = |V_i|^{(k)} + \Delta |V_i|^{(k)} = |V_i|^{(k)} \left(1 + \frac{\Delta |V_i|^{(k)}}{|V_i|^{(k)}} \right) \quad (3.31)$$

Para el sistema de cuatro nodos, la submatriz **J**₁₁ tiene la forma

$$\mathbf{J}_{11} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_3} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_4} \\ \frac{\partial P_3}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_3}{\partial \delta_3} & \frac{\partial P_3}{\partial \delta_4} \\ \frac{\partial P_4}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_4}{\partial \delta_3} & \frac{\partial P_4}{\partial \delta_4} \end{bmatrix} \quad (3.32)$$

Las expresiones para los elementos de esta ecuación se encuentran fácilmente al derivar el número apropiado de términos en la ecuación (3.19). Cuando la variable n es igual al valor particular j , sólo uno de los términos coseno en la sumatoria de la ecuación (3.19) contiene a δ_j , y al derivar parcialmente a este término con respecto a δ_j , se obtiene el elemento fuera de la diagonal en la matriz $\mathbf{J}_{11}$,

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = -|V_i V_j Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (3.33)$$

Por otro lado, cada término de la sumatoria en la ecuación (3.19) contiene a δ_i y así, el elemento en la diagonal de $\mathbf{J}_{11}$ es:

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = |V_i|^2 G_{ii} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |V_i V_n Y_{in}| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) = - \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N \frac{\partial P_i}{\partial \delta_n} \quad (3.34)$$

Al comparar estas ecuaciones con la (3.19) dada para Q_i , se obtiene:

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = -Q_i - |V_i|^2 B_{ii} \quad (3.35)$$

En una forma bastante similar, se pueden desarrollar ecuaciones para los elementos de la submatriz $\mathbf{J}_{21}$ en la siguiente manera:

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = -|V_i V_j Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (3.36)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |V_i V_n Y_{in}| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) = - \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_n} \quad (3.37)$$

Se puede demostrar, a partir de la comparación de esta ecuación para $\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i}$ con la (3.19) para P_i , que

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = P_i - |V_i|^2 G_{ii} \quad (3.38)$$

Los elementos de la submatriz $\mathbf{J}_{12}$ se encuentran fácilmente al calcular en primer lugar la expresión para la derivada $\partial P_i / \partial |V_j|$ y entonces, multiplicar por $|V_j|$ para obtener:

$$|V_j| \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = |V_j| |V_i Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (3.39)$$

La comparación (3.36) da

$$|V_j| = \frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = - \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} \quad (3.40)$$

Éste es un resultado más útil por que reduce el cálculo involucrado en la formación de la matriz jacobiana, puesto que los elementos fuera de la diagonal de $\mathbf{J}_{12}$ son simplemente los negativos de los elementos correspondientes en $\mathbf{J}_{21}$. De una manera análoga se encuentran los elementos de la diagonal de $\mathbf{J}_{12}$, con lo cual se tiene

$$|V_i| \frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = |V_i| \left[2 |V_i| G_{ii} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |V_n Y_{in}| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \right] \quad (3.41)$$

y al comparar este resultado con las ecuaciones (3.37) y (3.38) se llega a la ecuación

$$|V_i| \frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} + 2 |V_i|^2 G_{ii} = P_i + |V_i|^2 G_{ii} \quad (3.42)$$

Finalmente, los elementos fuera de la diagonal y en el diagonal de la submatriz $\mathbf{J}_{22}$ de la jacobiana son:

$$|V_j| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = - |V_j| |V_i Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) = \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} \quad (3.43)$$

$$|V_i| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = - \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} - 2 |V_i|^2 B_{ii} = Q_i - |V_i|^2 B_{ii} \quad (3.44)$$

Los resultados desarrollados anteriormente se agrupan en las siguientes definiciones:

Elementos fuera de la diagonal, $i \neq j$

$$M_{ij} = \frac{\Delta \partial P_i}{\partial \delta_j} = |V_j| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} \quad (3.45)$$

$$N_{ij} = \frac{\Delta \partial Q_i}{\partial \delta_j} = -|V_j| \frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} \quad (3.46)$$

Elementos en la diagonal, $i = j$

$$M_{ii} = \frac{\Delta \partial P_i}{\partial \delta_i} \quad |V_i| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = -M_{ii} - 2|V_i|^2 B_{ii} \quad (3.47)$$

$$N_{ii} = \frac{\Delta \partial Q_i}{\partial \delta_i} \quad |V_i| \frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = -N_{ii} - 2|V_i|^2 G_{ii} \quad (3.48)$$

Las interrelaciones entre los elementos en las cuatro submatrices Jacobianas se pueden ver más claramente si se usan las definiciones para volver a escribir la ecuación (3.26) en la forma siguiente:

$$\begin{bmatrix} M_{22} & M_{23} & M_{24} \\ M_{32} & M_{33} & M_{34} \\ M_{42} & M_{43} & M_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} N_{22} + 2|V_2|^2 G_{22} & -N_{23} & -N_{24} \\ -N_{32} & N_{33} + 2|V_3|^2 G_{33} & -N_{34} \\ -N_{42} & N_{43} & N_{44} + 2|V_4|^2 G_{44} \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} N_{22} & N_{23} & N_{24} \\ N_{32} & N_{33} & N_{34} \\ N_{42} & N_{43} & N_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -M_{22} - 2|V_2|^2 B_{22} & M_{23} & M_{24} \\ M_{32} & -M_{33} + 2|V_3|^2 B_{33} & M_{34} \\ M_{42} & M_{43} & -M_{44} - 2|V_4|^2 B_{44} \end{bmatrix} \\ \times \begin{bmatrix} \Delta \delta_2 \\ \Delta \delta_3 \\ \Delta \delta_4 \\ \Delta |V_2|/|V_2| \\ \Delta |V_3|/|V_3| \\ \Delta |V_4|/|V_4| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \\ \Delta P_4 \\ \Delta Q_2 \\ \Delta Q_3 \\ \Delta Q_4 \end{bmatrix} \quad (3.49)$$

Hasta aquí, se han considerado todos los nodos como nodos de carga. Ahora se considerarán también los nodos de voltaje controlado.

Nodos de voltaje controlado. Los nodos de voltaje controlado se pueden tomar en cuenta fácilmente si se tiene la forma polar de las ecuaciones de flujos de potencia. Por ejemplo, si el nodo 4 del sistema de cuatro nodos es de voltaje controlado, entonces el V_4 tiene un valor constante especificado y la corrección del voltaje $\Delta |V_4| / |V_4|$ siempre deben ser cero. En consecuencia, la sexta columna de la matriz Jacobiana de la ecuación (3.49) siempre se multiplica por cero y así, puede ser eliminada. Además, como no se especifica a Q_4 , no se puede definir el error ΔQ_4 y así, se debe omitir la sexta fila de la ecuación (3.49) que corresponde a Q_4 . Por supuesto, Q_4 se puede calcular después de que se tiene la solución del flujo de potencia.

En el caso general de que haya N_g nodos de voltaje controlado además del nodo de compensación, se omite una fila y una columna para cada nodo de la forma polar de la matriz Jacobiana del sistema. Ésta tendrá entonces $(2N - N_g - 2)$ filas y $(2N - N_g - 2)$ columnas.

Capítulo 4

Procedimientos para analizar transacciones de porteo

4.1 Introducción

Se ha observado una tendencia a que el subsector de transmisión conserve internamente una estructura vertical, vislumbrándose un mercado de energía eléctrica caracterizado por intercambios de energía pactados por el operador del mercado entre generadores y consumidores independientes, auto abastecedores, grupo de generadores, compañías de distribución y comercialización [Hunt 1996]. Dichos intercambios se efectúan a través de la red de transmisión propiedad de una sola compañía, surgiendo un nuevo concepto a considerar dentro de la planeación, operación y control del sistema eléctrico de potencia, denominado transacción de porteo, definido como un intercambio de energía eléctrica entre dos compañías utilizando la red de transmisión propiedad de una tercera compañía ajena a ellas.

Dependiendo de las características particulares de cada transacción de porteo, el impacto que causarán en la operación, planeación y control del sistema variará. Siendo necesario decir un procedimiento con el que se uniformicen criterios para analizar y repartir adecuadamente dicho impacto entre los permisionarios [Navarrete. 2000]. El procedimiento está formado por un conjunto de conceptos que define el entorno técnico-económico dentro del cual se ejecutará y evaluará una transacción de porteo, el desarrollo está basado en costos y no en precios; llevado a cabo de manera general en tres pasos [Wakefield 1997]:

- 1.- Clasificación de transacción de porteo.
- 2.- Identificación de los costos a evaluar.
- 3.- Selección de la metodología para el cálculo de costos.

A continuación se explica cada una de ellas.

4.2 Clasificación de las transacciones de porteo.

En esta etapa se define tipo y categoría de la transacción de porteo. Básicamente, existen cuatro tipos [Caraminis 1988]:

- De generador privado a compañía.
- De compañía a compañía.
- De compañía a cliente privado.
- De generador privado a cliente privado.

Estos tipos son definidos según la naturaleza de las compañías entre las cuales se realice el intercambio de potencia, conocidas con el nombre genérico de permisionarios. Además de la naturaleza de los permisionarios, las transacciones de porteo pueden clasificarse de acuerdo a la duración del contrato y el grado de confiabilidad acordado [Shirmohammadi 1991]:

- **Transacciones de porteo a corto plazo.** Son transacciones de porteo de poco tiempo de duración, realizadas principalmente por economía y, generalmente no entran dentro de los planes de operación a largo plazo y expansión del sistema.
- **Transacciones de porteo a largo plazo.** Son transacciones de porteo que cubren períodos convenidos de varios años, y pueden ser consideradas tanto en la planeación de la expansión como en la operación del sistema eléctrico de potencia.
- **Transacciones de porteo no firmes.** Son transacciones de porteo cuya duración del servicio de transmisión correspondiente está sujeta a las políticas de operación de la compañía que presta el servicio y de los permisionarios. Es decir, no existe compromiso de reservar capacidad en las instalaciones de transmisión para alojar el servicio ni para mantener la transacción en condiciones críticas de operación.

- **Transacciones de porteo firmes.** Son transacciones de porteo donde el servicio de transmisión correspondiente no está sujeto a interrupciones por políticas de operación de la compañía que presta el servicio de los permisionarios. En esta categoría, los permisionarios son vistos con la misma importancia que los clientes de la compañía, incluyendo el servicio de transmisión dentro de los planes de operación y expansión del sistema.

La información requerida para ubicar una transacción de porteo en tipo y clase, debe proporcionar sus principales características, incluyendo básicamente:

- Cantidad de potencia negociada.
- Firmeza o grado de compromiso en el contrato.
- Duración del servicio.
- Puntos de recepción y entrega.
- El perfil en que se desarrollará la transacción de porteo en el tiempo.
- Condiciones bajo las cuales se suspenderá la transacción de porteo.
- Otras características de operación; particulares para cada sistema.

4.3 Identificación de los costos a evaluar.

Para que una transacción de porteo sea realizada bajo los estándares de calidad en el suministro de energía eléctrica se requiere, por un lado, proporcionar todos o parte de los servicios auxiliares comentados en la sección 2.3; por otro lado, es necesario prestar el servicio de transmisión asociado, que implica reservar la capacidad de transmisión para alojar la transacción, lo cual impacta directamente sobre el escenario correspondiente, dependiendo su costo final del nivel de uso que ésta haga en ambos aspectos.

De manera general, los costos en que se puede incurrir al proporcionar un servicio para respaldar una transacción de porteo son:

- **Costos de capital.** Este costo refleja la degradación por el uso que la transacción hace de las instalaciones y equipos existentes. Por ejemplo, elementos de transmisión, transformación, compensación, distribución, equipos de simulación, análisis, control y medición, entre otros.
- **Costos por refuerzos.** Es el costo asociado a instalaciones y equipos adicionales requeridos para alojar la transacción de porteo y que no se cuenta con ellos.
- **Costos de operación.** Este costo reflejará el cambio en el nivel de uso que la transacción de porteo haga de las instalaciones existentes. Por ejemplo, los cambios en las pérdidas de transmisión, redespacho en los niveles de generación, reasignación de unidades para evitar violación en los límites de transmisión, mantener los perfiles adecuados de frecuencia y voltajes, entre otros.
- **Costos de oportunidad.** Este costo es la retribución que podría obtener la compañía en el mejor uso de sus instalaciones y que se debe pagar para mantenerla suministrando el servicio actual.
- **Costos por mantenimiento y operación de instalaciones.** Incluye el costo asociado al mantenimiento de instalaciones y el asociado a salarios de trabajadores que operan las instalaciones para ejecutar el servicio de transmisión; por ejemplo despachadores de carga, jefes de turno y analistas de sistemas.
- **Costos de administración.** Son gastos de la transacción de porteo relacionados al manejo de oficinas, contratos y facturación.

El impacto de la transacción de porteo sobre cada uno de estos costos dependerá del servicio recibido, el tipo y la clasificación de la transacción de porteo. Por ejemplo, una transacción de porteo a corto plazo no firme, tendrá un costo de operación mayor que el costo por refuerzo o por capital.

4.4 Cálculo de costos.

Como el costo reflejará el gasto o ahorro en que se incurre al prestar un servicio para alojar una transacción de porteo, antes de calcular cualquier costo se requiere primeramente definir, con base a lo que se pretenda recuperar, el concepto de costo a utilizar; después seleccionar la metodología adecuada para su evaluación y, finalmente, calcular cada valor de costo.

Para seleccionar un concepto de costo adecuado se debe considerar el contexto dentro del cual será aplicado, tomando en cuenta los siguientes aspectos:

- a) Si el costo deberá calcularse antes o después de incurrir en él.
- b) La duración del análisis.
- c) Diferenciación del periodo de tiempo: sin diferenciación durante el año, diferenciando horas en el pico y fuera de él, por estaciones del año, etc.

Una vez definido el concepto de costo, se selecciona la metodología para calcularlo, existiendo la posibilidad de que sea más de una, dependiendo de si es más de uno el costo a evaluar; por ejemplo, costos de operación o por uso de la red, de corto o largo plazo.

Existen varias metodologías para evaluar los costos en las transacciones de porteo. Para este caso de estudio se trabajará con el método de MW-milla y con el método de la Estampilla Postal, los cuales pertenecen a las metodologías llamadas clásicas para asignar costos por uso de la red. Estas metodologías tienen como objetivo asignar los costos fijos por inversión en la red de transmisión entre todos sus usuarios (carga nativa y permisionarios). Se consideran costos fijos pues su monto total no depende del punto de operación en que se encuentre el sistema, ya que la red se planea considerando las condiciones de demanda críticas. Sin embargo, el cargo asociado a cada usuario se calcula con base en el uso que haga de ellas [Pereira 1995].

En el siguiente Capítulo se describen y se analizan detalladamente estos dos métodos de evaluación de peaje.

Capítulo 5

Métodos para evaluar costos fijos de transmisión

5.1 Introducción

En años recientes, la determinación de los costos asociados con la generación, transmisión, y consumo de energía eléctrica estableció una variedad de conceptos sobre la relación entre compañías oferedoras de servicios y usuarios.

Es común que, de acuerdo a las reglas establecidas en un mercado de energía eléctrica, se observe dos vertientes genéricas para definir si una actividad se plantea como un servicio regulado o está involucrada dentro de un ambiente de competencia. En el primer caso, la regulación consiste básicamente en definir el costo máximo permisible del servicio, mientras que en el segundo caso, un servicio se ofrece dentro de un mercado sujeto a la ley de la oferta y la demanda.

5.2 Características de metodologías de costos por uso de la red

En la mayoría de los mercados de energía eléctrica se considera al uso del sistema de transmisión como de *beneficio público*. Esto significa que la asignación de cargos por la prestación del servicio de transmisión está sujeta a costos, de modo que los organismos de regulación asignan precios o costos con base a una estructura tarifaria. Una manera, por ejemplo, es determinando y aplicando políticas de precios. En general, los creadores de estas políticas y sus asesores, es decir, economistas, ingenieros, ejecutivos y defensores de los consumidores, entre otros, han determinado que las metodologías para asignación de precios o costos, en este caso por uso de la infraestructura de transmisión, deben contener lo siguiente:

Recuperación de costos.- las tarifas deben producir réditos para cubrir gastos de inversión, operación y mantenimiento, así como para proporcionar un nivel de ganancia para los oferentes del servicio.

Motivación del uso eficiente. La estructura de precios debe dar incentivos por usar el sistema de transmisión eficazmente. Todos los participantes deben estar de acuerdo en que el sistema tarifario debe alentar la eficiencia.

Incentivación para la inversión óptima. La estructura tarifaria debe resultar en la motivación a propietarios de la red de transmisión a invertir en una nueva infraestructura de manera óptima [Tovar et al. 2005].

En términos generales, cualquier metodología de asignación de cargos por uso de la infraestructura de transmisión debe basarse en el comportamiento real de los sistemas eléctricos de potencia, respetando las leyes físicas que determinan el comportamiento de los flujos a través de la red, las pérdidas, así como considerar aspectos de capacidad de transmisión e interdependencias del sistema. A la vez, la metodología debe prever señales económicas adecuadas a los agentes del mercado, de manera que promuevan su utilización óptima.

Sin embargo, llegar a este equilibrio resulta difícil, de modo que, en la actualidad, se puede encontrar metodologías que son aplicables, debido principalmente a la influencia de los factores mencionados anteriormente y que resultan de un consenso de *“lo que es eficiente económicamente e implantable en la práctica”*. Es decir, cualquier metodología será económicamente factible si todos los participantes del mercado están de acuerdo en que tal metodología es la que se debe aplicar, aun cuando sea extremadamente simple y produzca distorsiones a la eficiencia económica del mercado [Tovar et al. 2005].

5.3 Asignación de costos

Dentro del nuevo entorno técnico/económico que vive el sector eléctrico, causado por la desagregación de servicios, analizados desde el punto de vista de la red de transmisión, se puede tener dos posibles casos:

- Que la red de transmisión sea manejada por un monopolio (gubernamental o privado), alojando flujos de potencia, producto de requerimientos de carga/generación de la misma compañía y de negociaciones pactadas por terceros que, de ejecutarse de la forma adecuada, tendrán como fin realizar el negocio de compraventa de energía de manera más eficiente. Siendo este caso el que con mayor frecuencia se presenta.
- Un grupo P de compañías y permisionarios deciden conjuntar sus recursos para construir un sistema de transmisión, proporcionándose a sí mismos las condiciones para realizar sus transacciones de energía, las cuales, (al igual que en el caso anterior) de ejecutarse de la forma adecuada, tendrán como resultado un negocio eficiente, considerando que dicho sistema de transmisión sea más económico operando de manera conjunta, que si cada parte involucrada construyese su propio sistema aislado o que formase parte de un subsistema menor.

De lo anterior, se observa que, independientemente de la situación, el desarrollo de un sistema de transmisión integrado debe, en teoría, conducir a operaciones técnica y económicamente eficientes de los mercados de energía. Esto debe cumplirse en un entorno donde el servicio de transmisión, por ser integrado, es un monopolio natural y, por tanto, debe ser regulado, por lo que sus costos y beneficios deben estar bien definidos.

Entonces, el problema común en ambos casos, es la asignación adecuada de la parte respectiva del costo de inversión entre los participantes del sistema de

transmisión, es decir, la manera que se adopte para repartir costos debe ser estable desde un punto de vista económico, lo cual implica que cada participante del sistema paga menos que cuando se separa del mismo.

Esta propiedad de estabilidad es importante cuando se trabaja en ambientes desregulados, donde las decisiones operativas y de planeación tienen que negociarse constantemente.

Como solución varias metodologías para asignar costos han sido propuestas, tales como costos marginales de corto y largo plazo, costos incrementales, el método de la estampilla postal y toda la metodología que se desprende del método del Mw-Milla.

A continuación se hace una descripción del método de la estampilla postal y del método del Mw-milla.

5.4 Método de la Estampilla Postal

Este consiste en agregar todos los costos existentes de la red de transmisión y cargar una cantidad fija por unidad de utilización, potencia (kW) o energía (kWh) vendida, independientemente de la distancia o de instalaciones específicas utilizadas en el abastecimiento debido a una transacción.

En [Shirmohammadi 1995] se enuncia la forma más habitual en que se define el método de estampilla postal. La proporción que paga cada transacción de porteo se basa en la magnitud de potencia negociada la que generalmente es medida en condiciones de demanda máxima total del sistema. De esta forma se define el pago que debe efectuar cada transacción bilateral para hacer uso del sistema de transmisión:

$$R(u) = TC \frac{P(u)}{P_{pico}} \quad (\$/\text{año}) \quad (5.1)$$

donde:

$P(u)$ = potencia activa en MW negociada en la transacción u .

P_{pico} = Demanda pico del sistema en MW.

TC = Costo total fijo o global del sistema de transmisión en \$/año.

Este método es el más popular, debido a su fácil aplicación y a que recupera totalmente el costo fijo asociado a la red de transmisión. Sin embargo, es considerado económicamente ineficiente por el hecho de ignorar la escasez de elementos de transmisión, el uso real que cada participante hace de la misma, así como el punto de operación del sistema.

Por otra parte este método puede aplicarse independientemente del mercado que se haya implantado [Tovar et al. 2005].

La Figura 5.1 muestra el caso de dos transacciones de energía que pagan un costo semejante por uso de la red, independientemente del impacto que cada una tiene sobre los flujos del sistema de transmisión.

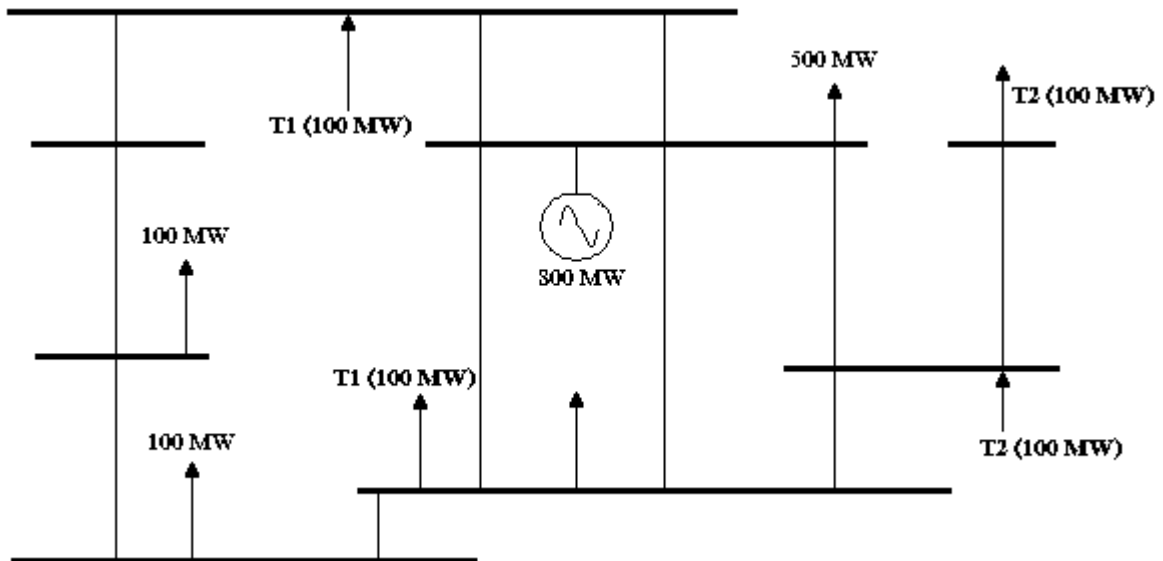


Figura 5.1 Dos transacciones de igual magnitud y situadas en localidades distintas del sistema

De acuerdo a la figura anterior, los pagos que efectuarían las dos transacciones serían:

$$R(u) = TC \frac{P(u)}{P_{pico}}$$

$$P(T1) = 100MW$$

$$P_{pico} = P_{generacion} + P(T1) + P(T2)$$

$$R(T1) = TC \frac{100MW}{(800 + 100 + 100)MW} = \frac{TC}{10} = R(T2)$$

Se debe notar que los cargos son independientes del tipo de mercado que se trate. En el caso anterior, se hizo el cálculo en función de la potencia negociada en cada transacción bilateral y el costo de $TC/10$ puede estar repartido entre el generador y el consumidor involucrados en cada transacción.

Por lo anterior, puede observarse que este método es muy simple de usar, por lo que se ha mantenido su aplicación en varios mercados, además que en otros se usa para recuperar los costos fijos de la red.

5.5 Método del MW-Milla

La metodología del MW-Milla asigna el cargo a cada transacción de porteo según el uso que cada una haga de los elementos de transmisión. Esta metodología ha seguido varios criterios; se basa en considerar que la capacidad de transmisión de una red es una función de la magnitud, el camino recorrido y la distancia que recorre la potencia transmitida por las instalaciones de esa red. El método consiste en determinar la magnitud máxima de flujo en una línea producto de una transacción, mediante un flujo de potencias. El flujo máximo en cada línea se multiplica por el largo de la línea y por un factor que refleja el costo por unidad de capacidad de la línea (Aquí se describe la metodología que aparece en [Shirmohammadi 1991]).

Este método calcula primero el flujo en cada circuito causado por la transacción u , utilizando un modelo de flujos de potencia. Después, son asignados los costos en proporción a la razón de dicho flujo de potencia y la capacidad de transmisión de cada elemento:

$$R(u) = \sum_{l=1}^{n_l} C_l \frac{f_l(u)}{f_l} \quad (5.2)$$

donde:

$R(u)$ = Es el cargo asociado a la transacción u .

$f_l(u)$ = Flujo a través del circuito l debido a la trayectoria de la transacción u .

f_l = Flujo máximo del elemento de transmisión.

C_l = Costo total de la línea de transmisión l en (\$/año).

$$\text{donde} \quad C_l = c_l f_{nom_l} L_l \quad (5.3)$$

Asimismo se tiene que:

L_l = Longitud del elemento de transmisión l en millas. Para transformadores $L=1$.

c_l = Costo unitario del elemento de transición expresado en (\$/milla-año-MW).

f_{nom_l} = Flujo nominal en el circuito en MW.

Para ilustrar la forma en que esta metodología recupera los costos asociados a la red de transmisión, se presenta un sencillo ejemplo.

Se tiene una línea de transmisión de 400 kV con dos circuitos, dos alimentadores por fase y de 50km de longitud. El costo total de esta línea es de \$ 2,313,606/año, y su capacidad nominal es de 1000 MVA. Suponiendo que existe un solo participante u que utiliza la línea, y que demanda 1000 MW. Entonces, mediante la ecuación (5.2), se tiene:

$$R(u) = C_l \frac{f_l(u)}{f_l} = 2,313,606 \left(\frac{1000}{1000} \right) = \$2,131,606 / \text{año}.$$

De lo anterior, está claro que u debe pagar el total de los costos de la red pues es el único que la utiliza, debido a la forma en que se utiliza la ecuación (5.2).

Ahora, en el mismo sistema de transmisión tenemos que el participante u , solo demanda 100 MW. Aplicando el mismo criterio, se tendría que u solo pagaría la décima parte del costo total de la línea de transmisión y en el caso de que hubieran otros participantes, se tendría que ver qué dirección lleva la potencia que están requiriendo para determinar el monto que les corresponde pagar u obtener, por la cantidad de potencia que están negociando.

De este modo, se han desprendido algunas alternativas, para incentivar tanto a los que suministran como a los que consumen potencia, llamadas criterios del método del MW-Milla. Para ilustrar estos criterios se hará uso de la Figura 5.2, donde se muestra que todas las transacciones están en MW, y la línea de transmisión es la misma del ejemplo anterior.

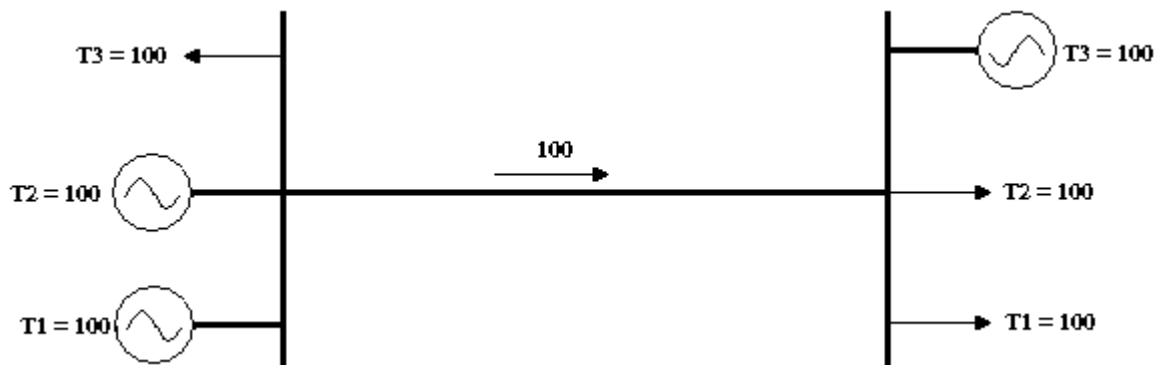


Figura 5.2 Sistema de dos nodos con tres transacciones de compraventa de energía.

Descomponiendo el flujo neto de 100 MW queda de la manera en que se muestra en la figura 5.3.

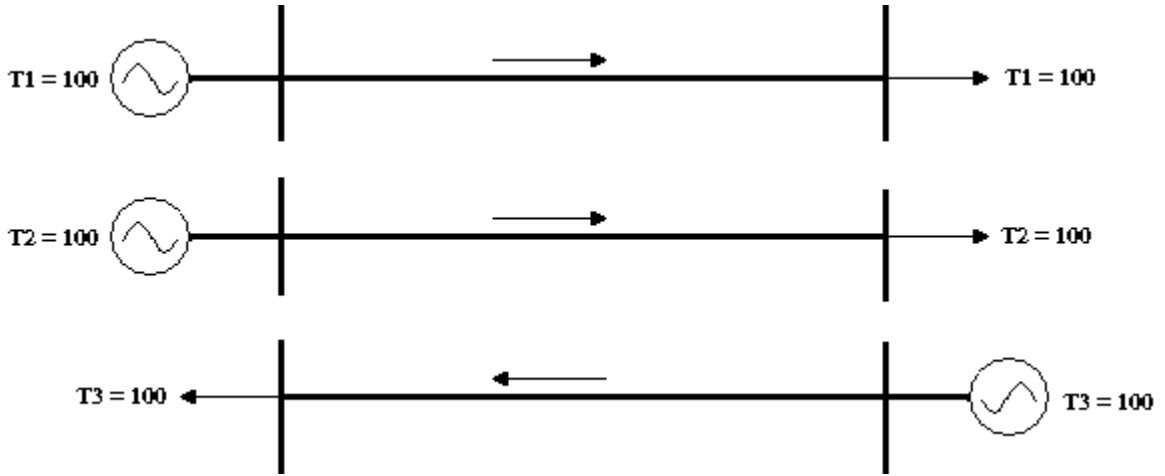


Figura 5.3 Descomposición de los flujos de acuerdo a las transacciones.

Entonces, cada transacción de energía estará pagando los siguientes cargos por uso de la red de transmisión.

$$R(T1) = C_l \frac{f(T1)}{f_l} = \frac{100MW}{100MW} C_l = C_l$$

$$R(T2) = C_l \frac{f(T2)}{f_l} = \frac{100MW}{100MW} C_l = C_l$$

$$R(T3) = C_l \frac{f(T3)}{f_l} = \frac{-100MW}{100MW} C_l = -C_l$$

De acuerdo a los resultados anteriores, se puede observar que en todos los casos se recupera exactamente el costo total C_l de los elementos de transmisión. El signo (-) en la última expresión se debe a que la dirección del flujo causado por T3 es opuesta al flujo neto de la línea de transmisión.

De acuerdo a lo anterior, el participante T3 recibiría una compensación por usar los servicios de transmisión, la cual sería pagada por los participantes T1 y T2, quienes, obviamente se opondrían a esta situación. Por lo anterior, se ha clasificado el método del MW-Milla, de acuerdo a la manera en que se maneja esta situación, en los siguientes criterios de aplicación:

5.5.1 Criterio A.

En este criterio resultan cargos a favor para aquellos permisionarios que inyectan contraflujos a la red de transmisión, es decir, se tendrá que pagar a los permisionarios que inyectan contraflujos. Este criterio no tuvo aceptación entre las compañías suministradoras del servicio, argumentando que, además de prestar su red, tendrían que pagar por proporcionar un servicio. El costo se calcula por,

$$R(u) = \sum_{l=1}^{n_l} C_l \frac{f_l(u)}{\sum_{s=1}^P f_l(s)} \quad (5.4)$$

5.5.2 Criterio B.

Esta metodología es un camino sencillo para asegurar que todos los costos fijos serán recuperados. La asignación de costos es realizada como la razón en valores absolutos de los flujos causados por la transacción u y la sumatoria de los flujos causados por todas las transacciones de porteo en cada elemento de transmisión. Matemáticamente se tiene,

$$R(u) = \sum_{l=1}^{n_l} C_l \frac{|f_l(u)|}{\sum_{s=1}^P |f_l(s)|} \quad (5.5)$$

Con este criterio todos los usuarios de la red de transmisión pagan por la capacidad actual utilizada. Sin embargo, no incentiva a los agentes que introducen contraflujos.

Criterio C.

Con este criterio, el que introduce flujos en dirección contraria no paga cargo alguno, mientras que el que crea un flujo positivo tiene que pagar el total del costo del elemento de acuerdo a la ecuación (5.6).

$$R(u) = \sum_{l=1}^{n_l} C_l \frac{\text{Max}\{0, f_l(u)\}}{\sum_{s=1}^p \text{Max}\{0, f_l(s)\}} \quad (5.6)$$

En el siguiente capítulo se presenta el ejemplo sobre el cual se trabajó para obtener los costos por uso de la red.

Las rutinas necesarias, las cuales se muestran en el apéndice A, fueron implementadas en Matlab.

Capítulo 6

Caso de estudio

6.1 Introducción

En este capítulo se presenta la aplicación de las metodologías MW Milla y estampilla postal para determinar los costos por uso de los recursos de transmisión de una red de 6 nodos. Para lo anterior se consideran dos transacciones de compra-venta bilateral de potencia activa entre entidades privadas que participan en el mercado energético. Se hace una comparación de los costos obtenidos por la aplicación de ambas metodologías, así como las observaciones pertinentes a los resultados obtenidos.

6.2 Caso de estudio

A continuación se describe el caso de estudio seleccionado para cuantificar los costos fijos que tienen lugar por los flujos de potencia a través del sistema de transmisión, debido a dos transacciones bilaterales. La red eléctrica empleada para este propósito consiste de 6 nodos, los cuales interconectan a 11 líneas o elementos de transmisión, tal como se muestra en la Figura 6.1. Este sistema tiene tres generadores eléctricos que inyectan 100 MW, 50 MW y 60 MW a los nodos 1, 2 y 3; respectivamente, con la finalidad de proveer la energía eléctrica demandada por las cargas de 70 MW conectadas en los nodos 4 y 6, respectivamente. Las Tablas 6.1 y 6.2 presentan los datos de este sistema ideal.

Tabla 6.1. Datos de carga y generación para el sistema de 6 nodos.

Nodo	P-carga (MW)	Q-carga (MVar)	P-gen (MW)
1	0.0	0.0	100.0
2	0.0	0.0	50.0
3	0.0	0.0	60.0
4	70.0	0.0	0.0
5	70.0	0.0	0.0
6	70.0	0.0	0.0

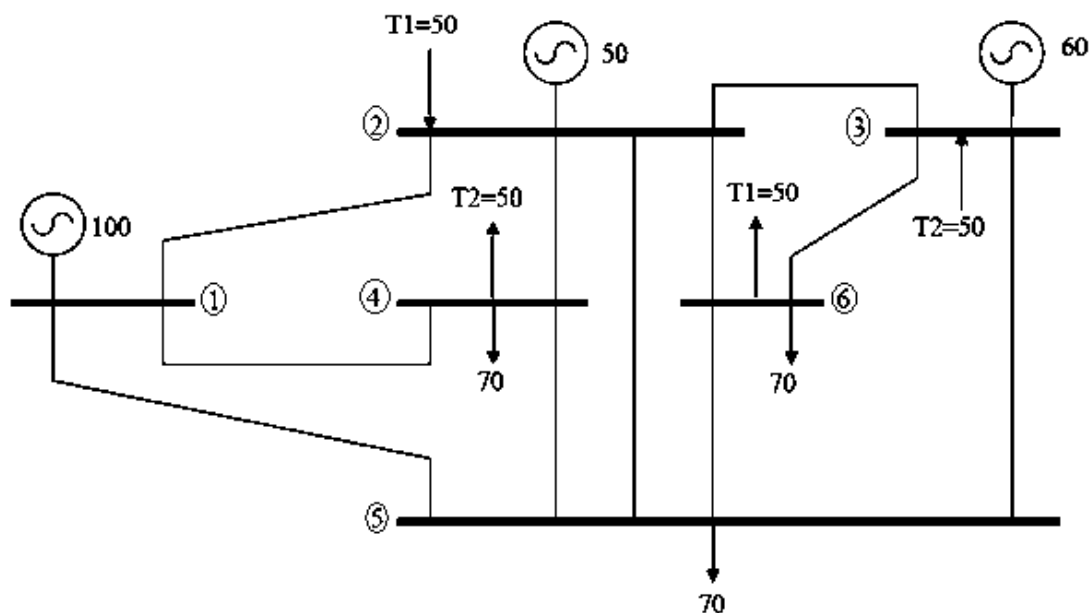


Figura 6.1 Sistema de prueba de 6 nodos para ilustrar las metodologías de asignación de cargos fijos por uso de redes de transmisión

Tabla 6.2 Parámetros de la red de transmisión para el sistema de 6 nodos (pu).

Nodo Envío	Nodo Recepción	Reactancia (ohm)
1	2	0.2000
1	4	0.2000
1	5	0.3000
2	3	0.2500
2	4	0.1000
2	5	0.3000
2	6	0.2000
3	5	0.2600
3	6	0.1000
4	5	0.4000
5	6	0.3000

En la Figura 6.1, se muestran las dos transacciones T1 y T2 que intervienen en el sistema. Las dos transacciones que se presentan, son del tipo firmes. Las transacciones de este tipo son aquellas que no están sujetas a interrupciones programadas y que deben satisfacerse bajo cualquier circunstancia operativa.

La transacción T1 consiste en suministrar 50 MW con el generador localizado en el nodo 2 a una adición de carga de 50= MW consumida en el nodo 6, como lo muestra la Figura 6.1. A su vez la potencia activa negociada en la transacción T2 equivale, también a 50 MW, potencia que es suministrada y consumida en los nodos 3 y 4, respectivamente.

Para poder determinar el costo por uso de elementos de transmisión, el estudio consiste en obtener soluciones al problema de flujos de potencia para cuantificar que cantidad de potencia activa (MW) que circula por cada elemento de transmisión está asociada a cada una de las transacciones de energía que se realizan en el sistema eléctrico. Con esta información es posible aplicar las metodologías de MW-Milla y estampilla postal para determinar los costos mencionados.

La primera simulación es el caso base, donde se asume que la energía es entregada en su totalidad por una sola compañía suministradora. En el contexto nacional sería la energía proporcionada por la Comisión Federal de Electricidad. La Figura 6.2 muestra los flujos de potencia activa a través de cada uno de los elementos del sistema de transmisión de prueba en el caso base; es decir, cuando no hay ninguna transacción de por medio. Los valores están dados en MW.

Con la finalidad de cuantificar los cambios en los flujos de potencia activa debido a cada una de las transacciones, primeramente se realiza un estudio de flujos de potencia a partir del caso base adicionando únicamente la transacción T1. A continuación se hace el mismo procedimiento pero esta vez estando presente únicamente la transacción T2. Por último, se realiza la simulación de flujos de potencia considerando el caso base y ambas transacciones de energía T1 y T2 para observar los cambios que ambas transacciones de energía provocan en los flujos de potencia que circula a través de los elementos de transmisión de este sistema. Las Figuras 6.3, 6.4 y 6.5 muestran los resultados arrojados por el estudio de flujos de potencia para cada uno de los casos mencionados.

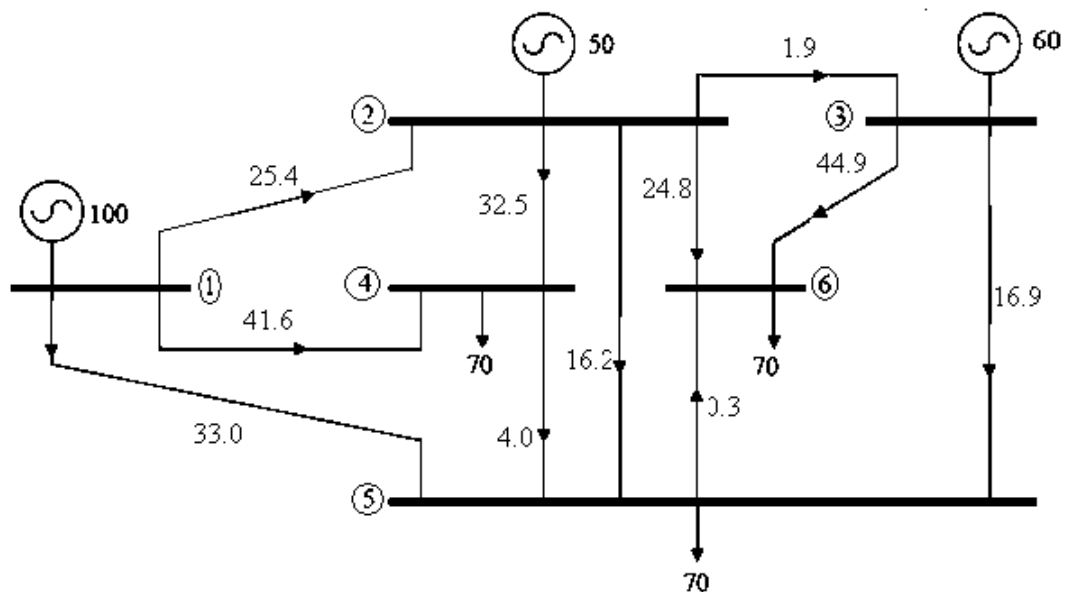


Figura 6.2 Flujos de potencia en MW a través de los elementos del sistema para el caso base.

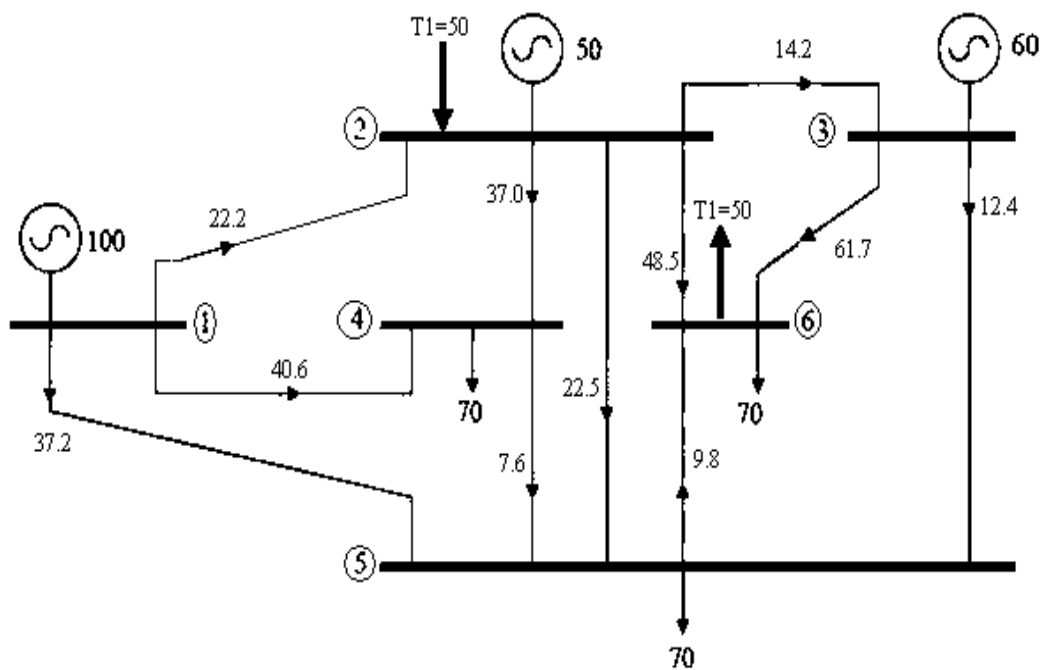


Figura 6.3. Flujos de potencia en MW a través del sistema sin la transacción T2.

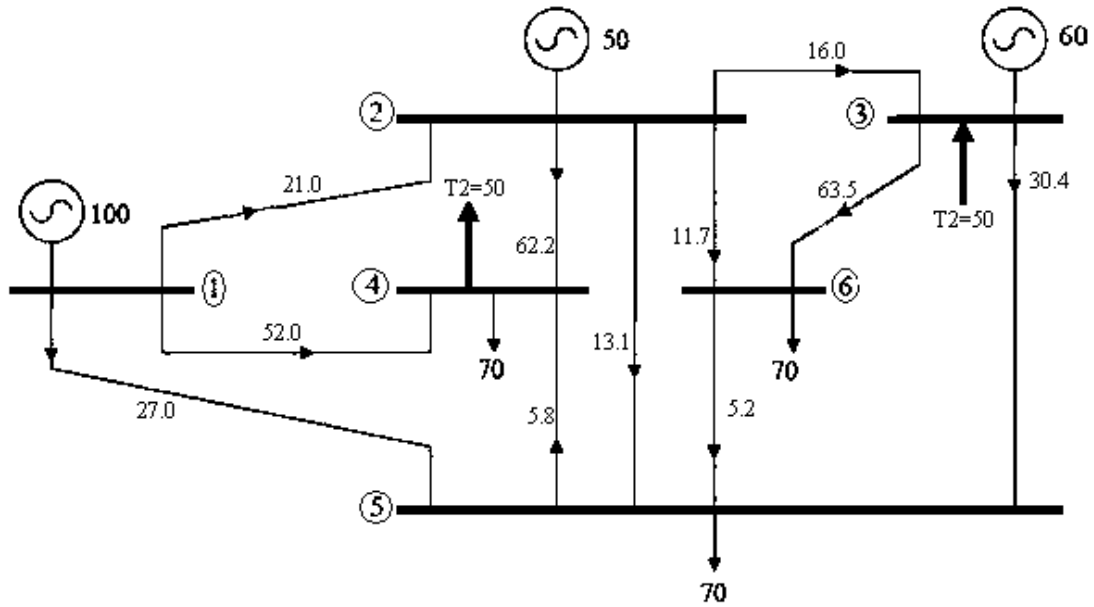


Figura 6.4. Flujos de potencia en MW a través de los elementos del sistema cuando no está presente la transacción T1.

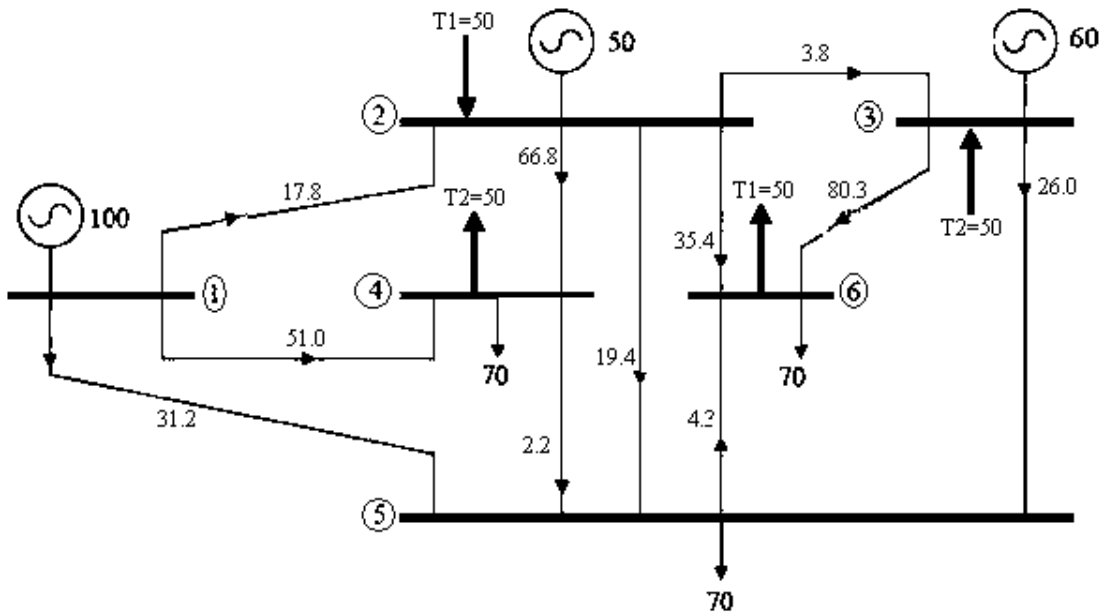


Figura 6.5. Flujos de potencia activa en MW debidos a las transacciones T1 y T2.

La Tabla 6.3 muestra el resumen de los resultados obtenidos de la solución de flujos de potencia al sistema de 6 nodos mostrado. Estos valores de potencia activa en MW, son utilizados para obtener los costos por concepto de peaje que el dueño del sistema de transmisión debe recuperar. Los flujos netos, es decir, $f_l(T1)$ y $f_l(T2)$,

son obtenidos al restar el flujo debido a ambas transacciones (columna 5) del flujo debido a cada una de las transacciones por separado.

Tabla 6.3 Flujos de potencia activa en MW en cada elemento del sistema.

Elemento	Flujos de potencia					
				Flujos netos		
	Caso base	Sin T2	Sin T1	Ambas Transacciones f_l	f_l (T1)	f_l (T2)
1-2	25.4	22.2	21.0	17.8	-3.2	-4.4
1-4	41.6	40.6	52.0	51.0	-1.0	10.4
1-5	33.0	37.2	27.0	31.2	4.2	-6.0
2-3	1.9	14.2	-16.0	-3.8	12.2	-18.0
2-4	32.5	37.0	62.2	66.8	4.6	29.8
2-5	16.2	22.5	13.1	19.4	6.3	-3.1
2-6	24.8	48.5	11.7	35.4	23.7	-13.1
3-5	16.9	12.4	30.4	26.0	-4.4	13.6
3-6	44.9	61.7	63.5	80.3	16.8	18.6
4-5	4.0	7.6	-5.8	-2.2	3.6	-9.8
5-6	0.3	9.8	-5.2	4.3	9.5	-5.5

Teniendo los flujos de potencia activa que circulan por los elementos de transmisión, se aplican los criterios del método del MW-milla y el método de la estampilla postal para obtener el cargo que cada transacción debe pagar por hacer uso de la red de transmisión en los intercambios de energía.

El costo de todos los elementos de la red de transmisión es unitario, es decir 1 pu. Puesto que se tienen 11 elementos de transmisión, entonces el dueño del sistema de transmisión debe recuperar $(11 \cdot 1 \text{ pu}) = 11.0$ pu unidades monetarias mediante el pago por uso de la red de transmisión de los participantes en las transacciones. Cabe hacer mención que también paga la empresa que suministra la energía en el caso base, ya que utiliza la red para transportar su potencia.

La Tabla 6.4 muestra los costos que los participantes en las transacciones deben pagar cuando se aplica el método de la estampilla postal.

Tabla 6.4 Resultados obtenidos por la aplicación del método de la Estampilla postal.

Caso base	Transacción T1	Transacción T2
7.4516	1.7742	1.7742

De acuerdo a los resultados mostrados en la Tabla 6.4, se observa que los costos asociados a las transacciones T1 y T2 son exactamente los mismos, puesto que ambas transacciones están demandando la misma potencia activa. Mientras que, los costos asociados al caso base son mucho mayores, ya que son debidos a una magnitud de potencia mucho mayor de la que se está negociando en las dos transacciones. El resultado, únicamente nos especifica el costo que representa para la red de transmisión el paso de esa potencia, tal que la suma da 11 pu unidades monetarias.

La Tabla 6.5 muestra los costos que cada participante tiene que cubrir (columnas 3, 4 y 5) en las transacciones al aplicar el criterio A del MW-milla. Se puede observar que los permisionarios que inyectan flujos negativos tienen una ganancia. Esta ganancia debe ser cubierta por los otros participantes a fin de que se recupere el costo total del elemento de transmisión.

La columna 5 es la suma de las columnas 3, 4 y 5 e indica, precisamente, esta recuperación de costo del elemento de transmisión.

Tabla 6.5 Resultados del criterio A del MW-Milla

Envío	Recepción	T-Base (\$/año)	T1 (%/año)	T2 (\$/año)	Recuperación
NODO-1	NODO-2	1.4258	-0.1801	-0.2457	1
NODO-1	NODO-4	0.8137	-0.0183	0.2046	1
NODO-1	NODO-5	1.062	0.1327	-0.1947	1
NODO-2	NODO-3	-0.6086	-3.5935	5.2021	1
NODO-2	NODO-4	0.4866	0.0678	0.4456	1
NODO-2	NODO-5	0.8376	0.3264	-0.164	1
NODO-2	NODO-6	0.6993	0.6695	-0.3688	1
NODO-3	NODO-5	0.6531	-0.1744	0.5213	1
NODO-3	NODO-6	0.56	0.2098	0.2302	1
NODO-4	NODO-5	-1.7248	-1.5574	4.2822	1
NODO-5	NODO-6	0.0525	2.2771	-1.3296	1

Los resultados de la aplicación del criterio B de MW-milla se muestran en la Tabla 6.6. En este criterio, tanto los flujos negativos como los positivos deben pagar por la cantidad de potencia que hay en la línea de transmisión. De esta forma, se distribuyen los costos de acuerdo a la capacidad que cada participante utiliza, sin importar la dirección del flujo. Se puede observar, en las columnas 3, 4 y 5, que los contraflujos no obtienen ganancia.

Tabla 6.6 Resultados obtenidos por el criterio B del MW-Milla.

Envío	Recepción	T-Base (\$/año)	T-1 (\$/año)	T-2 (\$/año)	Recuperación
NODO-1	NODO-2	0.77	0.0973	0.1327	1
NODO-1	NODO-4	0.785	0.0177	0.1973	1
NODO-1	NODO-5	0.7644	0.0955	0.1401	1
NODO-2	NODO-3	0.0647	0.3821	0.5532	1
NODO-2	NODO-4	0.4866	0.0678	0.4456	1
NODO-2	NODO-5	0.6308	0.2458	0.1235	1.0001
NODO-2	NODO-6	0.4024	0.3853	0.2122	0.9999
NODO-3	NODO-5	0.4842	0.1293	0.3865	1
NODO-3	NODO-6	0.56	0.2098	0.2302	1
NODO-4	NODO-5	0.228	0.2059	0.5661	1
NODO-5	NODO-6	0.0143	0.6223	0.3634	1

Los cargos asociados a cada transacción, aplicando el criterio C del MW-milla, se muestran en la Tabla 6.7. Se observa en las columnas 4 y 5 que los flujos negativos, es decir, los contraflujos, no presentan cargos, y el costo total del elemento de transmisión lo debe pagar el causante del flujo positivo.

Tabla 6.7 Resultados obtenidos por el criterio C del MW-Milla.

Envío	Recepción	T-Base (\$/año)	T-1 (\$/año)	T-2 (\$/año)	Recuperación
NODO-1	NODO-2	1	0	0	1
NODO-1	NODO-4	0.7991	0	0.2009	1
NODO-1	NODO-5	0.8889	0.1111	0	1
NODO-2	NODO-3	0.1448	0.8552	0	1
NODO-2	NODO-4	0.4866	0.0678	0.4456	1
NODO-2	NODO-5	0.7196	0.2804	0	1
NODO-2	NODO-6	0.5109	0.4891	0	1
NODO-3	NODO-5	0.5561	0	0.4439	1
NODO-3	NODO-6	0.56	0.2098	0.2302	1
NODO-4	NODO-5	0.5255	0.4745	0	1
NODO-5	NODO-6	0.0225	0.9775	0	1

6.3 Comentarios adicionales sobre metodologías basadas en flujos

Con respecto a las propuestas de cálculo de costos fijos mediante métodos basados en flujos de potencia hay un aspecto concerniente al uso real de un elemento de transmisión. La red de transmisión se diseña para soportar condiciones de demanda máxima. Sin embargo, ante condiciones de demanda mínima, se pueden tener casos como el que muestra en la Figura 6.6. En este caso el flujo debido a la transacción v es de 2 MW mientras que el flujo debido a la transacción u es de 1 MW pero en sentido contrario. Lo anterior ocasiona que el flujo neto sea de 1 MW en la dirección asociada a la transacción v .

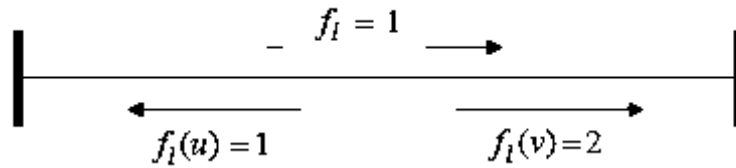


Figura 6.6. Uso mínimo de un elemento de transmisión.

Resulta claro que en este caso ambos participantes tienen que pagar más por la capacidad disponible que por el uso real del elemento. Entonces bajo estas circunstancias, se estarían asignando costos de manera semejante a un método de la estampilla postal, donde se paga por todos los elementos de la red de transmisión, independientemente que se usen o no [Tovar et al, 2005]. Sin embargo, puede decirse a favor de las metodologías basadas en flujos, que estos casos así de drásticos, pueden ser escasos en la realidad y que, además, conforme se incrementa el número de participantes, el costo por uso de la red se distribuye entre todos ellos, de modo que los cargos a cada uno de ellos disminuyen normalmente.

Otro aspecto interesante es la manera en que son descompuestos los flujos netos. Sea el caso mostrado en la Figura 6.7 donde se tiene un flujo neto igual a cero MW, debido a que el contra flujo causado por la transacción u es igual al flujo positivo de la transacción v .

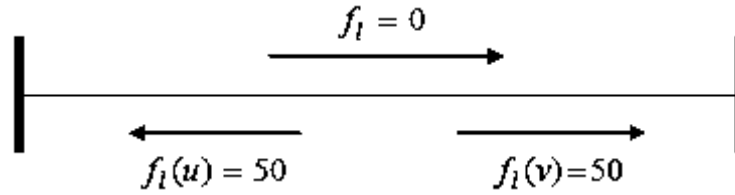


Figura 6.7. Línea de transmisión con un flujo neto igual a cero.

Si se observa únicamente el flujo actual, parecería que el elemento de transmisión no se está utilizando. Sin embargo, una inspección más cuidadosa permite ver que hay dos flujos iguales y opuestos que causa que el flujo neto sea cero. La inspección anterior será resultado de la manera en que se defina la descomposición de los flujos netos en el marco de referencia para asignar cargos por uso de redes de transmisión [Tovar et al. 2005].

6.4 Conclusiones

A continuación se comentan algunas observaciones referentes a la aplicación de los tres criterios del método del MW-Milla.

1. Se puede observar que los tres criterios, recuperan en su total las inversiones realizadas o los costos de la red de transmisión. Lo anterior se demuestra en la última columna de las Tablas 6.5 a 6.7. Dicha columna, no es más que la suma de los costos de las transacciones T1, T-2 y base.
2. Bajo el criterio A del método del MW-milla, los participantes que introducen flujos positivos deben pagar cargos que pueden superar el costo del elemento de transmisión, ante la presencia de flujos negativos.
3. El criterio A del método del MW-milla da resultados donde los usuarios del sistema de transmisión obtienen ganancias por usar la red cuando introducen flujos negativos. Este criterio no debe ser recomendado en la práctica.
4. Se observa en los resultados de la aplicación del criterio B que todos los participantes en las transacciones de porteo pagan de acuerdo a la magnitud de la potencia que están negociando. Esto, aparentemente, es lo más viable.

Sin embargo, con este criterio los permisionarios no se ven incentivados a manejar flujos negativos o contraflujos.

5. En los resultados de la aplicación del criterio C, queda manifiesto que lo mencionado en la definición del criterio es cierto; es decir, para los permisionarios que inyectan flujos negativos no se contempla ningún cargo por el uso de la red. Sin embargo, estos costos deben ser solventados en su totalidad por el permisionario al que corresponden los flujos positivos.

Capítulo 7

Conclusiones y trabajos futuros

7.1 Conclusiones

A continuación se citan las principales conclusiones a las que se puede llegar después de la realización de la presente investigación. Se hace referencia a algunas conclusiones ya descritas en el desarrollo del trabajo y, también se presentan algunas otras, las cuales se pueden diferir después de haberse terminado la investigación.

- Cualquier metodología para hacer el cobro por uso de la red puede resultar adecuada, siempre y cuando todos los participantes en el mercado, estén de acuerdo en que tal metodología se adecua a las necesidades de todos, aunque ésta sea sencilla en extremo.
- Una dificultad central en la tarificación de los sistemas de transmisión de energía eléctrica radica en que, dadas las características del fenómeno eléctrico, no existe un “principio de uso” que lo represente fielmente. Como consecuencia de esto, cualquier metodología está expuesta a la descalificación “conceptual” por parte de los agentes del mercado que se ven perjudicados.
- Se puede observar que los tres criterios, recuperan en su total las inversiones realizadas o los costos de la red de transmisión. Lo anterior lo podemos ver en la última columna de las tablas. Dicha columna, no es más que la suma de los costos de la transacción T-1 y la transacción T-2 más la transacción base.
- Bajo el criterio A del método del MW-milla, los participantes que introducen flujos positivos deben pagar cargos que pueden superar el costo del elemento de transmisión, ante la presencia de flujos negativos.

- De los resultados de la aplicación del criterio B se observa que todos los participantes en las transacciones de porteo pagan de acuerdo a la magnitud de la potencia que están negociando. Esto, aparentemente, es lo más viable. Sin embargo, con este criterio los permisionarios no se ven incentivados a manejar flujos negativos o contraflujos.
- En los resultados de la aplicación del criterio C, podemos ver que lo mencionado en la definición del criterio es cierto, es decir para los permisionarios que inyectan flujos negativos, no se contempla ningún cargo por el uso de la red. Sin embargo, estos costos deben ser solventados en su totalidad por el permisionario al que corresponden los flujos positivos.
- Podemos ver, a través de la lectura del presente documento, que para asignar una metodología para el cobro de peaje en los sistemas de transmisión eléctrica, se deben de tomar en cuenta muchos otros factores, como, por ejemplo, la situación política-económica del país, aparentemente ajenos al sector eléctrico. Sin embargo, dichos factores vienen a determinar en forma casi directa la metodología a seguir.
- Los dos métodos presentados en el presente trabajo, recuperan en su totalidad los costos asociados a la red de transmisión. Sin embargo, con estos dos métodos, pasan desapercibidos algunos factores que resulta importante tomar en cuenta, para que todas las partes involucradas en el mercado estén cabalmente de acuerdo en los costos que tengan que solventar.

7.2 Trabajos futuros

En este apartado se listan una serie de trabajos que se pueden anexar al presente para hacerlo más completo. Dichos trabajos pueden ser desarrollados por otras personas, tomando como referencia el presente.

- Desarrollar la metodología del Flujo dominante y compararla con la metodología del MW-milla.
- También se puede incluir la determinación de costos mediante métodos basados en costos marginales.
- Se pueden mejorar las rutinas empleadas en el cálculo de los costos para tomar directamente los datos arrojados por el estudio de flujos de potencia, ya que a dichos datos, en este trabajo, se les dio un previo arreglo para pasarlos a las rutinas de costos.
- Sería interesante desarrollar una metodología unificada para el cobro de transacciones de porteo, es decir, un método que incluya los beneficios de varias metodologías.
- Incluir las legislaciones aplicables a los sistemas de transmisión en los países latinoamericanos que tengan el sector eléctrico privatizado.

APENDICE A

Rutinas implementadas en Matlab

Las siguientes son las rutinas que se implementaron en Matlab para hacer la simulación de las transacciones de porteo. Las salidas de estas rutinas, son los resultados que se muestran en las tablas 6.4, 6.5, 6.6 y 6.7.

```
% Funcion para determinar el costo por transmision de potencia
% mediante el metodo de la estampilla postal.
% Autor: Juan Carlos Navarro Sandoval
% Facultad de Ingenieria Electrica, 18/05/2006
% U M S N H
clc
clear
Datos = load('Est_Datos.txt');
TC = Datos(1,1);    % Valor total de los elementos de transmision.
Gen = Datos(1,2);   % Numero de generadores
Trans = Datos(1,3); % Numero de transacciones
Pt = Datos(2,:);
Pmax = sum(Pt);     % Potencia maxima

for i=1:Gen
    Pgen(i) = Datos(2,i);    % obtiene unicamente la potencia de los generadores
end                          % Para hacer el caso base, es decir, el costo para los
generadores.

Pgen = sum(Pgen);
Raux = TC * (Pgen/Pmax);    % Costo de los que generan
n=length(Datos);

for i=Gen+1:n
    R(i) = TC * (Pt(i)/Pmax); %Costo de las transacciones
end
for i=1:Gen-1
    R(i) = [];              % quito ceros del vector de costos
end
R(1) = Raux;               % pongo en el mismo vector el
R                          % valor del caso base.
```

```

% Funcion para obtener los costos del sistema de 6 nodos
% por medio del metodo de MW-MILLA Criterio
% Autor: Juan Carlos Navarro Sandoval
% Facultad de Ingenieria Electrica
% 17/05/2006
% U M S N H
clear
clc
Sin_T2 = load('transaccion1.txt');
Sin_T1 = load('transaccion2.txt');
Fneto = load('Fneto.txt');
n=length(Sin_T2);
Cl=1.0;                                %costo del elemento de transmision

%*****

%*****

for i=1:n
    F_T1(i,1) = Fneto(i) - Sin_T1(i);
    F_T2(i,1) = Fneto(i) - Sin_T2(i);
    Cb(i,1) = Fneto(i) - F_T1(i) - F_T2(i);
end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

% valores del denominador para los criterios B y C
for i=1:n
    Abs_den(i,1) = 100*(abs(F_T1(i,1)) + abs(F_T2(i,1)) + abs(Cb(i,1)));
    Den_C(i,1) = 100* (max(0,F_T1(i,1)) + max(0,F_T2(i,1)) + max(0,Cb(i,1)));
end

Abs_den;
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

Datos = [Cb,Sin_T1,Sin_T2,Fneto,F_T1,F_T2] * 100;
% Criterio A
for r=1:n
    RA(r,2) = Cl * (Datos(r,5)/Datos(r,4));          % costo Transaccion 1
    RA(r,3) = Cl * (Datos(r,6)/Datos(r,4));          % costo Transaccion 2
    RA(r,1) = Cl * (Datos(r,1)/Datos(r,4));          % costo caso base
end

```

```

% Criterio B
for r=1:n
    RB(r,1) = Cl * abs(Datos(r,1)) / Abs_den(r);    %costo Transaccion 1
    RB(r,2) = Cl * abs(Datos(r,5)) / Abs_den(r);    %costo Transaccion 2
    RB(r,3) = Cl * abs(Datos(r,6)) / Abs_den(r);    %costo caso base
end

% Criterio C

for r=1:n
    RC(r,1) = Cl * max(0,Datos(r,1)) / Den_C(r);    %costo Transaccion 1
    RC(r,2) = Cl * max(0,Datos(r,5)) / Den_C(r);    %costo Transaccion 2
    RC(r,3) = Cl * max(0,Datos(r,6)) / Den_C(r);    %costo caso base
end
RA
RB
RC

```

Apéndice B

Archivos de datos para las rutinas

Este es el archivo de datos “Est_datos.txt”, que se utiliza en la rutina del metodo de la estampilla postal.

```
11 3 2
100 50 60
50 50 0
```

A continuación, se presentan los archivos de datos utilizados en el metodo del MWmilla.

Datos.txt

```
25.4 21.0 22.2
41.6 52.0 40.6
33.0 27.0 37.2
1.9 16.0 14.2
32.5 62.2 37.0
16.2 13.1 22.5
24.8 11.7 48.5
16.9 30.4 12.4
44.9 63.5 61.7
4.0 5.8 7.6
0.3 5.2 9.8
```

transaccion.txt

```
22.2
40.6
37.2
14.2
37.0
22.5
48.5
12.4
61.7
7.6
9.8
```

transaccion2.txt

```
21.0
52.0
```

27.0
16.0
62.2
13.1
11.7
30.4
63.5
5.8
5.2

T1_y_T2.txt
17.8
51.0
31.2
3.8
66.8
19.4
35.4
26.0
80.3
2.2
4.3

Referencias

[Bitu, Born. 1993]

R. Bitu, P. Born, Tarifas de energía eléctrica: aspectos conceptuales y metodológicos, Organización Latinoamericana de energía (OLADE), Ecuador, 1993.

[Caraminis et al 1998]

M. C. Caraminis, N. Roukos, F.C. Scheweppe, WRATES: A tool for evaluating the Marginal Costs Wheeling, Artículo 88 SM 649, IEEE/PES, summer Meeting, Pórtland, Oregon, July 24-29, 1998.

[Cura 1998]

E. Cura, Tarificación de sistemas de transmisión eléctrica: evaluación de metodologías de asignación cargos complementarios, tesis de maestría, Santiago de Chile, 1998

[Danits 2001]

F. Danits, Métodos de asignación de peaje de los sistemas de transmisión eléctrica según el uso de la red, tesis de maestría, Santiago de Chile, 2001.

[Fahrencrog 2004]

T. Fahrencrog, Tarificación de los sistemas de transmisión eléctrica, tesis de maestría, Chile, 2004.

[Fuerte et al 1993]

C. Fuerte, J. Tovar, Evaluacion de Transacciones de Transmisión Firmes, IEEE seccion México, VII Reunion de verano de potencia, Acapulco, Gro. Mex., Julio 1994.

[Grainger 1996]

J. Grainger, W. Stevenson Jr., Analisis de Sistemas de Potencia, Mc. Graw Hill, E.U, 1996.

[Navarrete 2000]

N. Navarrete, Propuestas Para La Asignación De Costos De Producción Y Uso De La Red De Transmisión En Mercados Probabilísticos De Energía, Tesis De Maestría, Itm Morelia, Michoacán
Marzo 2000

[Navarrete 1995]

N. Navarrete, Análisis de Transacciones de Porteo en sistemas Eléctricos de Potencia, Tesis de licenciatura, ITM, Marzo 1995.

[Rudnick et al 1995]

H. Rudnick, R. Palma, J. Fernandez, Marginal Pricing and Supplement Cost Allocation in Transmission open acces, IEEE Transaction on Power Systems, Vol.10, No.2, Mayo 1995.

[Shimohammadi 1996]

D. Shirmohammadi, X. Vieira, B. Gorestin, M. V. P. Pereira, *Some Fundamental Technical Concepts About Cost Based Transmission Pricing*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.11, No.2, May 1996.

[Tovar et al 1993]

H. Tovar, G. Gutiérrez, R. Mota, M. Mota, Capítulo 2: Métodos para evaluar costos fijos de transmisión, Diplomado de mercados de electricidad, ITM, 2005.