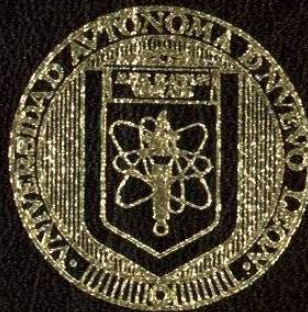


UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON

**FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA
Y ELECTRICA**

DIVISION DE ESTUDIOS POSTGRADO



**ANALISIS DEL CONGESTIONAMIENTO DE LOS
SISTEMAS DE TRANSMISION EN MERCADOS
ELECTRICOS COMPETITIVOS**

TESIS

**EN OPCION AL GRADO DE MAESTRO EN
CIENCIAS DE LA INGENIERIA ELECTRICA
CON ESPECIALIDAD EN POTENCIA**

PRESENTA

JESUS MARTINEZ NALON

SAN NICOLAS DE LOS GARZA, N. L. FEBRERO DEL 2003



1020148561

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA
Y ELECTRICA

DIVISION DE ESTUDIOS POSTGRADO



ANALISIS DEL CONGESTIONAMIENTO DE LOS
SISTEMAS DE TRANSMISION EN MERCADOS
ELECTRICOS COMPETITIVOS

TESIS

EN OPCION AL GRADO DE MAESTRO EN
CIENCIAS DE LA INGENIERIA ELECTRICA
CON ESPECIALIDAD EN POTENCIA

PRESENTA

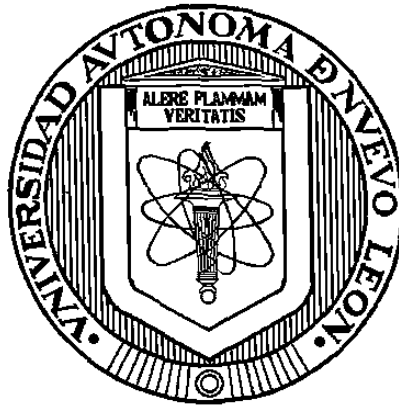
JESUS MARTINEZ NALON

SAN NICOLAS DE LOS GARZA, N. L. FEBRERO DEL 2003

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSTGRADO



**ANALISIS DEL CONGESTIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE
TRANSMISION EN MERCADOS ELECTRICOS COMPETITIVOS**

TESIS

**EN OPCION AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS
DE LA INGENIERIA ELECTRICA CON
ESPECIALIDAD EN POTENCIA**

PRESENTA

JESUS MARTINEZ NALON

SAN NICOLAS DE LOS GARZA, N. L.

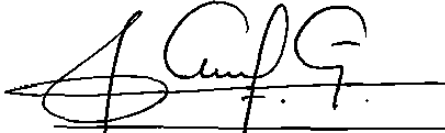


EXEMPLAR
21211
FEBRERO, 2003


Universidad Autónoma de Nuevo León
Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica
Subdirección de Estudios de Postgrado

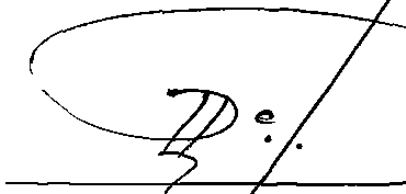
Los miembros de comité de tesis recomendamos que la tesis **ANALISIS DEL CONGESTIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISION EN MERCADOS ELECTRICOS COMPETITIVOS**, realizada por el alumno Jesús Martínez Nalón, matrícula 1069237 sea aceptada para su defensa como opción al grado de Maestro en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica con especialidad en Potencia.

El Comité de Tesis


Asesor
Dr. Florencio Aboytes García


Coasesor
Dr. Jesús Rico Melgoza


Coasesor
Dr. Fernando Sánchez Tello


Vo. Bo.
Dr. Guadalupe Alan Castillo Rodríguez
División de Estudios de Postgrado

DEDICATORIA

A mis padres Irma Gloria y Jesús de quienes he recibido lo mejor de mi vida.

A mis hermanas Reyna Gloria, Flor Lizeth e Iris Yadira por su apoyo incondicional.

A mis sobrinos Aiden, Ricardo y Fernando por llenar de amor nuestros corazones.

AGRADECIMIENTOS

Al Dr. Florencio Aboytes por su asesoría y comentarios valiosos durante la realización de este trabajo.

Al Dr. Jesús Rico Melgoza y al Dr. Fernando Sánchez Tello por sus observaciones y sugerencias que contribuyeron a mejorar este trabajo.

A los profesores del Programa Doctoral por compartir sus experiencias y conocimientos en cada clase.

A mis compañeros del Programa Doctoral por su amistad y compañía.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología y a la Universidad Autónoma de Nuevo León por el apoyo brindado durante la maestría.

A todas y cada una de las personas que me brindaron su apoyo durante mis estudios.

RESUMEN

Publicación No. _____

Jesús Martínez Nalón, M. C. En Ingeniería Eléctrica

Universidad Autónoma de Nuevo León, 2002

Profesor Asesor: Dr. Florencio Aboytes García

Con la reestructuración de la industria eléctrica alrededor del mundo han aparecido diversos modelos de mercados de electricidad, los cuales buscan impulsar la eficiencia y dar especial atención a la seguridad operativa del sistema. Uno de los problemas que ha cobrado mayor importancia con la apertura de mercados competitivos es el congestionamiento de las redes eléctricas, el cual puede ser manejado de diferentes formas dependiendo del esquema utilizado.

El tema central de la tesis es el congestionamiento de redes de transmisión. En la primera parte del trabajo se presentan métodos de análisis para garantizar la seguridad del sistema, se utilizan factores de distribución y se simula la salida de líneas de transmisión y/o pérdida de generadores. Se formula la evaluación de la capacidad de transmisión disponible entre dos áreas de un sistema eléctrico, tanto en condiciones normales como ante contingencias. El objetivo es evaluar posibles transacciones en el sistema y restringir aquellas que ocasionen congestionamiento en la red de transmisión.

Se analizan y presentan diversos problemas de planificación y operación, los cuales se formulan mediante una matriz de transacciones que relaciona las entidades participantes en el mercado, la metodología permite evaluar y optimizar transacciones en el sistema simulando diferentes objetivos.

Se presenta un estudio de flujos óptimos para resolver un despacho económico con restricciones en un ambiente competitivo, se incluye en la función objetivo el efecto de ofertas en la demanda y se ilustra la opción donde la carga no siempre tiene que ser suministrada.

Se analiza el congestionamiento y la ineficiencia que induce en el mercado al cambiar los precios nodales de la energía. Se presenta el análisis de un sistema radial donde se observa que los precios nodales son iguales si no existe congestionamiento y el incremento en precios en las áreas donde los flujos de energía se restringen por el congestionamiento. También se estudia el congestionamiento en un sistema mallado donde se analiza el comportamiento de los precios nodales. Adicionalmente se muestra el efecto de las pérdidas de transmisión en los precios nodales.

Una forma de reducir el problema de incremento en los precios nodales inducidos por el congestionamiento es mediante la aplicación de derechos de transmisión financieros. Se presenta el concepto y la aplicación de estos instrumentos utilizando los precios nodales. Se sugiere la aplicación de estos derechos utilizando el flujo de potencia en las líneas y los multiplicadores de Lagrange asociados.

El trabajo incluye conclusiones y resultados en casos de prueba. Así mismo se resumen las aportaciones del trabajo y se plantean recomendaciones que pudieran ser aplicadas a futuras investigaciones.

INDICE

Dedicatoria	iv
Agradecimientos	v
Resumen	vi

1. INTRODUCCION

1.1	Motivación	1
1.2	Antecedentes	3
1.3	Objetivos de la tesis	7
1.4	Estructura de la tesis	8

2. CAPACIDAD DE TRANSMISION DISPONIBLE

2.1	Introducción	10
2.2	Algoritmos para simular contingencias	11
2.3	Análisis de contingencias en sistemas lineales	11
2.4	Factores de sensibilidad lineal	13
	2.4.1 Factores por cambio de generación	13
	2.4.2 Factores de distribución por salida de línea	17
2.5	Control de flujos de potencia	19
2.6	Límites de transferencia de potencia	21
2.7	Análisis de un nuevo productor	23
2.8	Capacidad de transmisión disponible (CTD)	26
	2.8.1 Aplicación de factores de distribución	28
	2.8.2 Efecto de contingencias	30

INDICE (Continuación)

3. TRANSACCIONES DE ENERGIA ELECTRICA EN UN AMBIENTE COMPETITIVO

3.1	Introducción	33
3.2	Definición de la transacción	34
3.3	Red virtual de transacciones	34
3.4	Matriz de transacciones	36
3.5	Inyecciones de potencia	38
3.6	Análisis y seguridad con transacciones	40
3.7	Formulación general del problema	41
3.8	Aplicación a varios problemas de operación y planeación	42
3.8.1	Maximizar un contrato individual	43
3.8.2	Maximizar la potencia de algún generador o combinación de contratos bilaterales	46
3.8.3	Minimizar la desviación de una matriz de transacciones propuesta	49

4. ANALISIS DEL CONGESTIONAMIENTO EN SISTEMAS DE TRANSMISION EN UN AMBIENTE COMPETITIVO

4.1	Introducción	52
4.2	Congestionamiento y poder de mercado	53
4.3	Flujos de potencia de CD	54
4.4	La solución de flujos óptimos (FO)	56
4.4.1	Inclusión de la carga en la función objetivo de flujos óptimos	59
4.5	Significado de multiplicadores de Lagrange	67
4.6	Casos de estudio con flujos óptimos	70
4.6.1	Flujos óptimos	71
4.6.2	Flujos óptimos con congestión	73
4.6.3	Congestionamiento con corte de carga	77
4.6.4	Congestionamiento en un sistema mallado	81
4.6.5	Efecto de pérdidas en la formulación de flujos óptimos	84

INDICE (Continuación)

5. ALTERNATIVAS PARA MANEJAR EL CONGESTIONAMIENTO

5.1	Introducción	86
5.2	Análisis de la transmisión de energía	87
5.3	Tarifas de transmisión	88
5.4	Determinación de los costos marginales a corto plazo	89
	5.4.1 Formulación completa	89
	5.4.2 Formulación compacta	97
5.5	Derechos de transmisión financieros	101
5.6	Aplicación de derechos de transmisión	103

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

6.1	Conclusiones	107
	6.1.1 Factores de distribución y capacidad de transmisión disponible	107
	6.1.2 Matriz de transacciones	108
	6.1.3 Análisis de congestiónamiento	109
	6.1.4 Formulaciones derivadas de flujos óptimos	109
	6.1.5 Derechos de transmisión financieros	110
6.2	Recomendaciones para trabajos futuros	110
6.3	Aportaciones del trabajo	111

REFERENCIAS	112
--------------------	-----

INDICE DE TABLAS	116
-------------------------	-----

INDICE DE FIGURAS	119
--------------------------	-----

APENDICE A: Datos de los sistemas de prueba	120
--	-----

CAPITULO 1

INTRODUCCION

1.1 Motivación

Con el fin de buscar eficiencia en la utilización de los recursos energéticos y de la infraestructura disponible, en los últimos años las empresas eléctricas de varios países han experimentado cambios drásticos en su organización, que incluyen la desagregación de las funciones clásicas (generación, transmisión y distribución), con esto además se busca el financiamiento de la expansión de los sistemas eléctricos. La apertura de los mercados de energía se ha dado en forma gradual, se parte casi siempre de mercados cerrados (monopólicos), donde algunas partes del proceso (por ejemplo, la generación) se abren a la competencia. Es una transición gradual que con el tiempo debe llevar a una estructura totalmente competitiva.

La física de los sistemas de potencia, gobernados por las leyes de Kirchhoff, determina la energía que viaja a través de las conexiones del sistema. Cada conexión en el sistema de transmisión tiene un límite en la potencia que puede transmitir para cada configuración del sistema. Los límites deben ser establecidos para incluir la operación normal y la posibilidad de alguna desconexión no planeada por falla de alguna línea o

generador, de manera que el sistema pueda continuar entregando potencia al ocurrir dichas contingencias.

El asegurar que el sistema opere dentro de sus límites ha sido referido tradicionalmente como la seguridad del sistema de potencia. El análisis de la seguridad del sistema es necesario debido a que las fallas pueden resultar en grandes interrupciones del servicio con un impacto social severo y graves consecuencias económicas.

Para obtener índices relacionados con la seguridad es de vital importancia tener métodos eficientes para analizar, seleccionar y evaluar contingencias. En esta tesis se propone utilizar los factores de sensibilidad lineales (factores de distribución) para analizar de manera rápida las contingencias más comunes (salida de línea y pérdida de unidades de generación) que ocurren en el sistema de potencia.

Los sistemas de potencia siempre están en evolución por lo que es necesario asegurar que las unidades generadoras suministren sin problema la potencia requerida por las cargas, en muchos casos será necesaria la participación de nuevos productores. Desde el punto de vista de la planificación, es importante conocer la potencia máxima que un nuevo productor puede inyectar al sistema, así como determinar que líneas definen este límite, estos problemas también son resueltos en este trabajo utilizando factores de distribución.

Para impulsar un mercado competitivo es necesario tener libre acceso a los sistemas de transmisión, en este trabajo se determina la capacidad de transmisión disponible en un sistema eléctrico, diversas transacciones son analizadas con el fin de determinar el impacto de las mismas en los sistemas de potencia.

Un problema fundamental en la administración de la transmisión es el congestionamiento y su efecto sobre los precios nodales. Este es un problema que ha cobrado mayor importancia con la desregulación, en este trabajo se presentan dos formulaciones matemáticas con el fin de analizar y resolver este problema.

El congestionamiento de las redes de transmisión es también un aspecto importante en la determinación de costos marginales a corto plazo, un análisis detallado de dichos costos se presenta con el fin de dar una interpretación físico-económica a un problema matemático. Los precios nodales serán la base para la aplicación de derechos de transmisión y para determinar los precios del transporte de la energía.

Otro aspecto fundamental de este trabajo es crear un conjunto de reglas que aseguren el suficiente control sobre los productores y consumidores (generadores y cargas) para mantener un nivel aceptable de seguridad y confiabilidad del sistema a corto plazo (operaciones en tiempo real) y a largo plazo (construcción de generación y transmisión) mientras se maximiza la eficiencia del mercado[1,12]. Las reglas deben ser robustas, justas y transparentes porque habrá entidades buscando explotar la congestión para crear poder de mercado e incrementar sus beneficios a expensas de la eficiencia del mercado[5].

1.2 Antecedentes

En la década de los 80's casi todas las compañías eléctricas del mundo operaban mediante una estructura organizacional centralizada la cual controlaba totalmente la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica. Se había estructurado la industria eléctrica como un monopolio, considerando las economías de escala y tenía como ventajas la planificación integral del sistema y el control natural de todos los recursos.

Por más de cien años se pensó que esta estructura no podía ser desagregada. Sin embargo, las cosas empezaron a cambiar debido a cambios políticos, económicos y tecnológicos que se iniciaron a nivel mundial en la década de los 80's. Nuevos materiales y tecnologías fueron empleados en la construcción de nuevas plantas eléctricas, la disminución en el precio del gas y la eliminación de la prohibición del uso de dicho combustible, además de los beneficios económicos y sociales obtenidos de la

desregulación de otras industrias como la de telecomunicaciones y líneas aéreas, llevaron a algunos países alrededor del mundo a reestructurar su sistema eléctrico para crear compañías privadas que compitieran en la venta de electricidad. El Reino Unido fue el primero en iniciar este proceso, seguido de otros países como Noruega, Australia, Nueva Zelanda y Estados Unidos [1,5].

Con la reestructuración de la industria eléctrica surgieron algunos problemas importantes referentes a las transacciones entre participantes, las reglas a seguir en los contratos bilaterales, la administración de los sistemas de transmisión, el nivel de competencia necesaria para garantizar la competitividad en el mercado. Desde el punto de vista de competencia surgieron estructuras o modelos de organización [1]. El primer aspecto de la reestructuración es definir el modelo a seguir.

Los modelos difieren entre sí ya que tienen diferentes grados de competitividad, tanto en la compra como en la venta de la energía.

- **Modelo Monopólico:** en este modelo no existe competencia, todos los generadores pertenecen a la misma empresa, esta organización controla también el transporte, la distribución y venta de energía, todos los consumidores son clientes cautivos de la misma empresa.

En este modelo la regulación substituye a la competencia, ha sido utilizado en diversos países con modalidades diferentes, ya sea mediante empresas de gobierno o monopolios privados.

- **Modelo de Comprador Unico:** se establece en este modelo cierto grado de competencia en la producción de la energía eléctrica. Existe una empresa que actúa como agencia de compras, la cual se encarga del transporte, la distribución y la venta de la electricidad.

En este modelo se mantiene el monopolio sobre los consumidores, lo relevante es la apertura en la generación de energía, la idea básica es que diversos productores compitan para formalizar convenios de venta de energía con la agencia central.

El nivel de competencia de este modelo depende de las reglas que se establezcan y de la posible participación del comprador único con generación propia. Para impulsar la competencia se requiere una regulación que garantice un trato equitativo a todos los participantes y la transparencia de todas las transacciones que se realizan en el mercado.

- **Modelo de Competencia al Mayoreo:** en este modelo se promueve la negociación directa entre productores y consumidores mayoristas. Para concretar este tipo de transacciones se requiere utilizar necesariamente el sistema de transporte de energía (red de transmisión). En esta opción aparece el derecho de los consumidores mayoristas a seleccionar a sus proveedores de energía y establecer contratos bilaterales. Los consumidores al menudeo seguirán como clientes cautivos de las empresas de distribución que tienen la franquicia local del suministro.

En este modelo es clara la necesidad de la separación funcional de las empresas eléctricas. Las empresas de distribución tratarán de obtener los mejores contratos con las empresas de generación, considerando que éstas son libres e independientes. Un aspecto importante de este modelo es que son las fuerzas del mercado las que regulan la oferta y la demanda de electricidad, la planificación central de la generación tiende a ser menos importante.

- **Modelo de Competencia al Menudeo:** este modelo permite que cualquier usuario, pueda seleccionar a su suministrador, sin importar su tamaño, o si es un consumidor residencial o comercial. En esta opción desaparecen totalmente los clientes cautivos y existe competencia en todos los niveles (mayoreo y

menudeo). Para implantar este modelo es indispensable la desagregación de funciones, incluyendo la comercialización de la energía.

En este modelo se lleva a su máxima expresión las transacciones de energía entre los participantes en el mercado utilizando las redes de transmisión y distribución, para lograr este objetivo las redes necesariamente deberán estar disponibles para concretar las operaciones de compra y suministro de energía.

Para impulsar la eficiencia del mercado es necesario tener libre acceso a los sistemas de transmisión, es decir, donde las compañías generadoras tengan igual oportunidad para localizar y obtener servicios de transmisión para la venta de energía a sus clientes, cuidando que la seguridad del sistema de transmisión sea mantenida. En estados Unidos la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC), inició el proceso de desregulación en 1996 proponiendo reglas para el libre acceso en la transmisión [3], servicios conexos, reserva de capacidad de transmisión y acceso a las tarifas de transmisión [8,12].

Los beneficios potenciales a la industria eléctrica y a la sociedad al cambiar de un modelo monopólico a un mercado competitivo han sido ampliamente analizados [3]. Sin embargo un aspecto crítico que no ha recibido mucha atención con este cambio de paradigmas es la seguridad del sistema [8].

El congestionamiento es un tema que para los economistas llegó con la desregulación, el congestionamiento induce cierto grado de ineficiencia al mercado y puede crear poder de mercado [5]. El congestionamiento ha sido uno de los retos más importantes para el operador del sistema de transmisión. Algunas formas para analizar el congestionamiento han surgido alrededor del mundo [5,8,10].

La administración de los sistemas de transmisión fue el tema central en el debate de la desregulación en 1998 en California cuando se inició el proceso de desregulación [2,4]. Para resolver el problema de la administración de la congestión se analizaron dos

modelos. En el primero, el operador independiente del sistema (ISO) sería responsable de los sistemas de transmisión asegurando el libre acceso a los participantes, adicionalmente debería supervisar el sistema de transmisión y calcular la capacidad de transmisión en el sistema para detectar congestiones [3, 5, 21]. En el segundo modelo, se permite realizar transacciones bilaterales directas entre consumidores y productores de energía, por lo cual un consumidor de energía podría seleccionar libremente la generación de menor costo, sin embargo, al considerar las limitaciones de la red podría inducir congestión. Este problema puede ser manejado mediante una estructura matemática que permite mediante una red virtual de transacciones, modelar transacciones bilaterales entre los participantes en el mercado [8,9].

Cuando hay congestión existe un excedente en dinero colectado por el operador independiente del sistema. Hogan de la Universidad de Harvard sugiere que este excedente sea el soporte de un sistema de contratos por derechos de red [6]. La idea de estos contratos es proveer un mecanismo para controlar los riesgos financieros de las variaciones de los precios nodales (costos marginales nodales) inducidos por el congestión.

1.3 Objetivos de la tesis

Extender el análisis y resultados presentados en estudios de transacciones bilaterales [8, 9] para representar diversos modelos de mercado e incluir la modelación de diversas entidades comerciales y contingencias.

Analizar el problema de congestión en sistemas de transmisión en un ambiente competitivo utilizando el modelo de flujos óptimos.

1.4 Estructura de la Tesis

El trabajo está organizado en seis capítulos, que abordan los aspectos principales del análisis de transacciones en mercados eléctricos competitivos.

En el capítulo 1 se presenta una introducción del problema general y se proponen diversos métodos que serán analizados en el desarrollo de la tesis. Se presenta la motivación del trabajo y una breve reseña de la reestructuración de la industria eléctrica alrededor del mundo. Se describen cuatro modelos de mercado y se presentan algunos de los problemas más importantes y retos de la desregulación.

En el capítulo 2 se analiza la seguridad del sistema eléctrico de potencia (SEP). Se introducen los factores de distribución para determinar los límites de transferencia de potencia en las interconexiones del sistema. También se analiza el efecto de nuevos participantes (generadores y cargas) y se presenta la formulación para determinar la capacidad de transmisión disponible para realizar transacciones bilaterales en un sistema.

En el capítulo 3 se presenta una estructura matemática para crear una red virtual de transacciones capaz de modelar transacciones de energía en un medio ambiente competitivo, esta formulación permite realizar transacciones bilaterales entre generadores y cargas, también permite la inclusión de intermediarios (brokers). Mediante esta formulación es posible analizar cualquier modelo de mercado propuesto, en condiciones normales de operación y ante contingencias. Mediante cambios en la función objetivo de la formulación se pueden analizar diversos problemas de planeación y operación.

En el capítulo 4 se presenta la formulación de flujos óptimos de CD para resolver un despacho económico con restricciones en un medio ambiente desregulado. Se presenta el problema de la congestión y se analiza su efecto sobre los costos marginales nodales en diversos tipos de sistemas (radial y mallado). Se incluye el precio de las

cargas en la función objetivo para ilustrar el efecto de que la carga no siempre tiene que ser suministrada. Adicionalmente se muestra el efecto de las pérdidas de transmisión en los precios nodales.

En el capítulo 5 se presentan alternativas para reducir el congestionamiento mediante las formulaciones presentadas en los capítulos anteriores. Se realiza un análisis detallado de los precios nodales para dar una explicación físico económica al problema de flujos óptimos (despacho económico). Se determinan los costos de transporte de la energía y se aplican derechos de transmisión financieros para proteger a los participantes del mercado de las diferencias en los precios de sus nodos.

Finalmente en el capítulo 6 se presentan las conclusiones y se establecen las aportaciones del trabajo. Así mismo se plantean recomendaciones que pudieran ser aplicadas a futuras investigaciones.

Para resolver los problemas de optimización de este trabajo de tesis se utilizó el Toolbox de optimización de Matlab[®] [17].

CAPITULO 2

CAPACIDAD DE TRANSMISION DISPONIBLE

2.1 Introducción

Un aspecto primordial en la planeación y operación de SEP's es la seguridad del sistema. Para obtener índices relacionados con la seguridad del sistema, es de vital importancia disponer de algoritmos eficientes para analizar, seleccionar y evaluar contingencias.

En este capítulo se presentan métodos para simular los dos tipos de fallas más comunes en un sistema de potencia; salida de líneas de transmisión y la pérdida de generadores.

También se detallará un método para determinar la capacidad de transmisión disponible (CTD) en condiciones normales de operación y ante contingencias, utilizando factores de sensibilidad lineales. La capacidad de transmisión disponible será la base para analizar transacciones en los capítulos siguientes

2.2 Algoritmos para simular contingencias [14,20]

Los algoritmos que se utilizan en el análisis de contingencias se pueden dividir en tres grandes grupos:

1. Factores de sensibilidad.
2. Método de compensación.
3. Método de modificación de datos.

Los primeros dos métodos se basan en el principio de superposición, las contingencias que se pueden simular mediante el primer método son las salidas de generadores y líneas mientras que el segundo se utiliza básicamente para eliminar o adicionar líneas de transmisión. En estos métodos no es necesario modificar la matriz de admitancias lo cual es una gran ventaja desde el punto de vista computacional.

En el método de modificación de datos, las líneas se eliminan o se adicionan al sistema para cada simulación de contingencias, esto trae como consecuencia la necesidad de modificar la matriz de admitancia en cada caso.

2.3 Análisis de contingencias en sistemas lineales

Un sistema eléctrico de potencia puede ser linealizado basado en las siguientes consideraciones.

- Considerar magnitudes de voltaje nominales (1p.u.)
- Despreciar la resistencia de líneas y transformadores.
- Considerar que la diferencia angular en líneas o transformadores es pequeña.

Con las consideraciones anteriores el flujo de potencia activa entre los nodos $i-j$ se puede expresar mediante:

$$P_y = \frac{1}{x_y} (\theta_i - \theta_j) \quad (2.1)$$

donde

x_y reactancia de la línea

θ_i, θ_j ángulos de fase de los voltajes nodales.

En general, para un caso multinodal y por medio de una representación matricial nodal, se tiene:

$$[P] = [B][\theta] \quad (2.2)$$

donde

P vector columna de orden n que representa las inyecciones de potencia activa en los nodos

B matriz cuadrada de orden $n \times n$ que representa la matriz de admitancias nodal

θ vector columna de orden n que representa los ángulos de fase nodales.

2.4 Factores de sensibilidad lineales

Una de las maneras de hacer un cálculo rápido de posibles sobrecargas ante contingencias es utilizar factores de sensibilidad lineales (factores de distribución) [14]. Estos factores permiten evaluar cambios aproximados en los flujos de potencia activa en las líneas de transmisión cuando ocurren cambios en las inyecciones nodales (carga o generación) y también por la pérdida de líneas o transformadores.

Estos factores se derivan del modelo lineal de potencia activa, ecuación (2.1) y se generalizan mediante:

1. Factores por cambio de generación (FCG's).
2. Factores de distribución por salida de línea (FDSL's).

2.4.1 Factores por cambio de generación [14]

Los factores por cambio de generación a_{lk} están definidos de la siguiente manera:

$$a_{lk} = \frac{\Delta f_l}{\Delta P_k} \quad (2.3)$$

donde

Δf_l cambio del flujo en la línea l cuando ocurre un cambio de generación, ΔP_k , en el nodo k

En esta definición se asume que el cambio de generación, ΔP_k , es exactamente compensada por un cambio opuesto de generación en el nodo de referencia y que el resto de los generadores permanecen fijos.

El factor a_{lk} representa entonces la sensibilidad del flujo en la línea l para un cambio en la inyección del nodo k .

Si se desea analizar la salida de una unidad generadora con P_k^0 MW, ΔP_k se puede representar de la siguiente manera:

$$\Delta P_k = -P_k^0 \quad (2.4)$$

y el nuevo flujo en la línea l podría ser calculado utilizando:

$$\hat{f}_l = f_l^0 + a_{lk} \Delta P_k \quad (2.5)$$

donde

\hat{f}_l flujo en la línea l después del cambio de generación en el nodo k

f_l^0 flujo en la línea l antes del cambio.

El efecto de cambios simultáneos en varios nodos puede ser determinado utilizando la superposición de efectos, p.e., la pérdida del generador del nodo k sería compensada por máquinas en el sistema interconectado, un método frecuentemente utilizado asume que la generación disponible participará en proporción a su valor máximo en MW. Entonces, la proporción de generación utilizada por la unidad i ($i \neq k$) sería:

$$\gamma_{ik} = \frac{P_i^{\max}}{\sum_{m \neq k} P_m^{\max}} \quad (2.6)$$

donde

P_m^{\max} valor máximo de potencia para el generador m

γ_{ik} factor de proporcionalidad para la máquina i cuando la unidad k falla.

Entonces, el flujo en la línea l bajo la suposición de que todos los generadores participan aportando la potencia perdida, se obtiene mediante:

$$\hat{f}_l = f_l^0 + a_{lk} \Delta P_k + \sum_{i \neq k} [a_{lk} \gamma_{ik} \Delta P_k] \quad (2.7)$$

La figura 2.1 muestra un sistema de prueba de 6 nodos cuyos datos se encuentran en el apéndice A.

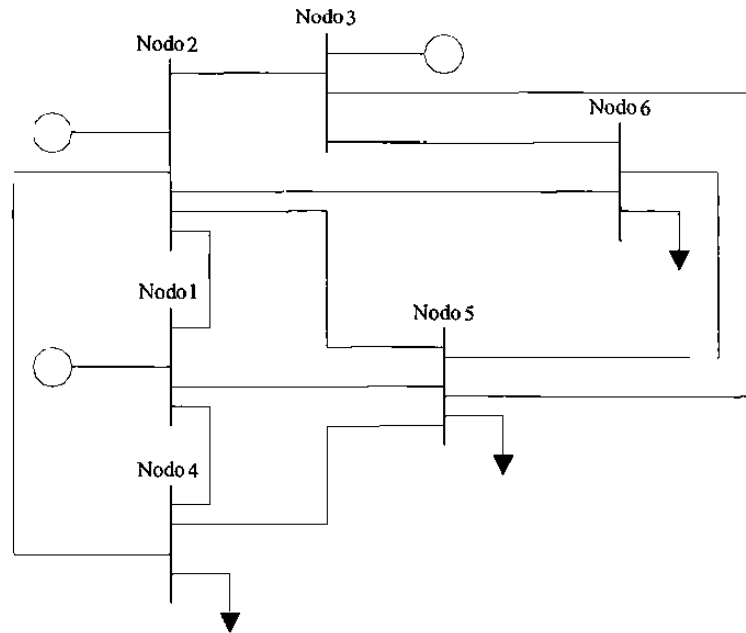


Figura 2.1 Sistema de prueba de 6 nodos.

La tabla 2.1 muestra los factores de distribución por cambio de generación para el sistema de la figura 2.1.

Tabla 2.1 FCG's del sistema de la figura 2.1.

Línea	Nodo1	Nodo 2	Nodo 3	Nodo 4	Nodo 5	Nodo 6
1	0	-0.4844	-0.4213	-0.3246	-0.3342	-0.4250
2	0	-0.3246	-0.3083	-0.5120	-0.2859	-0.3093
3	0	-0.1910	-0.2704	-0.1634	-0.3798	-0.2657
4	0	0.0505	-0.3584	0.0130	-0.1112	-0.2043
5	0	0.3198	0.2259	-0.3749	0.0965	0.2315
6	0	0.0859	-0.0297	0.0221	-0.1889	-0.0228
7	0	0.0594	-0.2592	0.0153	-0.1307	-0.4294
8	0	0.0580	0.2640	0.0149	-0.1277	0.1437
9	0	-0.0075	0.3776	-0.0019	0.0165	-0.3480
10	0	-0.0048	-0.0824	0.1130	-0.1894	-0.0778
11	0	-0.0519	0.1184	-0.0133	0.1142	-0.2226

En la tabla 2.1 el nodo 1 es el nodo compensador, por esto, los coeficientes de sensibilidad respecto al nodo 1 para todas las líneas son cero. El coeficiente de sensibilidad de la línea 1 respecto al nodo 2 es -0.4844 , la interpretación es que si se realiza una transacción de 1000 MW del nodo generador 1 al nodo 2 de carga, 484.4 MW fluirían por la línea 1.

2.4.2 Factores de distribución por salida de líneas [14]

Los factores de distribución por salida de líneas son utilizados para evaluar sobrecargas cuando se pierden circuitos de transmisión.

El factor de distribución por pérdida de línea se define como

$$d_{i,j} = \frac{\Delta f_i}{f_j^0} \quad (2.8)$$

donde

$d_{i,j}$ factor de distribución para la línea i ante la pérdida de la línea j

Δf_i cambio del flujo en la línea i

f_j^0 flujo original en la línea j antes de salir.

De esta forma el flujo en la línea i al salir la línea j se puede determinar como:

$$\hat{f}_i = f_i^0 + d_{i,j} f_j^0 \quad (2.9)$$

donde

f_i^0, f_j^0 flujos de prefalla en las líneas i y j

\hat{f}_i flujo en la línea i al salir la línea j .

La tabla 2.2 muestra los factores de distribución por salida de línea para el sistema de la figura 2.1.

Tabla 2.2 FDSL's del sistema de la figura 2.1.

Línea	1	2	3	4	5	6
1	-1	0.6652	0.5389	-0.1069	-0.5236	-0.2071
2	0.6296	-1	0.4611	-0.0275	0.6140	-0.0533
3	0.3704	0.3348	-1	0.1343	-0.0903	0.2604
4	-0.0980	-0.0266	0.1793	-1	0.1230	0.2230
5	-0.6202	0.7683	-0.1557	0.1588	-1	0.3078
6	-0.1665	-0.0452	0.3046	0.1954	0.2089	-1
7	-0.1152	-0.0313	0.2108	0.5390	0.1445	0.2621
8	-0.1126	-0.0306	0.2059	-0.3485	0.1412	0.2561
9	0.0146	0.0040	-0.0266	-0.6515	-0.0183	-0.0331
10	0.0093	-0.2317	0.3054	0.1313	-0.3860	0.2545
11	0.1007	0.0273	-0.1841	0.1126	-0.1263	-0.2290

Tabla 2.2 (Continuación) FDSL's del sistema de la figura 2.1.

Línea	7	8	9	10	11
1	-0.1162	-0.1431	0.0137	0.0138	0.1369
2	-0.0299	-0.0368	0.0035	-0.3241	0.0352
3	0.1461	0.1800	-0.0172	0.3103	-0.1722
4	0.4986	-0.4064	-0.5614	0.1780	0.1404
5	0.1727	0.2127	-0.0203	-0.6759	-0.2035
6	0.2125	0.2618	-0.0250	0.3024	-0.2504
7	-1	-0.2112	0.6204	0.2093	0.4504
8	-0.1675	-1	0.4386	0.2045	-0.4092
9	0.6661	0.5936	-1	-0.0265	0.5496
10	0.1428	0.1759	-0.0168	-1	-0.1682
11	0.3339	-0.3824	0.3796	-0.1828	-1

Los elementos de la diagonal de la tabla 2.2 son -1 debido a que cuando se simula la salida de una línea el flujo por ésta es cero. El nodo 1 tiene conectada la línea 1 (nodo 1 – nodo 2), la línea 2 (nodo 1 – nodo 4) y la línea 3 (nodo 1 – nodo 5). Suponga la apertura de la línea 1, los factores de distribución de las líneas 2 y 3 con la apertura de la línea 1 son 0.6296 y 0.3704 respectivamente. Si previo a la salida de la línea 1 las líneas conectadas al nodo 1 conducían 100 MW, entonces el flujo en la línea 2 será de 162.96 MW y el flujo en la línea 3 será de 137.04 MW.

2.5 Control de flujos de potencia

El problema de control de los flujos de potencia cuando ocurren cambios en el sistema puede analizarse por medio de factores de distribución. Si alguna contingencia lleva al sistema a una condición de emergencia [15], es decir, si algún límite operativo ha sido violado, es necesario tomar medidas correctivas para llevar el sistema a un estado normal. Utilizando los factores de distribución es posible determinar acciones para controlar los flujos de potencia para prevenir o eliminar situaciones de emergencia. Adicionalmente es importante en todo momento operar el sistema de la manera más eficiente y segura. Si se utilizan factores de distribución en una formulación de despacho económico sin pérdidas la función objetivo y restricciones serán las siguientes:

$$\min \sum_{i=1}^n C_i PG_i \quad (2.10)$$

sujeto a:

$$PG_i^{\min} \leq PG_i \leq PG_i^{\max} \quad (2.11)$$

$$\sum_{i=1}^n PG_i = \sum_{j=1}^n PD_j \quad (2.12)$$

$$-P_y^{\max} \leq FCG'_y [PG_i - PD_j] \leq P_y^{\max} \quad (2.13)$$

donde

PG_i potencia del generador i

PG_i^{\min} y PG_i^{\max} límites de potencia del generador i

PD_j potencia de la carga j

C_i función de costo individual para cada generador i

P_{ij}^{\max} potencia máxima de la línea $i - j$

Tabla 2.3 Flujos de potencia del sistema de la figura 2.1.

Línea	Flujos en MW (FCG's)	Flujos de CD en MW
1	432.9	432.9
2	639.9	639.9
3	427.1	427.1
4	-112.3	-112.3
5	413.9	413.9
6	179.7	179.7
7	251.6	251.6
8	303.3	303.3
9	784.2	784.2
10	53.8	53.8
11	-35.9	-35.9

La tabla 2.3 muestra los flujos de potencia para un despacho económico sin restricciones en el sistema de la figura 2.1 utilizando factores de distribución. Los resultados obtenidos mediante esta formulación son iguales a los que se obtienen utilizando la formulación de flujos de cd. Los datos del sistema y costo de generadores se pueden ver en el apéndice A.

Tabla 2.4 Despacho de generación de la figura 2.1.

Generador en nodo	Potencia en MW
1	1500
2	300
3	1200

2.6 Límites de transferencia de potencia

Para garantizar la confiabilidad del sistema es necesario determinar si los límites operativos en las líneas de transmisión del sistema no son excedidos. Al resolver un despacho económico sin restricciones podría resultar que uno o más límites de transmisión sean violados. Para un operador de un sistema es importante tener una forma rápida de evaluar posibles ajustes en la generación para lograr una operación segura. Para esto es necesario identificar las líneas que han llegado al límite de transferencia de potencia.

Los límites de las líneas de transmisión del sistema de la figura 2.1 se muestran en el apéndice A. Al resolver el despacho económico sin restricciones se observa que la línea 3 está sobrecargada, por lo que ahora hay que incluir la restricción de la ecuación (2.13) en el problema de despacho.

Los resultados de los flujos de potencia para el despacho económico con restricciones del sistema de la figura 2.1 se muestran en la tabla 2.5, ahora la línea 3 que estaba sobrecargada se encuentra en su límite máximo de 400 MW, y el multiplicador asociado (μ) es 1.04.

Tabla 2.5 Límite de los flujos del sistema de la figura 2.1.

Línea	Potencia en MW	Multiplicador asociado
1	364.0	0.00
2	593.7	0.00
3	400.0	1.04
4	-105.1	0.00
75	459.3	0.00
6	191.9	0.00
7	260.1	0.00
8	311.6	0.00
9	783.2	0.00
10	53.1	0.00
11	-43.3	0.00

Para cumplir con las restricciones de seguridad se requiere un ajuste en la generación. El generador 1 debe bajar su generación a 1357.8 MW mientras que el generador 2 debe subir a 442.2 MW, el generador 3 se mantiene constante.

Tabla 2.6 Despacho de generación con restricciones.

Generador en nodo	Potencia en MW
1	1357.8
2	442.2
3	1200.00

2.7 Análisis de un nuevo productor

Un sistema de potencia siempre está en evolución y se debe asegurar que las unidades generadoras suministren la potencia a las nuevas cargas. La participación de nuevos productores en el sistema dependerá de la localización de las cargas. Desde el punto de vista de planeación es importante conocer la potencia máxima que un nuevo productor puede generar así como determinar que líneas definen este límite. La formulación matemática es la siguiente:

$$\max PG_{np} \quad (2.14)$$

sujeto a:

$$PG_i^{0 \min} \leq PG_i^0 \leq PG_i^{0 \max}$$

$$\sum_{i=1}^n PG_i^0 + PG_{np} = \sum_{j=1}^n PD_j^0 + PD_{nc} \quad (2.15)$$

$$PG_{np}^{\min} \leq PG_{np} \leq PG_{np}^{\max} \quad (2.16)$$

$$PG_{np} = PD_{nc} \quad (2.17)$$

$$-P_y^{\max} \leq FCG'_y \left[(PG_i^0 + PG_{np}) - (PD_j^0 + PD_{nc}) \right] + \leq P_y^{\max} \quad (2.18)$$

donde

PG_i^0 potencia inicial del generador i

PD_j^0 potencia inicial de la carga j

PG_{np} potencia del nuevo productor

PD_{nc} potencia de la nueva carga

$PG_i^{0 \min}$ y $PG_i^{0 \max}$ límites de potencia del generador i

PG_{np}^{\min} y PG_{np}^{\max} límites de potencia del nuevo productor

P_y^{\max} potencia máxima de la línea $i - j$

Para determinar la potencia máxima que puede inyectar un nuevo productor se maximiza la potencia del nuevo productor y se le asigna una nueva carga del mismo valor. Para encontrar la potencia máxima estas nuevas variables (generador y carga) se sitúan en todos los nodos del sistema como se muestra en la tabla 2.7. La máxima potencia se obtiene cuando el generador está en el nodo 4 y la carga se encuentra en el nodo 1, este valor está definido por la línea 10 que ha llegado a su límite superior.

Tabla 2.7 Potencia máxima de un nuevo productor al sistema de la figura 2.1.

Nuevo productor en nodo	Nueva carga en nodo					
	1	2	3	4	5	6
1	Inf	0	0	0	0	0
Límite en línea	-----	L3	L3	L3	L3	L3
2	1990.1	Inf	0	33.3	0	0
Límite en línea	L1	-----	L3	L2	L3	L3
3	524.1	384.2	Inf	30.6	0	574.4
Límite en línea	L8	L2	-----	L2	L3	L9
4	2183.9	0	0	Inf	0	0
Límite en línea	L10	L3	L3	-----	L3	L3
5	1864.4	161.5	278.7	27.6	Inf	267.1
Límite en línea	L10	L2	L2	L2	-----	L2
6	963.2	408.5	0	30.8	0	Inf
Límite en línea	L8	L2	L3	L2	L3	-----

Ahora se considera que el sistema de la figura 2.1 está descargado, la potencia máxima que un nuevo productor puede aportar al sistema se muestra en la tabla 2.8. La formulación matemática es la siguiente:

$$\max PG_{np}$$

sujeto a:

$$PG_{np}^{\min} \leq PG_{np} \leq PG_{np}^{\max}$$

$$PG_{np} = PD_{nc}$$

$$-P_y^{\max} \leq FCG' s_y [PG_{np} - PD_{nc}] \leq P_y^{\max}$$

En la tabla 2.7 la transferencia máxima se encontraba al colocar el generador en el nodo 4 y la carga en el nodo 1, con un valor máximo de 2183.9 MW. Ahora en la tabla 2.8 se observa que el valor máximo de potencia para esa transacción es de 1171.8 MW. En la tabla 2.8 la potencia máxima se obtiene cuando el generador está en el nodo 2 y la carga en el nodo 4, con un valor de 1727.4 MW. Los límites de transferencia de potencia para un sistema cargado son diferentes a los de un sistema descargado debido a los flujos de potencia en el sistema previo a la transacción.

Los elementos de la diagonal de las tablas 2.7 y 2.8 son infinitos (Inf) indicando que una transacción entre un generador y una carga que se encuentran en el mismo nodo puede ser del valor que se desee. La tabla 2.8 es simétrica debido a que otras transacciones no son realizadas en el sistema.

Tabla 2.8 Potencia máxima de un nuevo productor en un sistema descargado.

Nuevo productor en nodo	Nueva carga en nodo					
	1	2	3	4	5	6
1	Inf	1238.5	1395.2	1171.8	1053.1	1397.3
Límite en línea	-----	L1	L4	L2	L3	L7
2	1238.5	Inf	1222.8	1727.4	1456.0	1227.4
Límite en línea	L1	-----	L4	L5	L6	L7
3	1395.2	1222.8	Inf	1346.4	1148.7	1653.8
Límite en línea	L4	L4	-----	L4	L8	L9
4	1171.8	1727.4	1346.4	Inf	991.9	1349.3
Límite en línea	L2	L5	L4	-----	L10	L7
5	1053.1	1456.0	1148.7	991.9	Inf	1187.8
Límite en línea	L3	L6	L8	L10	-----	L11
6	1397.3	1227.4	1653.8	1349.3	1187.8	Inf
Límite en línea	L7	L7	L9	L7	L11	-----

2.8 Capacidad de transmisión disponible (CTD)

Para impulsar un mercado competitivo es necesario tener libre acceso a los servicios de transmisión, es decir, que las compañías generadoras deben tener igual oportunidad para localizar y obtener servicios de transmisión entre los sitios de generación y los puntos de suministro a clientes, al mismo tiempo que la seguridad del sistema de transmisión sea mantenida. Con base en lo anterior surge la necesidad de conocer la capacidad de transmisión disponible en el sistema de transmisión. Esta información puede ser utilizada para determinar posibles congestionamientos y para conocer las posibles transacciones que el sistema de transmisión pudiera realizar.

La capacidad de transmisión disponible está definida como la medida de la capacidad de transferencia o la disponibilidad en el sistema de potencia para transferir potencia entre diferentes puntos del sistema. Por ejemplo, la CTD para una transacción entre un generador de la zona m y una carga de la zona n se puede realizar mediante la siguiente formulación:

$$CTD_{mn} = \max PG_{np} \quad (2.19)$$

sujeto a:

$$PG_i^{0 \min} \leq PG_i^0 \leq PG_i^{0 \max}$$

$$\sum_{i=1}^n PG_i^0 + PG_{np} = \sum_{j=1}^n PD_j^0 + PD_{nc}$$

$$PG_{np}^{\min} \leq PG_{np} \leq PG_{np}^{\max}$$

$$PG_{np} = PD_{nc}$$

$$-P_y^{\max} \leq FCG'_{s_y} \left[(PG_i^0 + PG_{np}) - (PD_j^0 + PD_{nc}) \right] + \leq P_y^{\max}$$

donde PG_{np} es la potencia del generador de la zona m y PD_{nc} es la potencia de la carga de la zona n .

La figura 2.2 muestra un sistema de prueba de 7 nodos cuyos datos se encuentran en el apéndice A y para el cual se obtendrá la CTD en condiciones normales de operación y ante contingencias.

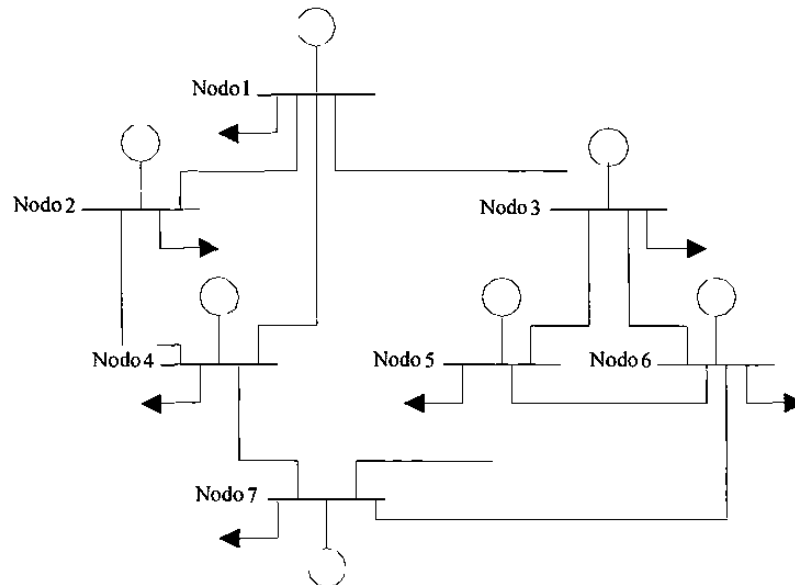


Figura 2.2 Sistema de prueba de 7 nodos.

2.8.1 Aplicación de factores de distribución

La capacidad de transmisión disponible puede ser encontrada utilizando flujos de CD variando el monto de la transacción hasta que algún límite sea alcanzado. Sin embargo esto computacionalmente es ineficiente.

Los factores de distribución por cambio de generación pueden ser utilizados para calcular directamente la CTD, p.e., una transacción de la zona m a la zona n crea un cambio ΔP_{ij} en el flujo de la línea $i - j$. El nuevo flujo en la línea es la suma del flujo inicial P_{ij}^0 más el cambio, y debe ser menor a su límite P_{ij}^{\max} :

$$P_y^{mueva} = P_y^0 + FCG' s_{y,mn} \Delta P_{mn} \leq P_y^{\max} \quad (2.20)$$

Mediante (2.20) se puede determinar la transacción máxima permitida entre la zona m y la zona n restringida por la línea $i - j$:

$$P_{mn,y}^{\max} = \frac{P_{ij}^{\max} - P_y^0}{FCG' s_{ij,mn}} \quad (2.21)$$

donde

$P_{mn,y}^{\max}$ CTD entre la zona m y la zona n restringida por la línea $i - j$

P_y^{\max} potencia máxima de la línea $i - j$

P_y^0 potencia inicial de la línea $i - j$

La capacidad de transmisión disponible es el mínimo de los valores de la potencia transmitida entre dos puntos obtenida individualmente con el límite de cada línea.

$$CTD_{\min} = \min_y P_{mn,y}^{\max} \quad (2.22)$$

La tabla 2.9 muestra la capacidad de transmisión disponible en condiciones normales de operación de todas las posibles transacciones del sistema descargado de la figura 2.2 utilizando FCG's.

Tabla 2.9 CTD de la figura 2.5.

Gen en nodo	Carga en nodo						
	1	2	3	4	5	6	7
1	Inf	2632.5	1808.8	2001.5	1459.7	1119.5	1425.3
2	2632.5	Inf	1914.7	3572.2	1472.1	1253.7	1169.6
3	1808.8	1914.7	Inf	1555.7	1150.0	931.1	1133.4
4	2001.5	3572.2	1555.7	Inf	1250.3	1331.2	1025.1
5	1459.7	1472.1	1150.0	1250.3	Inf	3066.0	2048.7
6	1119.5	1253.7	931.1	1331.2	3066.0	Inf	2478.7
7	1425.3	1169.6	1133.4	1025.1	2048.7	2478.7	Inf

2.8.2 Efecto de contingencias

La capacidad de transmisión disponible es también limitada por el efecto de contingencias. Para calcular la CTD ante contingencias se pueden combinar FCG's y FDSL's, p.e., considere una transacción de la zona m a la zona n y la apertura de una línea entre la zona r y la zona s . El cambio en el flujo de la línea rs debido a la transacción entre m y n

$$P_{rs}^{Nueva} = P_{rs}^0 + FCG'_{rs,mn} * P_{mn}^{Nueva} \quad (2.23)$$

Cuando la línea rs está fuera por contingencia, parte del flujo aparece en la línea ij . Entonces el cambio en el flujo de la línea ij resultante de la salida de la línea rs y de la nueva transacción m y n está dado por

$$P_{y,rs}^{Nueva} = P_{y,rs}^0 + FCG' s_{y,mn} * P_{mn}^{Nueva} + FDSL' s_{y,rs} * P_{rs}^{Nueva} \quad (2.24)$$

Siguiendo el desarrollo de (2.21), el límite de transferencia máximo por contingencia de la zona m a la zona n , limitado por la línea ij con la salida de la línea rs , esta dado por

$$P_{mn,y,rs}^{Máxima} \leq \frac{P_y^{Máxima'} - P_y^0 - (FDSL' s_{y,rs} * P_{rs}^0)}{FCG' s_{y,mn} + FDSL' s_{y,rs} * FCG' s_{rs,mn}} \quad (2.25)$$

$P_y^{Máxima'}$ indica el límite de flujo en la línea ij ante contingencias y usualmente es mayor que el límite en estado estable.

Para encontrar la CTD ante contingencias sencillas, todas las posibles combinaciones de apertura de líneas y límites en las mismas deben ser observadas,

$$CTD_{mn,rs} = \min \left(\min_{y,rs} P_{mn,y,rs}^{Máxima} \right) \quad (2.26)$$

Cualquier transacción propuesta puede ser analizada calculando la CTD. La tabla 2.10 muestra la capacidad de transmisión disponible ante contingencias sencillas de todas las posibles transacciones del sistema descargado de la figura 2.2. Combinando FCG's y FDSL's se simuló la contingencia de pérdida de un circuito en todas las líneas del sistema de transmisión.

Tabla 2.10 CTD de la figura 2.2 ante contingencias.

Gen en nodo	Carga en nodo						
	1	2	3	4	5	6	7
1	Inf	2345.8	1439.7	1981.7	1260.7	966.9	1231.1
2	2345.8	Inf	1592.5	2829.4	1224.4	1082.9	972.7
3	1439.7	1592.5	Inf	1293.9	997.6	804.2	978.9
4	1981.7	2829.4	1293.9	Inf	1039.9	1107.2	852.6
5	1260.7	1224.4	997.6	1039.9	Inf	2822.6	1886.9
6	966.9	1082.9	804.2	1107.2	2822.6	Inf	2176.6
7	1231.1	972.7	978.9	852.6	1886.9	2176.6	Inf

CAPITULO 3

TRANSACCIONES DE ENERGIA ELECTRICA EN UN AMBIENTE COMPETITIVO

3.1 Introducción

Con la apertura de la industria eléctrica han surgido modelos de mercados que deben ser evaluados económicamente y en términos de la seguridad operativa.

En este capítulo se presenta una estructura matemática para analizar y administrar transacciones de energía en un medio ambiente competitivo sujeto a restricciones de seguridad. Esta estructura puede incluir a cualquier participante en el mercado y cualquier transacción o grupo de ellas entre dichos participantes, representando así diferentes opciones de modelo de mercado.

3.2 Definición de la transacción

Una transacción se define como un intercambio bilateral de energía entre una entidad vendedora y una entidad compradora. El intercambio puede ser propuesto, programado o actual y podría resultar de un contrato a largo plazo o de un acuerdo en tiempo real. Una transacción se define para un intervalo de tiempo dado, sin embargo, su valor puede estar variando en el tiempo. Independientemente del tipo de transacción a realizar, en este capítulo cada transacción es bilateral.

3.3 Red virtual de transacciones [9]

A diferencia de una red física compuesta de líneas de transmisión, transformadores y otros dispositivos, la red virtual de transacciones modela transacciones de energía entre diferentes entidades.

La red virtual de transacciones se presenta en la figura 3.1, donde las posibles direcciones y tipo de intercambios de energía se representan mediante los enlaces.

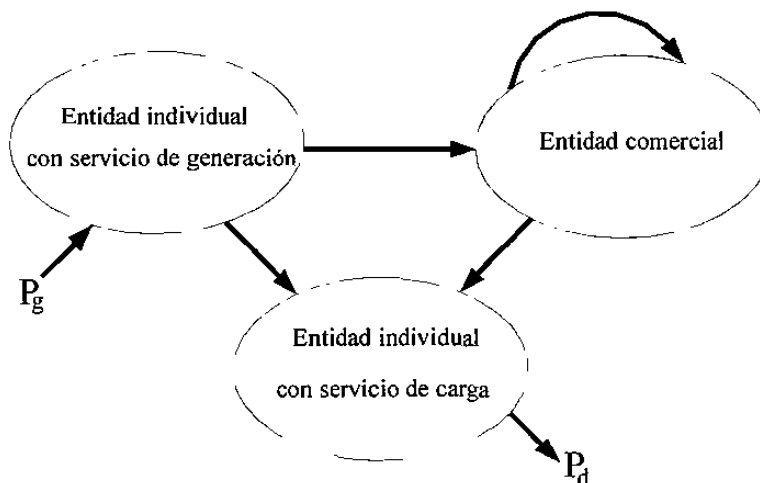


Figura 3.1 Red virtual de transacciones.

La figura 3.1 incluye tres entidades: (i) entidades individuales con servicio de generación, (ii) entidades individuales con servicio de carga y (iii) entidades comerciales.

Bajo estas definiciones, una empresa de servicio público que posee varios generadores fungirá como una entidad con servicio de generación. Un productor independiente de energía (PIE) puede actuar como entidad propia con su servicio de generación.

De la misma forma, cargas individuales podrían asociarse para formar una entidad al servicio de la carga, o cada carga individual podría representar sus propios intereses.

Un Pool [8,10] es un ejemplo de una gran entidad al servicio de la carga que negocia con todas las entidades con servicios de generación. Intermediarios (brokers) son entidades comerciales puras capaces de comprar o vender energía a cualquier participante en el mercado.

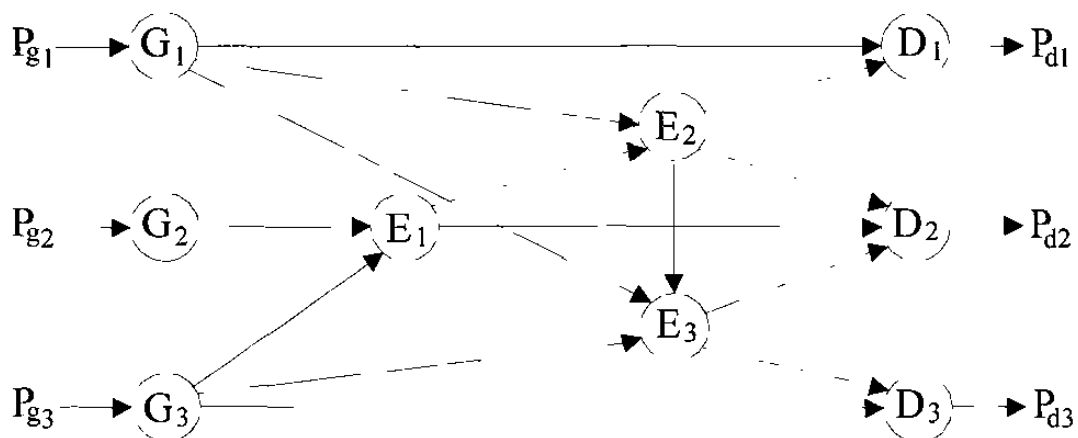


Figura 3.2 Red virtual de transacciones.

La figura 3.2 muestra una red virtual de transacciones, donde se tienen entidades con servicio de generación (G1 a G3), entidades con servicio de carga (D1 a D3) y tres entidades comerciales (E1 a E3). Las transacciones de potencia definen las inyecciones de potencia real, la generación y la carga de la figura 3.2.

3.4 Matriz de transacciones

Una vez que todas las transacciones virtuales en una red de transacciones han sido identificadas pueden ser representadas sistemáticamente por una matriz de transacciones T ,

$$T = \begin{pmatrix} GG & GD & GE \\ DG & DD & DE \\ EG & ED & EE \end{pmatrix} \quad (3.1)$$

donde los elementos de cada submatriz definen transacciones entre entidades

- GG_{ij} generador i al generador j
- GD_{ij} generador i a carga j
- GE_{ij} generador i a comercializador j
- DG_{ji} carga j del generador i
- DD_{ji} carga j a carga i
- DE_{ji} carga j del comercializador i
- EG_{ji} comercializador j del generador i
- ED_{ij} comercializador i a la carga j
- EE_{ij} comercializador i a comercializador j .

Si se asume que las entidades individuales con servicio de generación no realizan transacciones entre ellas mismas y similarmente para las entidades individuales al servicio de la carga, entonces las submatrices GG y DD son nulas. Además, los términos

de la diagonal de la submatriz EE son cero reflejando el hecho de que una entidad comercial no realiza transacciones con ella misma.

En algunos casos especiales, se establece que algunas transacciones entre entidades comerciales deben ser positivas así como entre una entidad generadora y una entidad de carga.

$$GD_{ij} \geq -DG_{ji} \geq 0$$

$$GE_{ij} \geq -EG_{ji} \geq 0$$

$$ED_{ij} \geq -DE_{ji} \geq 0$$

$$EE_{ij} \geq -EE_{ji}$$

(3.2)

Si se considera una red sin pérdidas, las desigualdades en (3.2) son igualdades.

La matriz de transacciones T de la figura 3.2 para un caso sin pérdidas es la siguiente:

$$T = \left[\begin{array}{ccc|ccc|ccc} 0 & 0 & 0 & GD_{11} & 0 & 0 & 0 & G_1E_{12} & GE_{13} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & GE_{21} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & GD_{33} & GE_{31} & 0 & GE_{33} \\ \hline DG_{11} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & DE_{12} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & DE_{21} & DE_{22} & DE_{23} \\ 0 & 0 & DG_{33} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & DE_{33} \\ \hline 0 & EG_{21} & EG_{13} & 0 & ED_{12} & 0 & 0 & EE_{12} & 0 \\ EG_{21} & 0 & 0 & ED_{21} & ED_{22} & 0 & EE_{21} & 0 & EE_{23} \\ EG_{31} & 0 & EG_{33} & 0 & ED_{32} & ED_{33} & 0 & EE_{32} & 0 \end{array} \right] \quad (3.3)$$

3.5 Inyecciones de potencia

Los valores de generación y de carga en cada nodo se pueden obtener a partir de (3.1). Para una red sin pérdidas se debe cumplir la siguiente ecuación,

$$\begin{bmatrix} P_g \\ -P_d \\ 0 \end{bmatrix} = Tu \equiv \begin{bmatrix} GG & GD & GE \\ DG & DD & DE \\ EG & ED & EE \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

donde

u es un vector unitario.

De esta forma la potencia generada por el productor P_g está definida como la suma de las transacciones entre generadores y cargas y entre generadores y entidades comerciales como,

$$P_g = [GD] * u_d + [GE] * u_e \quad (3.5)$$

donde

u_d vector unitario de dimensión n_d

u_e vector unitario de dimensión n_e .

Cada generador tiene límites superior e inferior

$$P_g^{\min} \leq P_g \leq P_g^{\max} \quad (3.6)$$

Se espera que cada entidad automáticamente cumpla con estos límites restringiendo las ventas dentro de la capacidad de los generadores para producir energía.

Similarmente en cada entidad de carga la demanda se obtiene como la suma de transacciones con generadores y comercializadores,

$$-P_d = [DG] * u_g + [DE] * u_e \quad (3.7)$$

Adicionalmente, la ecuación (3.4) incluye el balance de potencia entre entidades comerciales, indicando que cualquier potencia adquirida de los generadores por la entidad comercial debe ser vendida a las cargas individuales o a otra entidad comercial. En una red sin pérdidas, la suma de todas las transacciones es igual a cero.

$$EG * u_g + ED * u_d + EE * u_e = 0 \quad (3.8)$$

Las inyecciones netas de potencia en los nodos de la red física pueden también ser expresados en término de las transacciones entre entidades.

$$P = U_g P_g - U_d P_d \quad (3.9)$$

$$P = [U_g GD] * u_d + [U_d DG] * u_g + [U_g GE + U_d DE] * u_e$$

donde

U_g y U_d matrices que relacionan nodos eléctricos con entidades

$U_g(i,j)$ será 1 si el generador j está en el nodo i , y cero de otra manera

$U_d(i,j)$ será 1 si la carga j está en el nodo i , y cero de otra manera.

3.6 Análisis y seguridad con transacciones

Para garantizar la seguridad de la red ante transacciones, las variables a considerar son los valores de los ángulos de fase de los voltajes nodales y de potencia activa. Para que un conjunto de transacciones dentro de la matriz T sea seguro tiene que considerar las siguientes restricciones:

- (a) límites en los generadores (3.6)
- (b) relación inyecciones / transacciones (3.9)
- (c) ecuaciones de flujos de potencia
- (d) ecuaciones del flujo de potencia en líneas

$$P_f = P_f(\delta) \quad (3.10)$$

- (e) límites del flujo de potencia

$$|P_f| \leq P_f^{\max} \quad (3.11)$$

- (f) los contratos de transacciones

$$T_y^{\min} \leq T_y \leq T_y^{\max} \quad (3.12)$$

- (g) contingencias

Para garantizar la seguridad se tiene que determinar si un conjunto de transacciones propuesto T_p , satisface todas las condiciones de seguridad. En caso afirmativo, las transacciones son aprobadas y pueden formar un conjunto de transacciones reservadas T_r .

3.7 Formulación general del problema [9]

El objetivo del problema de optimización está definido como la suma de todos los contratos y los errores absolutos entre una matriz de transacciones propuesta T^0 y la matriz de transacciones factibles T . Este problema de optimización general es una forma clásica de optimización lineal y puede ser resuelto utilizando cualquier técnica de optimización lineal. Manipulando los coeficientes a_{ij} y b_{ij} y los parámetros p.e. los límites de operación o P_d , se puede resolver una gran variedad de problemas específicos de operación y planeación en un medio ambiente competitivo.

Es posible formular un problema de optimización general utilizando las transacciones como variables de control y los límites de seguridad como restricciones.

$$\min. \sum_i \sum_j (a_{ij} t_{ij} + b_{ij} |t_{ij} - t_{ij}^0|) \quad (3.13)$$

sujeto a

$$\sum P_g = \sum P_d \quad (3.14)$$

$$0 \leq t_{ij} \leq t_{ij}^{\max} \leq \min(Pg_i^{\max}, Pd_j) \quad (3.15)$$

$$Pg_i^{\min} \leq Pg_i \leq Pg_i^{\max} \quad (3.16)$$

$$-P_y^{\max} \leq (FCG_i + FDSL_{lk} * FCG_k) [Pg - Pd] \leq P_y^{\max} \quad (3.17)$$

3.8.1 Maximizar un contrato individual

Suponga que se desea conocer el valor máximo permisible de un contrato (t_{ij}^{max}) entre un nodo generador i y una carga j o entre el nodo generador i y una entidad comercial k . Los coeficientes a_{ij} y b_{ij} de (3.13) se hacen cero excepto para los términos (i,j). Por lo que la función objetivo es:

$$\max(a_{ij}t_{ij}) \quad (3.18)$$

sujeto a

$$\sum P_g = \sum P_d$$

$$0 \leq t_y^0 + t_{ij} \leq t_y^{max} \leq \min(Pg_i^{max}, Pd_j) \quad (3.19)$$

$$Pg_i^{min} \leq Pg_i \leq Pg_i^{max}$$

$$-P_y^{max} \leq (FCG_i + FDSL_{ik} * FCG_k)[Pg - Pd] \leq P_y^{max}$$

donde

t_y^0 transacción inicial entre el generador i y la carga j

los valores máximos individuales de t_{ij} para transacciones entre generadores y cargas se muestran en la tabla 3.1.

Tabla 3.1 Transacciones entre generadores y cargas del caso base.

Generador	t_{ij}^{max} en p.u.		
	Carga		
	1 (nodo2)	2 (nodo3)	3 (nodo4)
1	5	5.8	5
2	5	8	5
3	5	10	5

Es importante observar que la mayoría de los límites en las transacciones de la tabla 3.1 son determinados por la carga máxima en los nodos, excepto para algunas transacciones al nodo de carga 2 donde, el valores máximo de t_{22} se determinan por la potencia máxima del generador 2. La transacción t_{12} fue limitada por la línea 3, si t_{12} excediera de 5.8 p.u. la línea 3 estaría sobrecargada.

La tabla 3.2 muestra los valores máximos individuales para transacciones entre generadores y entidades comerciales.

Tabla 3.2 Transacciones entre generadores y comercializadores del caso base.

Generador	t_{ik}^{max} en p.u.		
	Comercializador		
	1	2	3
1	5.8	5.8	5.8
2	8	8	8
3	10	10	10

Se observa que todas las transacciones de los generadores 2 y 3 a los comercializadores están limitadas por su capacidad de generación. Las transacciones del generador 1 a los comercializadores (t_{11}, t_{12}, t_{13}) están limitadas por la línea 3, los valores máximos son iguales debido a que no hay transacciones específicas, es decir, las

entidades maximizan sus compras desde el generador del nodo 1 y con base en esto suministran la potencia a los nodos de carga.

Los valores máximos de las transacciones individuales pueden ser limitados por el efecto de contingencias, se analizará la pérdida de un circuito de las líneas 1 y 3 del sistema de la figura 3.3.

La tabla 3.3 muestra valores máximos de transacciones entre generadores y la carga 2 ante contingencias sencillas en líneas 1(nodo 1 – nodo 2) y 3 (nodo 1 – nodo 4).

Tabla 3.3 Transacciones entre generadores y la carga 2 ante contingencias sencillas.

Generador	t_{ij}^{max} en p.u.	
	Contingencia en línea 1	Contingencia en línea 2
1	5.4	3.4
2	8	8
3	10	10

Cuando la contingencia es la pérdida de un circuito de la línea 1, t_{12}^{max} disminuye a 5.4, esto se debe a que parte del flujo en esa línea es transferido a la línea 3 que ha llegado a su límite de 1.6 p.u.. La contingencia de la línea 3 reduce el valor de t_{12}^{max} a 3.4 p.u. debido a la reducción de la capacidad de transferencia de potencia en esa línea.

Cuando el objetivo es maximizar las transacciones entre generadores y comercializadores, estos últimos maximizan sus compras y suministran la potencia a las cargas en función de este objetivo, entonces cualquier entidad comercial podría adquirir la misma cantidad de potencia de los generadores, siendo éste el valor máximo de las transacciones de la tabla 3.3. Finalmente la tabla 3.4 está representada por la entidad comercial 1.

Tabla 3.4 Transacciones entre generadores y comercializador 1.

Generador	t_{ik}^{max} en p.u.	
	Contingencia en línea 1	Contingencia en línea 2
1	5.4	3.4
2	8	8
3	10	10

3.8.2 Maximizar la potencia de algún generador o combinación de contratos bilaterales

En este caso el objetivo es maximizar la potencia de algún generador o combinación de generadores y de manera general, grupos de transacciones bilaterales.

La función objetivo es la siguiente:

$$\max \sum_i \sum_j (a_{ij} t_{i,j}) \quad (3.20)$$

donde

$a_{ij} = 1$ para los términos (i,j) seleccionados

$a_{ij} = 0$ para todos los demás.

Los resultados de maximizar la potencia del generador 2 en operación normal y ante una contingencia sencilla en la línea 4 se muestran en la tabla 3.5, se incluyen la potencia generada y los flujos en las líneas, la función objetivo es la siguiente

$$\max (t_{21} + 2t_{22} + t_{23})$$

Tabla 3.5 Maximizar la potencia del generador 2.

Incluye contingencias	t_{ij} en p.u.			t_{ik} en p.u.			(% de $P_{g_i}^{\max}$)	(% de $[P_{L4}^{\max}]$)
	NO	0.187	0.173	0.187	1.065	1.065	1.065	62.3
0.0		8.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100	
0.494		0.279	0.494	2.33	2.33	2.33	82.5	
SI	0.157	0.187	0.157	0.668	0.668	0.668	41.8	100
	0.0	7.49	0.0	0.0	0.0	0.0	93.6	
	0.594	0.388	0.594	2.807	2.807	2.807	100	

Las potencias generadas en cada nodo se presentan en por ciento de su valor máximo al igual que los flujos en la línea 4, la potencia máxima del generador 2 en condiciones normales es de 8 p.u. mismos que son suministrados a la carga 2 debido a que t_{22} tiene mayor peso en la función objetivo. La contingencia es provocada por la pérdida de un circuito de la línea 4 reduciendo el límite en esa línea a 2.2 p.u., entonces el límite máximo del generador 2 disminuye a 7.49 p.u..

La tabla 3.6 muestra los valores de las transacciones entre generadores y cargas y entre generadores y entidades comerciales para el caso donde se desea maximizar la suma de la potencia de los generadores 1 y 2 simultáneamente, se presentan resultados en operación normal y ante una contingencia sencilla en la línea 4,

$$\max(t_{11} + t_{12} + t_{13} + t_{21} + t_{22} + t_{23})$$

Tabla 3.6 Maximizar la suma de potencia generada por los generadores 1 y 2.

Incluye contingencias	t_{ij} en p.u.			t_{ik} en p.u.			(% de $P_{g_i}^{\max}$)	(%de $ P_{ld}^{\max} $)
NO	1.215	3.369	1.215	0.0	0.0	0.0	96.7	75.75
	1.533	4.933	1.533	0.0	0.0	0.0	100	
	0.107	0.302	0.107	1.894	1.894	1.894	62	
SI	0.677	1.644	0.677	0.0	0.0	0.0	50	100
	1.691	4.018	1.691	0.0	0.0	0.0	92.5	
	0.34	0.605	0.34	2.771	2.771	2.771	96	

En condiciones normales el generador 1 inyecta 5.8 p.u, la restricción activa es el límite del flujo en la línea 3. El generador 2 está en su valor máximo de potencia de 8 p.u..

Ante la contingencia de un circuito de la línea 4, se observa como ambos generadores reducen su potencia de generación, el generador 1 reduce su potencia de 5.8 a 4.08 p.u. y el generador 2 disminuye de 8 a 7.2 p.u., las restricciones activas son los límites en los flujos de las líneas 3 y 4.

Una combinación arbitraria de transacciones entre generadores y cargas (t_{ij}) puede ser maximizada. Al seleccionar a (t_{11}, t_{12}, t_{13}) se maximiza la potencia del generador 1 y al maximizar $2(t_{12}, t_{22}, t_{32})$ se fuerza a todos los generadores a vender a la carga 2. Los resultados en condiciones normales y ante una contingencia sencilla en la línea 2 se muestran en la tabla 3.7

$$\max(t_{11} + t_{12} + t_{13}) + 2(t_{12} + t_{22} + t_{32})$$

Tabla 3.7 Maximizar la combinación de transacciones con la carga 2.

Incluye contingencias	t_{ij} en p.u.			t_{ik} en p.u.			(% de $P_{g_i}^{\max}$)	(%de $P_{t_2}^{\max}$)
	NO	0.461	4.876	0.461	0.00	0.00	0.00	96.7
0.184		3.404	0.184	1.408	1.408	1.408	100	
0.293		1.719	0.293	1.297	1.297	1.297	62	
SI	0.417	3.032	0.417	0.00	0.00	0.00	64.4	100
	0.206	3.731	0.206	1.285	1.285	1.285	100	
	0.344	3.236	0.344	1.402	1.402	1.402	81.3	

En condiciones normales, la potencia máxima del generador 1 es de 5.8 p.u., ante la contingencia de un circuito en la línea 2 la potencia máxima de este generador disminuye a 3.87 p.u. y la restricción activa es la línea 2 que ha llegado al 100%. El forzar a los generadores a vender a la carga 2 hace que la potencia de dicha carga sea $t_{12} + t_{22} + t_{32}$.

3.8.3 Minimizar la desviación de una matriz de transacciones propuesta

Suponga que un conjunto de contratos está definido y representado por una matriz de transacciones T^0 que debe cumplir con los requerimientos de seguridad, si T^0 no cumple con dichas restricciones el objetivo será encontrar una nueva matriz de transacciones factible T que tenga la mínima desviación a partir de T^0 y que a su vez satisfaga las condiciones de seguridad.

La desviación mínima está definida por el valor absoluto de la diferencia entre transacciones, la función objetivo es entonces:

$$\min. \sum_i \sum_j b_{ij} |t_{ij} - t_{ij}^0| \quad (3.21)$$

La tabla 3.8 muestra una matriz de transacciones propuesta (T_{ij}^0) para transacciones entre generadores y cargas del sistema de la figura 3.3. Se observa que con T^0 la línea 3 está sobre cargada. Se presenta una matriz T óptima donde únicamente se requieren dos cambios en T^0 para obtener la mínima desviación y cumplir con los requerimientos de seguridad del sistema.

Tabla 3.8 Minimizar la desviación de T_{ij}^0 (Generadores - Cargas).

Matriz	T_{ij} en p.u.			(% de P_{gi}^{\max})	(%de $ P_{l3}^{\max} $)
	Propuesta	1.5	2	2.5	100
1		6	1	100	
2.5		2	1.5	60	
Optima	1.3	Ok	Ok	96.7	100
	Ok	Ok	Ok	100	
	2.7	Ok	Ok	62	

Ahora considere un conjunto de transacciones propuesto (T_{ik}^0) entre generadores y comercializadores mostrado en la tabla 3.9. El comercializador 3 adquiere mayor potencia de los generadores (15 p.u.), y el resto de los comercializadores tiene una potencia de 2.5 p.u., la línea 3 se encuentra sobrecargada. La matriz óptima que tiene la mínima desviación de T_{ik}^0 sólo presenta 2 cambios en las transacciones T_{13} y T_{21} . La transacción del generador 1 al comercializador tres se reduce de 3 p.u. a 2.9 p.u. y el generador 1 suministra una potencia de 3.9 p.u.. La transacción del generador 2 al comercializador 1 aumenta la misma proporción para obtener una potencia de 6.1 p.u.. Se observa que la línea 3 está en su límite máximo de 1.6 p.u..

Tabla 3.9 Minimizar la desviación de T_{ik}^0 (Generadores - Comercializadores).

Matriz	T_{ik} en p.u.			(% de $P_{g_i}^{\max}$)	(% de P_{L3}^{\max})
	Propuesta	0.5	0.5	3	66.7
1		1	4	75	
1		1	8	100	
Optima	Ok	Ok	2.9	65	100
	1.1	Ok	Ok	76.3	
	Ok	Ok	Ok	100	

Es importante mencionar que la energía que las cargas recibirán de los comercializadores estará sujeta a las transacciones entre generadores y comercializadores. Por ejemplo, en un modelo de agencia central, una sola entidad comercializará con todas las cargas en el sistema de acuerdo a las restricciones de los generadores y a la seguridad del sistema.

La tabla 3.10 muestra las transacciones entre generadores y la entidad comercial 1. Se observa que con una transacción de 5.9 p.u. entre el generador 1 y la entidad comercial la línea 3 está sobrecargada. La transacción entre el generador 1 y la entidad comercial 1 se reduce a 5.8 p.u., la línea 3 está en su límite máximo de 1.6. p.u.

Tabla 3.10 Minimizar la desviación de T_{ik}^0 (Generadores – Comercializador 1).

Matriz	T_{ik} en p.u.	(% de $P_{g_i}^{\max}$)	(% de P_{L3}^{\max})
Propuesta	5.9	98.3	100.8
	8	100	
	6.1	61	
Optima	5.8	96.7	100
	8	100	
	6.2	62	

CAPITULO 4

ANALISIS DEL CONGESTIONAMIENTO EN SISTEMAS DE TRANSMISION EN UN AMBIENTE COMPETITIVO

4.1 Introducción.

Quando los productores y consumidores de energía causan que el sistema de transmisión opere más allá de límites establecidos, se dice que el sistema está congestionado. El congestionamiento es un aspecto fundamental en la planeación y operación de SEP's en ambientes competitivos y no competitivos.

En este capítulo se utilizará la formulación de flujos óptimos de CD, para analizar este problema, se concentrará principalmente en el efecto del congestionamiento en los precios nodales o precios marginales locales (PML's), la elasticidad del precio con la carga y las diferencias en precios nodales para diferentes tipos de sistemas.

4.2 Congestionamiento y poder de mercado

Un mercado eléctrico competitivo está constituido por un gran número de generadores. Dentro de las reglas de operación de los mercados cada uno de ellos puede cambiar su oferta pero, en teoría, no puede cambiar el precio del mercado cambiando su oferta. Sin embargo cada uno de estos tiende a maximizar sus ganancias.

Si un generador puede incrementar sus ganancias grandemente debido a una oferta estratégica o por alguna otra razón sin bajar sus costos se dice que tiene poder de mercado. El congestionamiento es una de las principales causas que dan lugar al poder de mercado.

Considere un ejemplo sencillo de un sistema de tres nodos mostrado en la figura 4.1. El nodo 3 tiene una carga constante de 50 MW. El nodo 1 tiene un generador de 75 MW con un costo incremental de \$5/MWh. El nodo 2 tiene un generador de 75 MW con un costo incremental de \$10/MWh. Asuma que ambos generadores ofertan sus costos incrementales.

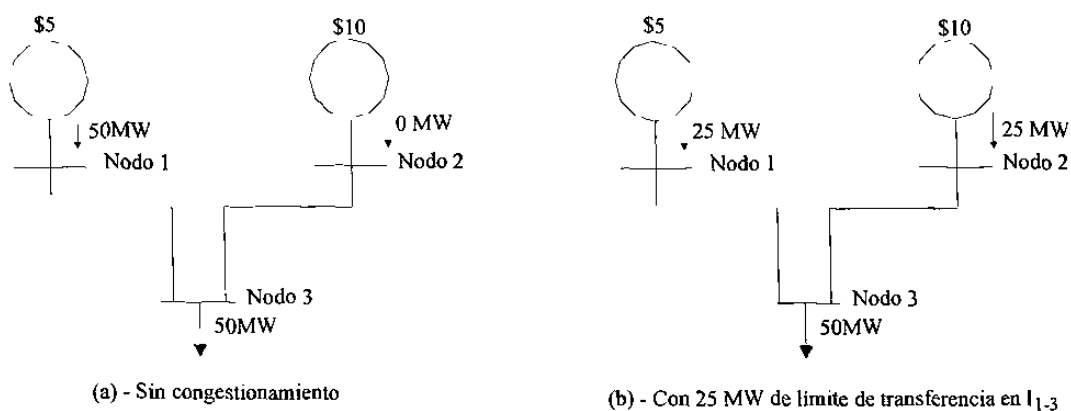


Figura 4.1 Sistema de 3 nodos

Si no hay límite de transferencia de potencia en las líneas, todos los 50 MW de carga serán comprados desde el generador 1 a \$5/MWh, a un costo de \$250/h, como se muestra en la figura 4.1(a). Si hay un límite de 25 MW en la línea 1-3, entonces 25 MW serán comprados desde el generador 1 a \$5/MWh y los 25 MW restantes deberán de ser comprados desde el generador 2 a \$10/MWh, a un costo total de \$375/h. El congestionamiento ha creado un mercado ineficiente con un 50% de sobre costo, aún sin las ofertas estratégicas de los generadores.

El congestionamiento ha creado un poder de mercado ilimitado para el generador del nodo 2. Puesto que puede incrementar su oferta tanto como lo desee debido a que se debe seguir comprando 25 MW a este generador.

4.3 Flujos de potencia de CD

El modelo de flujo de potencia de CD asume que el flujo de potencia activa modifica solamente los ángulos de fase de los voltajes nodales. Las magnitudes de voltaje se asumen constantes. Adicionalmente se considera que la resistencia de las líneas de transmisión es despreciable y por lo tanto no hay pérdidas. Estas suposiciones crean un modelo lineal que es una aproximación razonable del sistema de potencia real. El modelo tiene como ventajas un cálculo rápido sin problemas de convergencia, además hay algunas propiedades:

- 1) Linealidad: si los MW en una transacción desde un nodo a otro se incrementan al doble, los flujos que son directamente atribuidos a esta transacción también se incrementan de la misma manera.
- 2) Superposición: Los flujos en las líneas pueden calcularse como una suma de componentes directamente atribuidos a una transacción en el sistema.

Con base en lo anterior, el flujo de potencia activa en una línea de transmisión conectada entre los nodos i - j , está dado por:

$$P_{ij} = \frac{1}{x_{ij}} (\theta_i - \theta_j) \quad (4.1)$$

donde

x_{ij} reactancia de la línea

θ_i ángulo de fase del nodo i

θ_j ángulo de fase del nodo j .

La inyección total de potencia en el nodo i , P_i , es la suma algebraica de generación y de carga en el nodo. Debe ser igual a la suma de potencia fluyendo de un nodo a las líneas de transmisión, entonces

$$P_i = \sum_j P_{ij} = \sum_j \frac{1}{x_{ij}} (\theta_i - \theta_j) \quad (4.2)$$

Las inyecciones nodales pueden ser expresadas en forma de matriz,

$$\begin{bmatrix} P_1 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ P_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \end{bmatrix} Bx \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \theta_n \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

donde los elementos de la matriz de susceptancias se determinan en función de las reactancias de las líneas x_{ij} . La matriz Bx es singular si se consideran todos los nodos del sistema, pero al fijar en cero el ángulo de fase de un nodo se destruye la singularidad, eliminando el renglón y columna de Bx correspondiente de esta forma se puede realizar

la inversión de la matriz. La ecuación resultante permite obtener los ángulos de fase de los nodos en función de las inyecciones nodales, esto es:

$$\begin{bmatrix} \theta_1 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \theta_{n-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} X \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ P_{n-1} \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

donde la inyección en el nodo con ángulo de fase de cero es simplemente el negativo de la suma de todas las inyecciones en el sistema.

Un flujo de potencia de CD completo incluye los siguientes pasos:

- Paso 1. Evaluar las inyecciones del nodo P_i en cada nodo i
- Paso 2. Multiplicar el vector de inyecciones del nodo P por la matriz de reactancias X de la red para obtener el vector de los ángulos de fase.
- Paso 3. Encontrar el flujo de potencia de la línea P_{ij} de (4.1) usando las reactancias de las líneas x_{ij} y los ángulos de fase θ_i del nodo i , encontrados en el paso 2.
- Paso 4. Los valores del flujo en la línea P_{ij} son comparados con los límites de las líneas (en MW).

4.4 La solución de flujos óptimos (FO)

Los flujos óptimos es una tecnología que ha tenido una larga evolución en la industria eléctrica. Los primeros trabajos los realizó Carpentier [18,19] y llevó mucho tiempo llegar a ser un algoritmo exitoso con diversas aplicaciones [16]. El interés actual en los flujos óptimos radica en su habilidad para llegar a una solución óptima considerando diversas restricciones, incluyendo la de la seguridad operativa.

Una de las funciones más comúnmente utilizadas en la operación y planeación de los sistemas eléctricos de potencia es la minimización del costo de operación, el problema de flujos óptimos correspondiente recibe el nombre de despacho económico restringido.

Un despacho económico convencional puede ser representado por la minimización del costo total de generación, esto es,

$$\min \sum_{i=1}^n C_i(PG_i) \quad (4.5)$$

sujeto a las restricciones:

$$PG_i^{\min} \leq PG_i \leq PG_i^{\max} \quad (4.6)$$

$$\sum_{i=1}^n PG_i = PD \quad (4.7)$$

donde

PG_i potencia del generador i

PG_i^{\min} y PG_i^{\max} límites de potencia del generador i

PD carga total del sistema

$C_i(PG_i)$ función de costo individual para cada generador i .

La función de costo utilizada en la curva de entrada-salida expresa el costo de generación (\$/h) en función de la potencia eléctrica (MW) de cada unidad generadora.

La formulación completa de flujos óptimos utiliza las ecuaciones de flujos de potencia en corriente alterna, sin embargo se harán las siguientes simplificaciones.

Las ecuaciones de flujos de CD aparecen en la formulación del problema como restricciones de igualdad. La potencia de generación en cada nodo (PG_i) es una variable mientras que las cargas de cada nodo (PD_i) son constantes ya que se asume se deben suministrar a cualquier precio. Las inyecciones nodales se expresan como:

$$P_i = PG_i - PD_i \quad (4.8)$$

el balance de potencia nodal de (4.3) queda escrito como,

$$Bx \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \theta_n \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} PG_1 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ PG_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -PD_1 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ -PD_n \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

Los límites del flujo de potencia se expresan mediante:

$$-P_y^{\max} \leq P_y \leq P_y^{\max} \quad (4.10)$$

Estos pueden ser expresados en términos de los ángulos (variables del problema) aplicando (4.1). En la representación se adiciona una variable compensadora s_y no negativa,

$$\frac{1}{x_y} (\theta_i - \theta_j) + s_y = P_y^{\max} \quad (4.11)$$

Si todas las n-1 contingencias fueran consideradas, habría una restricción (y una variable compensadora) por cada contingencia en cada interfaz. Esto haría el problema complejo y con problemas de dimensionalidad. Para limitar el número de restricciones, el estudio de flujos óptimos se resuelve sin incluir restricciones por contingencias, por tanto un análisis de contingencias es realizado y un nuevo estudio de flujos óptimos es

resuelto adicionando únicamente las restricciones para aquellas contingencias que resulten en sobrecargas en las interfaces del sistema.

Para la contingencia de la línea mn que produce una sobrecarga en la interfaz ij la siguiente restricción es adicionada

$$P_y^{\max} \leq P_{ij}^C \leq P_y^{\max} \quad (4.12)$$

donde P_{ij}^C es el flujo en la poscontingencia de la zona i a la zona j . Aplicando (4.1) y (4.7), y adicionando una variable compensadora se obtiene la restricción en la forma

$$\frac{1}{x_{ij}}(\theta_i - \theta_j) + FDSL_{ij,mn} * \frac{1}{x_{mn}}(\theta_m - \theta_n) + s_{y,mn} = P_y^{\max} \quad (4.13)$$

Aquí la variable compensadora tiene un límite inferior de cero y un límite superior de $(2) * P_{ij}^{\max}$.

La formulación completa de (FO) en condiciones normales y por contingencia queda representada de (4.5) a (4.13).

4.4.1 Inclusión de la carga en la función objetivo de flujos óptimos

Cuando se sume que las cargas en el sistema son constantes, es decir no cambian cuando cambian los precios, entonces una función objetivo en el problema de flujos óptimos incluye sólo el costo de los generadores, el objetivo es minimizar los costos totales de generación sujeto a restricciones. Un caso alternativo es que algunas cargas incluyan elasticidad con el precio, esto es, la energía para abastecer la carga sólo será adquirida si el costo de la carga es atractivo, de otra manera la carga será cortada.

En este caso, la función de costo de un generador $C_i(PG_i)$ representa la oferta (en \$ para una cantidad dada en MW) que el generador está presentando al Pool o al operador del sistema independiente (ISO). La función para la porción de la carga que es elástica con el precio es $W_j(PD_j)$. Esta representa el precio máximo que la carga está dispuesta a pagar en la compra de una cantidad de potencia PD_j , y por lo tanto es la oferta de la carga hacia el Pool o ISO.

La función objetivo incluyendo la oferta de la carga hacia el Pool es:

$$\min \left[\sum_{i=1}^n C_i(PG_i) - \sum_{j=1}^m W_j(PD_j) \right] \quad (4.14)$$

sujeto a las restricciones:

$$PG_i^{\min} \leq PG_i \leq PG_i^{\max}$$

$$-P_j^{\max} \leq P_j \leq P_j^{\max}$$

$$\sum_{i=1}^n PG_i = \sum_{j=1}^m PD_j$$

$$W_j \leq Pn_j$$

donde Pn_j es el precio de la energía en el nodo j .

$W_j(PD_j)$ es una variable en el problema de optimización que representa la oferta máxima de la carga hacia el ISO, el signo negativo indica que se maximiza la energía adquirida por las cargas. El precio en el mercado (PM) se determinará con base en las ofertas entre generadores y cargas, una carga j adquirirá potencia del sistema sólo si su oferta es menor al precio de la energía en el nodo j .

Para ilustrar el concepto se presentan casos de estudio donde se analizan diversos precios de energía en el mercado, el sistema de prueba se muestra en la figura 4.2. Los datos del sistema se muestran en el apéndice A.

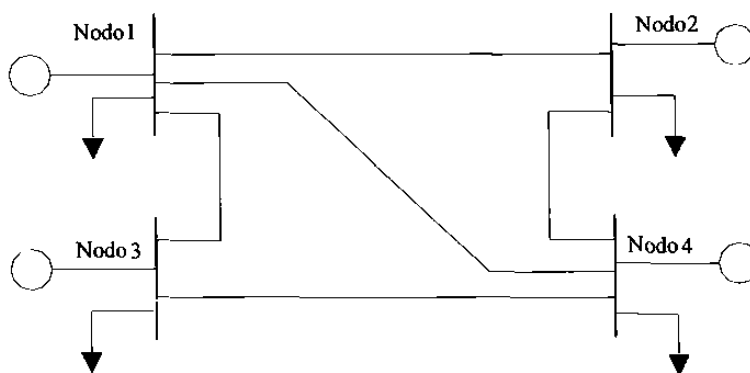


Figura 4.2. Sistema de prueba de 4 nodos con generación y carga.

Si no se consideran pérdidas de transmisión ni límites en los flujos de potencia la función objetivo para cada caso es:

$$\min \left[\sum_{i=1}^4 C_i(PG_i) - \sum_{j=1}^4 W_j(PD_j) \right]$$

sujeto a:

$$PG_i^{\min} \leq PG_i \leq PG_i^{\max}$$

$$\sum_{i=1}^4 PG_i = \sum_{j=1}^4 PD_j \tag{4.15}$$

$$W_j \leq Pn_j$$

Cuando no se considera el precio de generación en la función objetivo, los resultados de la optimización se muestran en la tabla 4.1

Tabla 4.1. Resultados cuando no importa el precio.

Nodo	Generación en MW	Carga en MW
1	130	100
2	130	100
3	70	100
4	70	100

La figura 4.3 muestra la característica de la oferta y la demanda entre generadores y cargas cuando no importa el precio en el mercado, se observa como toda la carga es suministrada.

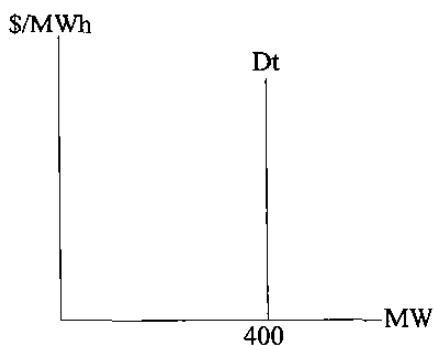


Figura 4.3. No importa el precio

Ahora se considera un precio de generación (P_1) para cada generador, los cuales se muestran en el apéndice A. Los resultados de la optimización para un nivel de precio menor que P_1 ($C_1=C_2=C_3=C_4=18\$/MWh$) se muestran en la tabla 4.2.

Tabla 4.2. Resultados con un nivel de precio menor que P_1 .

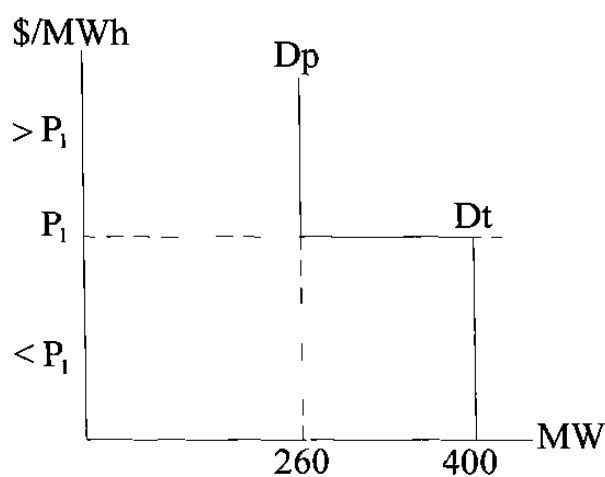
Nodo	Generación en MW	Carga en MW	Precio en nodo (\$/MWh)
1	130.8	100	18.8
2	107.8	100	18.8
3	92.2	100	18.8
4	92.2	100	18.8

Los resultados para un nivel de precio mayor que P_1 ($C_1=C_2=19\$/MWh$, $C_3=C_4=22\$/MWh$) se muestran en la tabla 4.3.

Tabla 4.3. Resultados con un nivel de precio mayor que P_1 .

Nodo	Generación en MW	Carga en MW	Precio en nodo (\$/MWh)
1	130	29.9	20
2	130	30.1	20
3	0	100	20
4	0	100	20

La figura 4.4 muestra la característica de la oferta y la demanda entre generadores y cargas cuando hay dos niveles definidos del precio en el mercado.

**Figura 4.4. Dos niveles definidos del precio.**

En la figura 4.4 se observa que para un nivel de precio menor que P_1 ($C_1=C_2=C_3=C_4 = 18\$/MWh$) la demanda total es de 400 MW (Dt), cuando el nivel de precio es mayor que P_1 ($C_1=C_2=19\$/MWh$, $C_3=C_4=22\$/MWh$) la demanda parcial es de 260 MW (Dp).

Ahora considere precios de generación (P_1 y P_2) para cada generador, los cuales se muestran en el apéndice A. Los resultados de la optimización para un nivel de precio menor que P_1 ($C_1=C_2=C_3=C_4 = 18\$/MWh$) se muestran en la tabla 4.2.

Los resultados para un nivel de precio entre P_1 y P_2 ($C_1=C_2=19\$/MWh$, $C_3=C_4=22\$/MWh$) se muestran en la tabla 4.3.

Los resultados para un nivel de precio mayor que P_2 ($C_1=C_2=C_3=C_4=23\$/MWh$) se muestran en la tabla 4.4.

Tabla 4.4. Resultados con tres niveles de precio.

Nodo	Generación en MW	Carga en MW	Precio en nodo ($\$/MWh$)
1	0	0	22.2
2	0	0	22.2
3	0	0	22.2
4	0	0	22.2

De la tabla 4.4 se observa que no hay potencia adquirida por las cargas debido a que los costos individuales de generación son mayores que las ofertas individuales de las cargas.

La figura 4.5 muestra la característica de la oferta y la demanda entre generadores y cargas cuando hay tres niveles definidos del precio en el mercado.

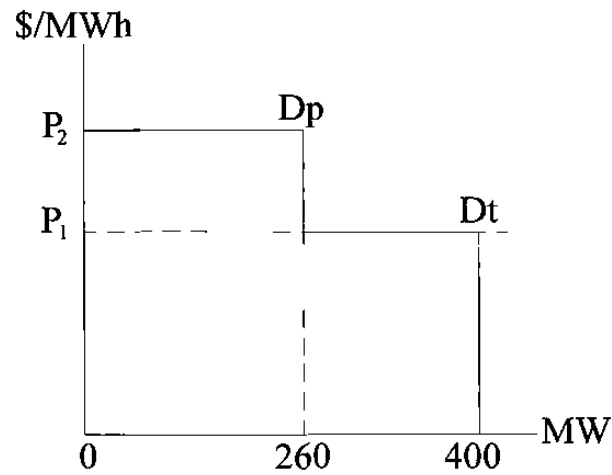


Figura 4.5. Tres niveles definidos del precio.

Para mostrar el beneficio o ahorro de las cargas, se utiliza el sistema de prueba con generación y carga de la figura 4.2. No se consideran pérdidas de transmisión ni límites en los flujos de potencia. La función objetivo es:

$$\min [12PG_1 + 15PG_2 + 18PG_3 + 20PG_4 - 16PD_1 - 19PD_2 - 22PD_3 - 25PD_4]$$

sujeto a:

$$0 \leq PG_1 \leq 150$$

$$0 \leq PG_2 \leq 120$$

$$0 \leq PG_3 \leq 100$$

$$0 \leq PG_4 \leq 80$$

$$0 \leq PD_1 \leq 80$$

$$0 \leq PD_2 \leq 90$$

$$0 \leq PD_3 \leq 100$$

$$0 \leq PD_4 \leq 120$$

$$\sum_{i=1}^4 PG_i = \sum_{j=1}^4 PD_j$$

Los resultados de la optimización se muestran en la tabla 4.5.

Tabla 4.5. Resultados.

Nodo	Generación en MW	Carga en MW	Precio en nodo (\$/MWh)
1	150	0	18
2	120	90	18
3	40	100	18
4	0	120	18

La figura 4.6 muestra la característica de la oferta y la demanda entre generadores y cargas.

Se observa que los generadores 1, 2 y 3 están suministrando potencia a las cargas 2, 3 y 4. El precio en el mercado está determinado por el costo del generador 3 (18 \$/MWh), la carga 4 no puede ser suministrada por que su oferta es menor al PM. El beneficio o ahorro de las cargas es la diferencia entre el costo de operación de los generadores y la suma de las ofertas de cada carga por su potencia. En este ejemplo, el costo de operación de los generadores 1, 2 y 3 es de 4320.00\$/MWh y la suma de las ofertas de las cargas 2, 3 y 4 por su potencia es de 6910.00\$/MWh. Entonces el beneficio es de 2590.00\$/MWh.

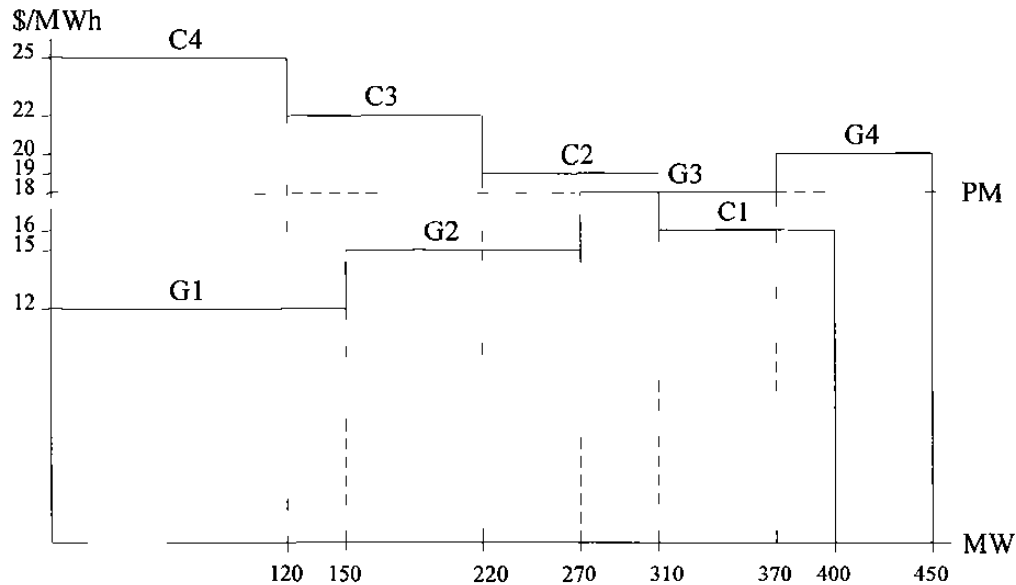


Figura 4.6. Característica de la oferta y la demanda.

4.5 Significado de multiplicadores de Lagrange

En problemas de optimización es posible obtener multiplicadores de Lagrange (λ) asociados a cada restricción de igualdad en el problema. En el caso de la formulación de flujos óptimos utilizada en este capítulo, el multiplicador de Lagrange asociado con las ecuaciones de los flujos de potencia, es la derivada del costo total con respecto al incremento de la carga en ese nodo. Esta derivada puede ser vista como el precio de un incremento pequeño de carga en un nodo, representa el precio marginal en un nodo en $\$/\text{MWh}$.

En el caso donde no hay líneas de transmisión congestionadas, el precio nodal para un sistema sin pérdidas será igual en todos los nodos. En el caso de un incremento de carga en un nodo, el generador disponible para suministrar el incremento de carga es el de menor costo.

Si se considera la función objetivo F siguiente,

$$F = \min PG_1 + PG_2$$

sujeto a:

$$PG_1 + PG_2 = PD$$

La función de costo aumentada (Lagrangiano) se puede obtener como:

$$L = F + \lambda(PG_1 + PG_2 - PD) \quad (4.16)$$

donde λ es el multiplicador de Lagrange

La condición necesaria para que esta función sea un mínimo es que el gradiente de la función con respecto a las variables sea cero,

$$\frac{\partial L}{\partial PG_1} = 0 \quad (4.17)$$

$$\frac{\partial L}{\partial PG_2} = 0$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = 0 \quad (4.18)$$

Derivando:

$$\frac{\partial L}{\partial PG_1} = \frac{\partial F}{\partial PG_1} + \lambda = 0 \quad (4.19)$$

$$\frac{\partial L}{\partial PG_2} = \frac{\partial F}{\partial PG_2} + \lambda = 0$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = PG_1 + PG_2 - PD = 0 \quad (4.20)$$

Se puede observar que $\frac{\partial F}{\partial PG_1} = \frac{dF_1}{dPG_1}$ debido a que la variable PG_1 sólo está contenida en F_1 , lo mismo se puede decir para la variable PG_2 .

Entonces:

$$\frac{\partial L}{\partial PG_1} = \frac{dF_1}{dPG_1} + \lambda = 0$$

$$\frac{\partial L}{\partial PG_2} = \frac{dF_2}{dPG_2} + \lambda = 0$$

de donde se deduce que ,

$$\frac{dF_1}{dPG_1} = -\lambda$$

$$\frac{dF_2}{dPG_2} = -\lambda$$

Se puede decir entonces que $\frac{dF_i}{dPG_i}$ es el costo incremental del generador i .

Cuando ocurre un congestionamiento, los precios nodales en el sistema serán diferentes. Esto se debe a que un incremento de carga no puede ser suministrado por el generador de menor costo en el sistema, sino por el de menor costo disponible en la región donde se realiza el cambio de carga.

En un problema de flujos óptimos se incluyen límites en la operación relacionados con la seguridad del sistema, estos límites se formulan mediante restricciones de desigualdad que deben satisfacer las condiciones de optimalidad de Kuhn Tucker [14, 16]. Por ejemplo, una línea congestionada tiene un multiplicador de Kuhn Tucker asociado que representa la derivada del costo total con respecto al incremento del límite en esa línea.

4.6 Casos de estudio con flujos óptimos

Se presentan resultados de flujos óptimos para diversos sistemas, se utiliza el sistema de prueba de 7 nodos del capítulo 2, representado en la figura 4.7. Los datos del sistema y los costos de los generadores se muestran en el apéndice A.

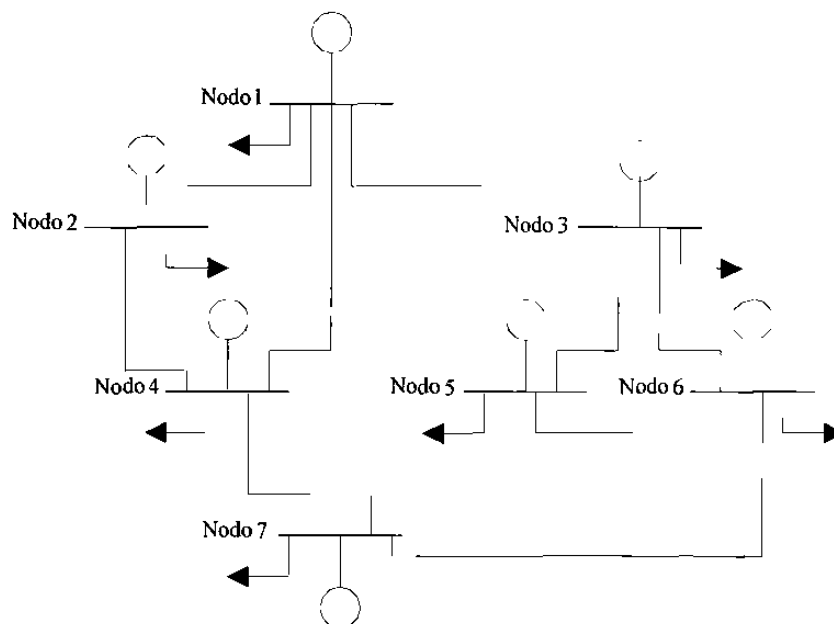


Figura 4.7. Sistema de prueba de 7 nodos.

4.6.1 Flujos óptimos

Los resultados de los flujos óptimos para el sistema de la figura 4.7 sin contingencias se muestran en la tabla 4.6, no se consideran pérdidas de transmisión. La función objetivo es:

$$\min \sum_{i=1}^n C_i(PG_i)$$

sujeto a

$$PG_i^{\min} \leq PG_i \leq PG_i^{\max}$$

$$\sum_{i=1}^n PG_i = \sum_{i=1}^n PD_i$$

$$-P_{ij}^{\max} \leq P_{ij} + FDSL_{ij,mn} * P_{mn}^0 \leq P_{ij}^{\max} \quad (4.21)$$

donde

$FDSL_{ij,mn}$ factor de distribución de la línea ij ante la salida de la línea mn

P_{mn}^0 flujo de potencia de la línea mn previo a la contingencia.

Tabla 4.6 Resultados del caso base.

Nodo	Generación en MW	Carga en MW	Precio nodal \$/MWh	Exportaciones e importaciones en MW
1	1500.0	1000.0	30.0	500.0
2	1000.0	1000.0	30.0	0.0
3	833.3	1000.0	30.0	-166.67
4	1166.7	1000.0	30.0	166.67
5	1500.0	1000.0	30.0	500.0
6	1500.0	1000.0	30.0	500.0
7	0.0	1500.0	30.0	-1500.0
Total	7500.0	7500.0		

De la tabla 4.6 se observa que toda la carga está siendo suministrada y que todos los generadores están produciendo potencia a excepción del generador del nodo 7 que no se utiliza por tener un precio mayor.

En el caso base el precio nodal de la energía en todos los nodos es el mismo (λ). El nodo 7 está importando 1500 MW debido a que no hay generación en ese nodo. Este es el caso de un sistema sin congestión. Los flujos del sistema se muestran en la tabla 4.7.

Tabla 4.7 Flujos de potencia del caso base.

Línea	Nodo	Nodo	Mínimo en MW	Flujo en MW	Máximo en MW	Porcentaje de carga %
1	1	2	-2000.0	-109.75	2000.0	5.48
2	1	3	-1500.0	-344.53	1500.0	22.97
3	1	4	-500.0	-45.73	500.0	9.15
4	2	4	-3000.0	-109.75	3000.0	3.66
5	3	5	-1000.0	-12.66	1000.0	1.27
6	3	6	-800.0	-165.19	800.0	20.65
7	4	7	-500.0	-322.14	500.0	64.43
8	5	6	-2000.0	-31.94	2000.0	1.60
9	5	7	-1000.0	-480.73	1000.0	48.07
10	6	7	-1500.0	-697.13	1500.0	46.48

En este caso, el sistema de transmisión puede soportar cualquier contingencia sencilla sin que existan sobrecargas. Los generadores y las cargas pueden intercambiar potencia libremente, lo que resulta en un precio nodal uniforme \$30.00/MWh.

4.6.2 Flujos óptimos con congestión

Para analizar el congestión se hace un cambio de topología a la figura 4.7, se abren las líneas entre los nodos 5 y 7 y los nodos 6 y 7, se presenta el caso normal y se simula una contingencia sencilla de un circuito en la línea 4-7. Los costos de generación y elasticidad en el precio de la carga se detallan en el apéndice A. Los resultados para el caso en condiciones normales se muestran en la tabla 4.8.

Tabla 4.8 Resultados del congestionamiento en condiciones normales

Nodo	Generación en MW	Carga en MW	Precio nodal \$/MWh	Exportaciones e importaciones en MW
1	1500.0	1000.0	25.93	500.0
2	994.2	1000.0	25.93	-5.84
3	494.2	1000.0	25.93	-505.84
4	827.5	1000.0	25.93	-172.51
5	1193.0	1000.0	25.93	192.98
6	1491.2	1000.0	25.93	491.22
7	1000.0	1500.0	50.00	-500.0
Total	7500.0	7500.0		

El congestionamiento hace que las importaciones del nodo 7 de 1500 MW en el caso base se reduzcan a 500 MW. Esto es, el generador del nodo 7 debe generar 1000 MW para suministrar la potencia requerida en ese nodo. La reducción de los 1000 MW exportados por los nodos restantes hace que el lambda en esos nodos disminuya ligeramente a \$25.93/MWh mientras que en el nodo 7 experimenta un incremento a \$50.00/MWh.

Los resultados de los flujos de potencia se muestran en la tabla 4.9

Tabla 4.9 Flujos de potencia del congestionamiento en condiciones normales.

Línea	Nodo	Nodo	Mínimo en MW	Flujo en MW	Máximo en MW	Porcentaje de carga %
1	1	2	-2000.0	-479.53	2000.0	23.98
2	1	3	-1500.0	178.36	1500.0	11.89
3	1	4	-500.0	-198.83	500.0	39.77
4	2	4	-3000.0	-473.68	3000.0	15.79
5	3	5	-1000.0	97.28	1000.0	9.73
6	3	6	-800.0	586.92	800.0	73.37
7	4	7	-500.0	-500	500.0	100
8	5	6	-2000.0	-95.69	2000.0	4.78
9	5	7	0.0	0.0	0.0	0.00
10	6	7	0.0	0.0	0.0	0.00

La tabla 4.10 muestra los resultados del congestionamiento ante una contingencia sencilla de un circuito en la línea 4-7

Tabla 4.10 Resultados del congestionamiento ante contingencia sencilla

Nodo	Generación en MW	Carga en MW	Precio nodal \$/MWh	Exportaciones e importaciones en MW
1	1500.0	1000.0	25.4	500.0
2	950.3	1000.0	25.4	-49.7
3	450.3	1000.0	25.4	-549.7
4	783.6	1000.0	25.4	-216.4
5	1140.4	1000.0	25.4	140.4
6	1425.4	1000.0	25.4	425.4
7	1250.0	1500.0	54.5	-250.0
Total	7500.0	7500.0		

La restricción activa que limita la solución es una contingencia de un circuito en la línea 4-7, y el límite del circuito restante de la línea cambia a su valor de poscontingencia.

Los resultados de los flujos de potencia se muestran en la tabla 4.11

Tabla 4.11 Flujos de potencia del congestionamiento ante contingencia sencilla.

Línea	Nodo	Nodo	Mínimo En MW	Flujo en MW	Máximo en MW	Porcentaje de carga %
1	1	2	-2000.0	-370.1	2000.0	18.5
2	1	3	-1500.0	16.1	1500.0	1.0
3	1	4	-500.0	-145.9	500.0	29.1
4	2	4	-3000.0	-320.4	3000.0	10.6
5	3	5	-1000.0	76.9	1000.0	7.6
6	3	6	-800.0	488.8	800.0	61.1
7	4	7	-500.0	-250.0	500.0	100
8	5	6	-2000.0	-63.4	2000.0	3.1
9	5	7	0.0	0.0	0.0	0.00
10	6	7	0.0	0.0	0.0	0.00

Cuando hay congestionamiento y se presenta una contingencia sencilla de un circuito en la línea 4-7, las importaciones del nodo 7 de 500 MW en el caso normal se reducen a 250 MW. Esto es, el generador del nodo 7 debe generar 1250 MW para suministrar la potencia requerida en ese nodo.

La reducción de los 1250 MW exportados por los nodos restantes hace que el lambda en esos nodos caiga ligeramente a \$25.4/MWh mientras que en el nodo 7 experimenta un incremento a \$54.5/MWh.

4.6.3 Congestionamiento con corte de carga

Para ilustrar el hecho de que la carga no siempre necesita ser suministrada, se incluyen diversas ofertas, las cuales se muestran en el apéndice A. La función objetivo es:

$$\min \left[\sum_{i=1}^7 C_i(PG_i) - \sum_{j=1}^7 W_j(PD_j) \right]$$

sujeto a:

$$PG_i^{\min} \leq PG_i \leq PG_i^{\max}$$

$$\sum_{i=1}^7 PG_i = \sum_{j=1}^7 PD_j$$

$$-P_y^{\max} \leq P_y + FDSL_{y,mm} * P_{mn}^0 \leq P_y^{\max}$$

$$W_j \leq Pn_j$$

Los resultados de la optimización para una oferta de la carga del nodo 7 de \$40/MWh se muestran en la tabla 4.12.

Tabla 4.12 Resultados con una oferta de \$40/MWh para la carga del nodo 7.

Nodo	Generación en MW	Carga En MW	Precio nodal \$/MWh	Exportaciones e importaciones en MW
1	1500.0	1000.0	31.5	500.0
2	1000.0	1000.0	31.5	0.0
3	777.8	1000.0	31.5	-222.2
4	777.8	1000.0	31.5	-222.2
5	1097.2	1000.0	31.5	97.2
6	1097.2	1000.0	31.5	97.2
7	750.0	1000.0	40.0	-250.0
Total	7000.0	7000.0		

La tabla 4.12 muestra que para una oferta de la carga del nodo 7 de \$40/MWh toda la carga es suministrada. Los resultados de flujos óptimos se muestran en la tabla 4.13.

Tabla 4.13 Flujos de potencia.

Línea	Nodo	Nodo	Mínimo en MW	Flujo en MW	Máximo en MW	Porcentaje de carga %
1	1	2	-2000.0	-333.3	2000.0	16.6
2	1	3	-1500.0	-27.7	1500.0	1.8
3	1	4	-500.0	-138.8	500.0	27.7
4	2	4	-3000.0	-333.3	3000.0	11.1
5	3	5	-1000.0	35.3	1000.0	3.5
6	3	6	-800.0	159.0	800.0	19.8
7	4	7	-500.0	-250.0	500.0	50.0
8	5	6	-2000.0	61.8	2000.0	3.1
9	5	7	0.0	0.0	0.0	0.0
10	6	7	0.0	0.0	0.0	0.0

Los resultados de la optimización para una oferta de la carga del nodo 7 de \$45/MWh para la carga del nodo 7 se muestran en la tabla 4.14.

Tabla 4.14 Resultados con un precio de \$45/MWh para la carga del nodo 7.

Nodo	Generación en MW	Carga en MW	Precio nodal \$/MWh	Exportaciones e importaciones en MW
1	1500.0	1000.0	44.1	500.0
2	1000.0	1000.0	44.1	0.0
3	302.2	1000.0	44.1	-698.8
4	469.9	1000.0	44.1	-531.0
5	1491.3	1000.0	44.1	491.3
6	1487.0	1000.0	44.1	487.0
7	250.0	500.0	45.0	-250.0
Total	6500.0	6500.0		

La tabla 4.14 muestra que para una oferta de la carga del nodo 7 de \$45/MWh la carga es reducida a 500 MW. Los resultados de flujos óptimos se muestran en la tabla 4.15.

Tabla 4.15 Flujos de potencia.

Línea	Nodo	Nodo	Mínimo en MW	Flujo en MW	Máximo en MW	Porcentaje de carga %
1	1	2	-2000.0	-550.8	2000.0	27.5
2	1	3	-1500.0	280.4	1500.0	26.7
3	1	4	-500.0	-229.5	500.0	45.9
4	2	4	-3000.0	-550.8	3000.0	18.3
5	3	5	-1000.0	178.2	1000.0	17.8
6	3	6	-800.0	800.0	800.0	100.0
7	4	7	-500.0	-250.0	500.0	50.0
8	5	6	-2000.0	-313.0	2000.0	15.6
9	5	7	0.0	0.0	0.0	0.0
10	6	7	0.0	0.0	0.0	0.0

Los resultados de la optimización para una oferta mayor que \$45/MWh de la carga del nodo 7 se muestran en la tabla 4.16.

Tabla 4.16 Resultados con un precio mayor de \$45/MWh para la carga del nodo 7.

Nodo	Generación en MW	Carga En MW	Precio nodal \$/MWh	Exportaciones e importaciones en MW
1	1500.0	1000.0	49.3	500.0
2	1000.0	1000.0	49.3	0.0
3	366.9	1000.0	49.3	-633.1
4	555.8	1000.0	49.3	-444.2
5	1500.0	1000.0	49.3	500.0
6	883.8	1000.0	49.3	-116.2
7	193.5	0.0	49.3	193.5
Total	6000.0	6000.0		

La tabla 4.16 muestra que para una un precio de la energía mayor que \$45/MWh en el nodo 7 la carga en ese nodo es cero. Los resultados de flujos óptimos se muestran en la tabla 4.17.

Tabla 4.17 Flujos de potencia.

Línea	Nodo	Nodo	Mínimo en MW	Flujo en MW	Máximo en MW	Porcentaje de carga %
1	1	2	-2000.0	-176.9	2000.0	8.8
2	1	3	-1500.0	-249.3	1500.0	16.6
3	1	4	-500.0	-73.7	500.0	14.7
4	2	4	-3000.0	-176.9	3000.0	5.9
5	3	5	-1000.0	125.7	1000.0	12.5
6	3	6	-800.0	257.9	800.0	32.2
7	4	7	-500.0	193.5	500.0	38.7
8	5	6	-2000.0	374.2	2000.0	18.7
9	5	7	0.0	0.0	0.0	0.0
10	6	7	0.0	0.0	0.0	0.0

4.6.4 Congestionamiento en un sistema mallado.

Como se mencionó anteriormente, el congestionamiento en los casos 4.6.2 y 4.6.3 es debido a la contingencia de un circuito de la línea que conecta a los nodos 4 y 7, si esta línea fuera removida, el sistema quedaría dividido en dos islas eléctricas.

Cuando el congestionamiento ocurre en una línea radial, en el sistema únicamente hay dos precios nodales. En cambio cuando la restricción ocurre en una línea que forma parte de un sistema mallado todos los precios nodales son diferentes. Es decir, el congestionamiento en cualquier línea de un sistema mallado afecta a todos los precios nodales. Por ejemplo, si la línea que conecta a los nodos 5 y 7 es conectada nuevamente, y la carga del nodo 7 tiene elasticidad en el precio, se obtienen los resultados de la tabla 4.18

Tabla 4.18 Congestionamiento en un sistema mallado.

Nodo	Generación en MW	Carga en MW	Precios nodales \$/MWh	Exportaciones e importaciones MW
1	1500.0	1000.0	28.3	500.0
2	1000.0	1000.0	27.0	0.0
3	901.2	1000.0	30.8	-98.8
4	844.6	1000.0	26.1	-155.3
5	1500.0	1000.0	32.8	500.0
6	1500.0	1000.0	31.4	500.0
7	254.2	1500.0	36.5	-1245.8
Total	7500.0	7500.0		

Los flujos de potencia para este caso se muestran en la tabla 4.19

Tabla 4.19 Flujos de potencia en congestión de un sistema mallado.

Línea	Nodo	Nodo	Mínimo en MW	Flujo en MW	Máximo en MW	Porcentaje de carga %
1	1	2	-2000.0	-286.1	2000.0	14.3
2	1	3	-1500.0	-94.6	1500.0	6.3
3	1	4	-500.0	-119.2	500.0	23.8
4	2	4	-3000.0	-286.1	3000.0	9.5
5	3	5	-1000.0	-89.7	1000.0	8.9
6	3	6	-800.0	93.9	800.0	11.7
7	4	7	-500.0	-250	500.0	100
8	5	6	-2000.0	406.0	2000.0	20.3
9	5	7	-1000.0	-995.8	1000.0	99.5
10	6	7	0.0	0.0	0.0	0

Debido al incremento en la capacidad de las líneas que llegan al nodo 7, es factible una mayor importación de potencia, por lo que la generación en el nodo 7 se reduce a 254.2 MW, esto hace que disminuya el precio en ese nodo, y que toda la carga sea suministrada puesto que el precio en el nodo 7 es menor a \$40/MWh.

La contingencia de un circuito de la línea que conecta a los nodos 4 y 7 sigue siendo la restricción activa, sin embargo, esta línea es ahora parte de un sistema mallado que da lugar a una solución diferente.

El resultado es que cada nodo tiene un precio de energía diferente. Esto se debe a las leyes de Kirchhoff de voltaje, donde un cambio de carga o de generación de algún nodo afectará a la línea congestionada aún cuando este cambio se encuentre muy alejado de dicha línea.

4.6.5 Efecto de pérdidas de transmisión en flujos óptimos.

Para ilustrar de una manera sencilla el efecto de las pérdidas sobre los precios nodales del sistema de prueba de la figura 4.4. Se realizará un despacho económico simplificado de potencia activa, y se consideran unitarias las magnitudes de voltajes nodales. La función objetivo es la siguiente:

$$\min \sum_{i=1}^n C_i(PG_i)$$

sujeto a:

$$PG_i^{\min} \leq PG_i \leq PG_i^{\max}$$

$$\sum_{i=1}^n PG_i = \sum_{i=1}^n PD_i + PL \quad (4.22)$$

$$P_i = \sum_{j=1}^n \sum_{l=1}^n [V_l][V_j] [G_{lj} \cos(\delta_j - \delta_l) - B_{lj} \sin(\delta_j - \delta_l)] \quad (4.23)$$

donde

PL pérdidas totales

G_{ij} parte real de la matriz de admitancias

B_{ij} parte imaginaria de la matriz de admitancias

La tabla 4.20 muestra los resultados de la optimización.

Tabla 4.20 Resultados del caso base.

Nodo	Generación en MW	Carga en MW	Precio nodal \$/MWh	Exportaciones e importaciones en MW
1	1170.4	1000.0	21.36	170.4
2	985.5	1000.0	25.82	-14.5
3	769.4	1000.0	29.23	-230.6
4	980.2	1000.0	27.76	-19.8
5	1099.5	1000.0	24.99	99.5
6	1296.7	1000.0	24.37	296.7
7	1295.1	1500.0	55.31	-204.9
Total	7596.8	7500.0		
Pérdidas	96.8			

De la tabla 4.20 se observa que cada nodo tiene un precio de energía diferente cuando hay pérdidas en el sistema de transmisión. La diferencia entre la suma de la potencia de las cargas (7500 MW) y la suma de la potencia generada (7596.8 MW) es igual a las pérdidas totales de transmisión (96.8 MW).

CAPITULO 5

ALTERNATIVAS PARA MANEJAR EL CONGESTIONAMIENTO EN LA TRANSMISION

5.1 Introducción

En la transmisión de energía en mercados eléctricos competitivos existen diversos aspectos que requieren atención especial. En este capítulo se realizará un análisis de dichos aspectos principalmente el efecto del congestionamiento en los costos marginales nodales y los precios de transmisión.

Una de las opciones que se ha propuesto para manejar el congestionamiento es introducir un mecanismo para otorgar derechos de transmisión financieros [5, 6] para proteger a los participantes del mercado de los cambios en los precios nodales (costos marginales a corto plazo) causados por el congestionamiento en la red de transmisión.

5.2 Análisis de la transmisión de energía

Existen algunos aspectos importantes en el análisis de la transmisión en mercados eléctricos competitivos, como son: el congestionamiento, las tarifas o precios de transmisión, las pérdidas de transmisión y la planificación de las redes eléctricas. El congestionamiento es el tema central de este análisis y puede ser manejado de diversas maneras como se ha mostrado en capítulos anteriores; mediante transacciones bilaterales que pueden ser representadas mediante una matriz de transacciones T o mediante la formulación de flujos óptimos utilizando la capacidad de transmisión disponible. En este capítulo se presentarán las bases de los derechos de transmisión financieros.

Cuando se presenta congestionamiento en un sistema de potencia en un mercado competitivo con precios nodales que reflejan el valor de la energía, existe un excedente del dinero colectado por el operador del mercado, ecuación (4.21). Hogan de la Universidad de Harvard [6] sugiere que este excedente sea la fuente de un sistema de contratos por derechos de red. La idea de estos contratos es proveer un mecanismo para reducir los riesgos financieros de las variaciones de los precios nodales (λ 's) inducidos por el congestionamiento.

El congestionamiento también es el tema central de las tarifas de transmisión como se presentará posteriormente. Así mismo las pérdidas pueden ser incluidas en las tarifas de transmisión o pueden ser tratadas separadamente.

Lo importante en todo momento es asegurar que haya ingreso suficiente para cubrir los costos de operación del sistema de transmisión y para la expansión del sistema, así como para obtener un beneficio para los propietarios del mismo. Otro aspecto importante de las tarifas de transmisión es que pueden utilizarse para administrar el congestionamiento.

5.3 Tarifas de transmisión

El precio de transmisión (PT_{ij}) entre dos nodos (i, j) puede ser definido como la diferencia en los precios nodales, esto es, el precio de la transmisión entre los nodos i y j

$$PT_{ij} = PP_{ij} + PC_{ij} \quad (5.1)$$

El término PP_{ij} es el efecto incremental de transmisión del nodo i al nodo j en las pérdidas del sistema. Se puede pensar que es este el costo operacional del servicio de transmisión.

El término PC_{ij} es el efecto incremental de transmisión del nodo i al nodo j debido al congestionamiento del sistema. Este costo puede interpretarse como la renta de la capacidad de transmisión utilizada por la potencia transmitida del nodo i al nodo j .

El precio de transmisión entre los nodos 1 y 2 para el sistema de prueba de 7 nodos de la figura 4.7 incluyendo pérdidas de transmisión sin congestionamiento puede ser determinado utilizando la tabla 4.20,

$$PT_{12} = 25.82 \text{ MWh} - 21.36 \text{ MWh} = 4.46 \text{ MWh}$$

Este costo es el efecto incremental de transmisión del nodo 1 al nodo 2 en pérdidas.

5.4 Determinación de los costos marginales a corto plazo

En esta sección se analizarán los multiplicadores de Lagrange asociados a las restricciones de igualdad del problema de despacho económico para determinar los costos marginales a corto plazo, también llamados precios nodales (ρ_k) que serán usados en el análisis de derechos de transmisión financieros.

El costo marginal a corto plazo (ρ_k) es el costo de satisfacer un incremento marginal de demanda de energía en el nodo k .

Se presentan dos formulaciones derivadas de una formulación de flujos óptimos, con diferente grado de detalle.

5.4.1 Formulación completa

Esta formulación resuelve el problema de flujos de CD y los multiplicadores de Lagrange de los nodos se obtienen directamente, esto es,

$$\rho_i = \lambda_i \tag{5.2}$$

Considere el despacho económico simplificado descrito por una función objetivo lineal de minimización de costos

$$\min \sum C_i(Pg_i) \tag{5.3}$$

sujeto a:

multiplicador de Lagrange

a) ecuaciones de balance nodal

$$[B_x] * [\theta_i] - [P_i] = 0 \quad \lambda_i \quad (5.4)$$

b) límites de generación

$$P_{g_i}^{\min} \leq P_{g_i} \leq P_{g_i}^{\max} \quad \lambda_{g_i} \quad (5.5)$$

c) límites de transmisión

$$-f_{ij}^{\max} \leq f_{ij} \leq f_{ij}^{\max} \quad \lambda_{f_{ij}} \quad (5.6)$$

donde

P_i inyección de potencia en el nodo i

$P_{g_i}^{\min}$ y $P_{g_i}^{\max}$ límites de potencia del generador i

C_i función de costo individual para cada generador i

f_{ij}^{\max} capacidad máxima de la línea $i - j$

λ_i multiplicador de Lagrange del balance de potencia en el nodo i .

λ_{g_i} multiplicador de Lagrange asociado a límites de generación

$\lambda_{f_{ij}}$ multiplicador de Lagrange asociado a límites en líneas de transmisión.

Para ilustrar mejor los conceptos anteriores se presenta un ejemplo utilizando el sistema de prueba 4 nodos del capítulo 3 que se muestra en la figura 5.1, los datos del sistema se muestran en el apéndice A.

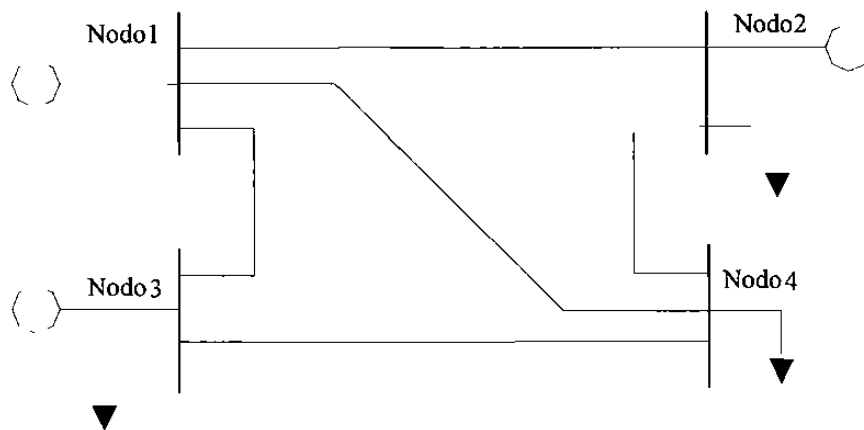


Figura 5.1. Sistema de prueba de 4 nodos.

Los resultados de la optimización para el sistema de la figura 5.1 mediante la formulación completa se muestran en la tabla 5.1.

Tabla 5.1. Resultados mediante la formulación completa.

Nodo	Generación en MW	Carga en MW	Precio nodal \$/MWh	Exportaciones e importaciones en MW
1	580	0	1	580
2	800	500	5	300
3	620	1000	3	-380
4	0	500	7	-500
Total	2000	2000		

Los flujos del sistema se muestran en la tabla 5.2.

Tabla 5.2. Flujos de potencia.

Línea	Nodo	Nodo	Flujo en MW	Multiplicador asociado
1	1	2	33.3	0
2	1	3	386.7	0
3	1	4	160	-16
4	2	4	333.3	0
5	3	4	6.7	0

La tabla 5.3 muestra los multiplicadores de Lagrange de los generadores

Tabla 5.3 Multiplicadores de Lagrange de los generadores.

Generador	Multiplicador asociado (\$/MWh)
1	0
2	3
3	0

Debido al balance de potencia nodal, los precios nodales se obtienen directamente. Adicionalmente se obtienen directamente los multiplicadores de los límites en las líneas de transmisión. Con estos resultados parecería que la formulación compacta no tiene sentido, sin embargo la formulación compacta se presenta para dar una interpretación económica a un concepto puramente matemático como es el problema de despacho económico y el nodo compensador.

Ahora se presenta un caso donde el generador 2 se encuentra fuera de su límite en 820 MW. Los resultados de la optimización para el sistema de la figura 5.1 con una violación del generador 2 se muestran en la tabla 5.4.

Tabla 5.4. Resultados con una violación de Pg_2 .

Nodo	Generación en MW	Carga en MW	Precio nodal \$/MWh	Exportaciones e importaciones en MW
1	600	0	1.67	600
2	820	500	4.32	320
3	580	1000	3	-420
4	0	500	5.65	-500
Total	2000	2000		

Los flujos del sistema se muestran en la tabla 5.5.

Tabla 5.5. Flujos de potencia con una violación de Pg_2 .

Línea	Nodo	Nodo	Flujo en MW	Multiplicador asociado
1	1	2	26.7	0
2	1	3	413.3	0
3	1	4	160	-10.6
4	2	4	346.7	0
5	3	4	6.7	0

La tabla 5.6 muestra los multiplicadores de Lagrange de los generadores

Tabla 5.6 Multiplicadores de Lagrange de los generadores.

Generador	Multiplicador asociado (\$/MWh)
1	0.67
2	2.32
3	0

El cambio de generación en el nodo 2 hace que el generador 1 aumente y llegue a su límite, la tabla 5.6 muestra los multiplicadores asociados a los generadores 1 y 2.

Ahora se presenta un caso donde se viola el límite del generador 1 y el límite de la línea 3 para el sistema de la figura 5.1. Los resultados de la optimización se muestran en la tabla 5.7.

Tabla 5.7. Resultados con una violación de P_{g1} y f_{l3} .

Nodo	Generación en MW	Carga en MW	Precio nodal \$/MWh	Exportaciones e importaciones en MW
1	904	0	1	904
2	450	500	2	-50
3	645	1000	3	-355
4	0	500	2	-500
Total	2000	2000		

Los flujos del sistema se muestran en la tabla 5.8.

Tabla 5.8. Flujos de potencia con una violación de P_{g1} y f_{l3} .

Línea	Nodo	Nodo	Flujo en MW	Multiplicador asociado
1	1	2	220	0.9
2	1	3	440	2.4
3	1	4	244	0
4	2	4	170	0
5	3	4	85	0

La tabla 5.9 muestra los multiplicadores de Lagrange de los generadores

Tabla 5.9 Multiplicadores de Lagrange de los generadores.

Generador	Multiplicador asociado (\$/MWh)
1	0
2	0
3	0

La potencia del generador 1 aumenta a 904 MW, los generadores 2 y 3 disminuyen su potencia y se observa cómo disminuye el precio en los nodos 2, 3 y 4. No hay generadores operando en su límite máximo por lo que los valores de los multiplicadores asociados a dichos generadores son cero.

Ahora se presenta un caso donde no hay restricciones para el sistema de transmisión de la figura 5.1. Los resultados de la optimización se muestran en la tabla 5.10.

Tabla 5.10. Resultados sin congestiónamiento.

Nodo	Generación en MW	Carga en MW	Precio nodal \$/MWh	Exportaciones e importaciones en MW
1	600	0	3	600
2	800	500	3	300
3	600	1000	3	-400
4	0	500	3	-500
Total	2000	2000		

Los flujos del sistema se muestran en la tabla 5.11.

Tabla 5.11. Flujos de potencia sin congestionamiento.

Línea	Nodo	Nodo	Flujo en MW	Multiplicador asociado
1	1	2	35.4	0
2	1	3	402	0
3	1	4	162.5	0
4	2	4	335.4	0
5	3	4	2	0

La tabla 5.12 muestra los multiplicadores de Lagrange de los generadores

Tabla 5.12 Multiplicadores de Lagrange de los generadores.

Generador	Multiplicador asociado (\$/MWh)
1	2
2	1
3	0

Los precios en los nodos son iguales debido a que no hay congestionamiento, los generadores 1 y 2 están en su límite máximos y sus multiplicadores asociados se muestran en la tabla 5.12.

5.4.2 Formulación compacta

Mediante esta formulación se obtiene una solución más rápida del problema de despacho económico con restricciones y está representada de la siguiente manera.

Reescribiendo la ecuación (5.3), utilizando la formulación detallada se tiene,

$$\min \sum C_i(Pg_i)$$

sujeto a:

multiplicador de Lagrange

a) ecuaciones de balance de potencia

$$\sum_{i=1}^n Pg_i - \sum_{i=1}^n Pd_i = 0 \quad \lambda_b \quad (5.7)$$

b) límites de generación y transmisión de (5.5) y (5.6) respectivamente.

donde

Pg_i potencia del generador i

Pd_i potencia de la carga i

λ_b multiplicador de Lagrange del balance de potencia

Los flujos de potencia en las líneas de transmisión se determinan utilizando los factores de sensibilidad lineal mostrados en el capítulo 2. Una vez obtenidos los λ 's del sistema, los costos marginales de los nodos pueden ser determinados, dependiendo de los límites en las restricciones y la representación de pérdidas.

Si el generador i es marginal, es decir, se encuentra operando dentro de sus límites, un incremento de la demanda en ese nodo (ΔPd_i) será suministrado localmente a un costo b_i , considerando una representación lineal $C_i = a_i + b_i P g_i$; entonces,

$$\rho_i = b_i \quad (5.8)$$

Si el generador i está en su límite máximo, tendrá un multiplicador de Lagrange asociado λ_{g_i} , y el incremento en la demanda (ΔPd_i) podría ser suministrado localmente a un costo c_i , sin embargo esto haría que $P g_i$ exceda el límite de generación por lo que se requiere utilizar otro generador para suministrar el incremento de carga, de esta forma λ_{g_i} es el costo requerido para volver al generador a su límite. Por lo que el costo marginal en este caso se puede expresar como:

$$\rho_i = b_i + \lambda_{g_i} \quad (5.9)$$

El multiplicador de Lagrange λ_{g_i} también se puede interpretar como el beneficio por unidad de potencia que se tendría si el límite pudiera ser incrementado.

En los nodos donde sólo hay carga, el costo marginal está dado por:

$$\rho_i = \lambda_b + \sum (FCG_{i,y} * \lambda_{f_y}) \quad (5.10)$$

donde

$FCG_{i,y}$ factor de distribución de la línea ij para un cambio de potencia en el nodo i

En el caso que no haya límites de transmisión violados, todos los multiplicadores λ_{f_y} son cero.

λ_b es el multiplicador de Lagrange de las ecuaciones de balance, y en la formulación matemática completa el costo marginal del nodo compensador. Si el compensador es un generador marginal, entonces,

$$\lambda_b = b_{nc} \quad (5.11)$$

La tabla 5.13 muestra los factores de distribución por cambio de generación del sistema de prueba de 4 nodos mostrado en la figura 5.1

Tabla 5.13. FCG's del sistema de la figura 5.1.

Línea	Nodo1 *	Nodo 2	Nodo 3	Nodo 4
1	0	-0.5417	-0.1042	-0.3125
2	0	-0.2083	-0.7708	-0.3125
3	0	-0.2500	-0.1250	-0.3750
4	0	0.4583	-0.1042	-0.3125
5	0	-0.2083	0.2292	-0.3125

* nodo compensador

La función objetivo es la siguiente:

$$\min[Pg_1 + 2Pg_2 + 3Pg_3]$$

sujeto a:

$$Pg_1 + Pg_2 + Pg_3 = 20$$

λ_b

$$\begin{aligned}
 -2.2 &\leq -.541*(Pg_2 - Pd_2) - .104*(Pg_3 - Pd_3) - .312*(Pg_4 - Pd_4) \leq 2.2 & \lambda_{f_{12}} \\
 -4.4 &\leq -.208*(Pg_2 - Pd_2) - .770*(Pg_3 - Pd_3) - .312*(Pg_4 - Pd_4) \leq 4.4 & \lambda_{f_{13}} \\
 -1.6 &\leq -.250*(Pg_2 - Pd_2) - .125*(Pg_3 - Pd_3) - .375*(Pg_4 - Pd_4) \leq 1.6 & \lambda_{f_{14}} \\
 -4.4 &\leq .458*(Pg_2 - Pd_2) - .104*(Pg_3 - Pd_3) - .312*(Pg_4 - Pd_4) \leq 4.4 & \lambda_{f_{24}} \\
 -2.2 &\leq -.208*(Pg_2 - Pd_2) + .229*(Pg_3 - Pd_3) - .312*(Pg_4 - Pd_4) \leq 2.2 & \lambda_{f_{34}} \\
 \\
 0 &\leq P_{g_1} \leq 6 & \lambda_{g_1} \\
 0 &\leq P_{g_2} \leq 8 & \lambda_{g_2} \\
 0 &\leq P_{g_3} \leq 10 & \lambda_{g_3}
 \end{aligned}$$

La tabla 5.14 muestra el valor de los multiplicadores de Lagrange

Tabla 5.14. Multiplicadores de Lagrange.

Multiplicador de Lagrange	\$/MWh
λ_b	1
$\lambda_{f_{14}}$	-16
λ_{g_2}	3

El costo marginal del nodo 1 (compensador) se obtiene mediante (5.11)

$$\rho_1 = \lambda_b = 1$$

Los costos marginales de los nodos 2, 3 y 4 se pueden obtener mediante (5.10)

$$\rho_2 = 1 + (-.25 * -16) = 5$$

$$\rho_3 = 1 + (-.125 * -16) = 3$$

$$\rho_4 = 1 + (-.375 * -16) = 7$$

El generador del nodo 2 está en su límite máximo por lo tanto, el precio en el nodo dos se puede obtener mediante (5.9)

$$\rho_2 = 2+3 = 5$$

5.5 Derechos de transmisión financieros

Los derechos de transmisión financieros (*FTR's*), son instrumentos que sirven para proteger contra las diferencias en los precios nodales. En su forma más simple, un derecho de transmisión es un contrato entre el operador del sistema y un participante del mercado (poseedor del derecho).

El derecho de transmisión no otorga un derecho de uso exclusivo del sistema de transmisión, en lugar de esto, otorga a su propietario el derecho a recibir rentas por el congestionamiento entre dos nodos para un nivel específico de MW's. El propietario tiene el derecho a recibir pagos iguales a la diferencia entre los precios nodales de envío y recepción multiplicados por un valor de potencia, esto es

$$\text{Rentas}(FTR_i) = [FTR_i] * [\delta] \quad (5.12)$$

donde

$[\delta]$ es un vector columna de diferencias de precios nodales.

Existe poca experiencia en la implementación de *FTR's* [6], pero se ha recomendado asignar *FTR's* solo en nuevas líneas de transmisión para los agentes del mercado que financien tales expansiones en la transmisión. El *FTR* para una nueva línea entre el nodo i y el nodo j ha sido definido como el derecho de compensación igual a la diferencia de precios entre estos nodos.

Adicionalmente, en la implantación de derechos de transmisión financieros existen diversos aspectos a observar, los cuales serán manejados posteriormente.

- Cómo se presentó en el capítulo 4, cuando hay congestión los precios nodales son diferentes, un participante en el mercado (generador o carga) puede adquirir un derecho de red para protegerse de las variaciones del precio en los nodos.
- Cuando un sistema de transmisión está experimentando congestión, un nodo que no pueda importar potencia adicional pudiera experimentar precios altos de las compañías generadoras locales que saben que tienen poder de mercado.
- El “Pool” que venda contratos de derecho de red estaría sujeto a pérdidas si vendiera derechos para transferir energía que estuvieran excediendo los límites de transmisión a través de las líneas congestionadas.
- Para obtener un derecho de transmisión hay que pagar una prima.

5.6 Aplicación de derechos de transmisión

Con el fin de mostrar la aplicación de derechos de transmisión financieros considere el sistema de prueba de 4 nodos mostrado en la figura 5.1. Cuando no hay congestión los resultados de la optimización mediante la formulación completa se muestran en la tabla 5.10.

Los flujos del sistema sin congestión se muestran en la tabla 5.11.

Los resultados ante congestión se muestran en las tablas 5.1 y 5.2.

El congestión ha provocado que el precio en el nodo 4 aumente de \$3.00/MWh (tabla 5.10) a \$7.00/MWh.

Como se presentó en el capítulo 4 cuando hay congestión existe un excedente en dinero colectado respecto al que se paga a generadores. Si se asume que la compañía generadora del nodo 1 tiene un contrato con la compañía compradora del nodo 4. Los términos del contrato establecen un pago por la energía eléctrica a un precio acordado entre ambas partes. Sin embargo, la carga es facturada al precio de mercado en el "Pool", y similarmente el "Pool" le paga a la compañía generadora al precio de mercado.

Cuando no hay congestión y no se consideran pérdidas $\lambda_1 = \lambda_4$, sin embargo con la restricción activa de transmisión en la línea 3 se observa que $\lambda_1 < \lambda_4$. De esta forma el "Pool" factura a la carga a un precio mayor que el que paga al generador y diferente también al precio acordado en el contrato. De esta forma la compañía generadora debe aportar esa diferencia.

El resultado final es que el congestión afecta los ingresos y ganancias de la compañía generadora. Sin embargo, se podría proteger ante esta eventualidad al adquirir un contrato de derecho de red para transmitir PD₄ MW del nodo 1 al nodo 4 en

un período especificado de tiempo. Este contrato establece que si los precios en los nodos 1 y 4 no son iguales, el “Pool” reembolsará esta diferencia al propietario del contrato. En este caso a la compañía generadora del nodo 1. El Pool tiene los fondos para realizar este pago a través del excedente colectado debido a la diferencia de precios. Por lo tanto, la carga recibe la energía al precio contratado y la compañía generadora no es afectada por el congestionamiento.

Cuando no hay congestionamiento en el sistema de prueba de 4 nodos de la figura 5.1, las cargas pagan \$60.00/MWh y es la misma cantidad que se paga a los generadores. En el caso con congestión la carga paga \$90.00/MWh y a los generadores se les paga \$64.40/MWh, el “Pool” tiene un excedente por hora de \$25.60/MWh.

Usando el excedente en dinero colectado, el “Pool” puede subastar derechos de transmisión financieros entre los participantes en el mercado que les permitirán cobrar rentas por congestionamiento, que pueden ser obtenidas asignando rentas a cada línea utilizando los precios nodales,

1. Se asigna un FTR_1 que otorga a su propietario el derecho a cobrar rentas por la diferencia entre los precios en los nodos 1 y 2 por 0.333 p.u.
2. Se asigna un FTR_2 que otorga a su propietario el derecho a cobrar rentas por la diferencia entre los precios en los nodos 1 y 3 por 3.867 p.u.
3. Se asigna un FTR_3 que otorga a su propietario el derecho a cobrar rentas por la diferencia entre los precios en los nodos 1 y 4 por 1.6 p.u.
4. Se asigna un FTR_4 que otorga a su propietario el derecho a cobrar rentas por la diferencia entre los precios en los nodos 2 y 4 por 3.333 p.u.
5. Se asigna un FTR_5 que otorga a su propietario el derecho a cobrar rentas por la diferencia entre los precios en los nodos 3 y 4 por 0.067 p.u.

Esta asignación de derechos de transmisión tiene la desventaja de que algunas rentas pudieran ser negativas dependiendo de la dirección del flujo en la línea y de la diferencia en los precios nodales de esa línea, además el generador 1 tendría que adquirir todos los derechos otorgados por el “Pool” para recibir el excedente en dinero colectado. Una alternativa que puede ser derivada de la formulación compacta del problema de despacho económico, es asignar estos derechos línea por línea utilizando el multiplicador asociado a dichas líneas para otorgar a los dueños el derecho a colectar rentas por congestiónamiento iguales a:

$$\text{Rentas}(FTR_{ij}) = \lambda_{f_{ij}} (f_{ij}) \quad (5.13)$$

Aplicando (5.13) al caso anterior

$$\text{Rentas}(FTR_{14}) = 16(1.6) = 25.6$$

Aplicando (5.12) al caso anterior

$$\text{Rentas}(FTR_{14}) = 1.6(7 - 1) = 9.6$$

se observa que es $\lambda_{f_{14}}$, y no $(\rho_1 - \rho_4)$ lo que da la medición correcta del excedente en dinero colectado por el “Pool”.

Cómo se mencionó anteriormente, el operador del sistema que venda derechos de transmisión podría estar sujeto a pérdidas si vendiera derechos de transmisión que estuvieran excediendo los límites de transmisión a través de las líneas congestionadas. Para este caso la restricción en las ventas de derechos de transmisión esta limitada por la línea 3, el “Pool” puede utilizar la ecuación (5.13) para determinar la venta de derechos de transmisión, p.e., se asigna un (FTR) al generador 1 que le permite cobrar rentas por congestiónamiento igual a $\lambda_{f_{14}} * 2$ p.u. = \$32.00, el excedente en dinero colectado por el “Pool” (\$25.60) es menor a la cantidad que debe ser pagada al generador 1, por lo tanto

el operador del sistema estaría sujeto a una pérdida de $\$32.00 - \$25.60 = \$6.40$. Por otro lado, si el operador del sistema otorga un derecho que le permita al generador 1 obtener rentas por congestión menores a $\$25.60$, tendría un excedente en dinero.

CAPITULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

6.1 Conclusiones

Se presentan las conclusiones más importantes obtenidas en el desarrollo de este trabajo.

6.1.1 Factores de distribución y capacidad de transmisión disponible

- Los flujos de potencia obtenidos mediante factores de distribución son los mismos que se obtienen mediante la formulación lineal de flujos. La ventaja de su aplicación es la determinación de flujos de potencia antes de realizar una simulación y permitir la simulación de contingencias sin modificar la matriz de admitancias del sistema.

- La capacidad de transmisión disponible (CTD) entre diversos puntos de un sistema es diferente si el sistema tiene carga o si está descargado, esto debido a la utilización de capacidad de transmisión por los flujos de potencia en las líneas antes de la transacción. Para obtener con precisión la capacidad de transmisión del sistema ante diversas transacciones es importante establecer la prioridad de las mismas.
- La capacidad de transmisión disponible en un sistema descargado es simétrica, así la CTD con un generador en el nodo i y la carga en el nodo j es la misma si el generador está en el nodo j y la carga en el nodo i .

6.1.2 Matriz de transacciones

- Cuando se maximiza una transacción entre un nodo de generación y uno de carga, y no existen restricciones de generación el resultado es igual al método de la capacidad de transmisión disponible.
- La utilización de una red virtual de transacciones permite considerar diversas funciones objetivo, entre ellos: transacciones entre generadores y entidades comerciales, maximizar las ventas de dos o más generadores hacia una carga, etc. Adicionalmente permite observar las transacciones en cada nodo del sistema.
- La adición de entidades comerciales a la red virtual de transacciones permite modelar diversas opciones de mercados de electricidad.

6.1.3 Análisis de congestión

- Cuando no hay congestión en el sistema de transmisión ni se consideran pérdidas de transmisión, el precio de la energía es el mismo en cada nodo del sistema.
- Cuando se presenta congestión en un sistema radial, la restricción de transmisión produce un incremento en el precio en el nodo que no puede importar energía, el precio en los nodos restantes es el mismo. En cambio, si el congestión ocurre en un sistema mallado el precio de la energía es único para cada nodo.
- La elasticidad de la demanda con el precio se puede modelar especificando los niveles de compra para cada opción de precio. A medida que el precio es más alto, el monto a comprar es más bajo.

6.1.4 Formulaciones derivadas de flujos óptimos

- La formulación compacta obtiene un resultado rápido, sin embargo tiene la desventaja de que los precios nodales no se obtiene directamente.
- Cuando un generador se encuentra en su límite superior el precio de la energía en ese nodo de generación será el costo marginal del generador.
- La formulación detallada presenta la ventaja de obtener los precios nodales directamente, se utilizan los multiplicadores de Lagrange asociados al balance de potencia nodal.

6.1.5 Derechos de transmisión financieros

- Asignar derechos de transmisión línea por línea mediante los precios nodales presenta la desventaja de que algunos de los derechos pudieran ser negativos dependiendo de la dirección del flujo en la línea y de la diferencia en los precios nodales en los extremos de la línea.
- Una alternativa para solucionar el problema de derechos de transmisión negativos es asignar derechos línea por línea utilizando los multiplicadores asociados a dichas líneas.
- El operador del sistema debe establecer una forma precisa para la venta de derechos de transmisión puesto que podría estar sujeto a pérdidas económicas si vendiera derechos que excedieran los límites de las líneas congestionadas. El valor máximo de derechos de transmisión que un operador del sistema puede vender deberá ser menor o igual a la sumatoria de los flujos en las líneas multiplicados por sus multiplicadores asociados.

6.2 Recomendaciones para trabajos futuros

- Utilizar el método de compensación [20] en las formulaciones presentadas para incluir contingencias de dos o más líneas de transmisión y adicionar líneas al sistema de potencia.
- Desarrollar un algoritmo eficiente que permita determinar la capacidad de transmisión disponible del sistema mediante el modelo completo de CA.
- Mejorar el algoritmo de la matriz de transacciones del capítulo 3 para asignar pérdidas de transmisión.

- Realizar un estudio completo de flujos óptimos de CA para incluir el despacho de potencia reactiva en la formulación, controlar los voltajes en los nodos y los límites de potencia reactiva de los generadores.
- Desarrollar un algoritmo de pronóstico de demanda para establecer contratos entre los participantes del mercado.

6.4 Aportaciones del trabajo

- Se desarrolló un algoritmo que permite controlar los flujos de potencia y simular contingencias de una manera rápida mediante los factores de distribución. Adicionalmente se incorporó este algoritmo a las formulaciones de mercados eléctricos competitivos.
- Se analiza el impacto de un nuevo generador en el sistema de potencia, y se determina la CTD considerando diversas ubicaciones para la generación y la carga, adicionalmente se establecen prioridades en las transacciones para obtener un mejor aprovechamiento de la red de transmisión.
- Se desarrolló y probó un algoritmo general que permite modelar cualquier transacción entre los participantes del mercado incluyendo contingencias.
- Se presenta el problema del congestionamiento y se analiza su efecto en los costos marginales de energía para diferentes casos de estudio.
- Se presentan dos formulaciones derivadas de flujos óptimos utilizadas para determinar los precios nodales y se establecen diferencias. Estas formulaciones son la base para la aplicación de derechos de transmisión financieros.

REFERENCIAS

- [1] S. Hunt, G. Shuttleworth, "Unlocking the Grid", IEEE Spectrum, July 1996, Pags. 20-25.
- [2] B. R. Barkovich, D.V. Hawk, "Charting a new course in California", IEEE Spectrum, July 1996, Pags. 26-31.
- [3] "Promoting Wholesale Competition Through Open Access Nondiscriminatory Transmission Services by Public Utilities", Federal Energy Regulatory Commission Order No. 888, 1996.
- [4] H. Singh, S. Hao, A. Papalexopoulos, "Transmission Congestion Management in Competitive Electricity Markets", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 2, May 1998.
- [5] R. D. Christie, B. F. Wollenberg, I. Wangensteen, "Transmission Management in the Deregulated Enviroment", Proceedings of the IEEE, Vol. 88, No. 2, February 2000.
- [6] W. W. Hogan, "Contract Networks for Electric Power Transmission: Technical Reference", John F. Kennedy School of Government, Harvard University, Cambridge, MA, February 1992.
- [7] S. M. Harvey, W. W. Hogan, S. L. Pope, "Transmission Capacity Reservations and Transmission Congestion Contracts", Cambridge, MA, March 8 1997.
- [8] F. D. Galiana, M. Ilic, "A Mathematical Framework for the Analysis and Management of Power Transactions under Open Access", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 2, May 1998.

- [9] J. W. M. Cheng, F. D. Galiana, D. T. McGillis, "Studies of Bilateral Contracts with Respect to Steady-State Security in a Deregulated Environment", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.13, No. 3, August 1998.
- [10] T. W. Gedra, "On Transmission Congestion and Pricing", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 4, No. 1, February 1999.
- [11] A. F. Vojdani, C. F. Imparato, N. K. Saini, B. F. Wollenberg, H. H. Happ, "Transmission Acces Issues", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 1, February 1996.
- [12] F. Aboytes, "Transacciones de Energía en un Mercado Eléctrico Competitivo", RVP'97-SIS-32, Julio 1997, Pags. 291-297.
- [13] F. Aboytes, "Mercados Eléctricos Competitivos. Parte I: Fundamentos y Estructuras", 13^a Reunión de Verano de Potencia IEEE, RVP-2000, Julio 2000.
- [14] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, "Power Generation Operation and Control", John Wiley & Sons, 1996.
- [15] F. Aboytes, Ed. "Análisis de Sistemas de Potencia" F.I.M.E., Universidad Autónoma de Nuevo León, Monterrey N. L. México 1990.
- [16] F. Aboytes, J. J. Guerrero, "Operación Económica de Sistemas Eléctricos de Potencia", CFE-CENACE, Monterrey N. L. Abril 1996.
- [17] T. F. Coleman, M. A. Branch, A. Grace, "Optimization Toolbox", For Use with MATLAB[®], User's Guide Version 2, January 1999.

- [18] Carpentier, J., "Contribution e létude do Dispatching Economique", Bulleting Society Française Electriciens, Vol. 3, August 1962.
- [19] Carpentier, J., "Optimal Power Flows", Int. J. Electric Power and Energy Systems, Vol. 1, April 1979, Pags. 3-15.
- [20] R. Lara, F. Aboytes, "Análisis de Seguridad en Estado Estable en Sistemas Eléctricos de Potencia", Tesis de Maestría, UNAM, México D. F. Junio 1982.
- [21] G. C. Ejebe, J. G. Waight, M. Santos-Nieto, W. F. Tinney, "Fast Calculation of Linear Available Capability", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 3, August 2000.
- [22] Yan Ou, Chanan Singh, "Assessment of Available Transfer Capability and Margins", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17. No. 2, May 2002
- [23] Katia C. Almeida, Francisco D. Galiana, "Critical Cases in the Optimal Power Flow", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 11, No. 3, August 1996.
- [24] John W. M. Cheng, Donald T. McGillis, Francisco D. Galiana, "Probabilistic Security of Bilateral Transactions in a Deregulated Enviroment", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 3, August 1999.
- [25] K. C. Almeida, F. D. Galiana, S. Soares, "A General Parametric Optimal Power Flow", IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 9, No. 1, February 1994.
- [26] Jhon J. Grainger, William D. Stevenson Jr., "Power System Analysis", Mc. Graw Hill, 1996.

- [27] Thomas J. Overbye, James D. Weber, "Visualizing the Electric Grid", IEEE Spectrum, February 2001.

- [28] North American Electric Reliability Council (NERC). (1997, Nov.) GAPP experiment, six month report. [Online] Available WWW, <http://www.nerc.com>.

- [29] North American Electric Reliability Council (NERC). (1996, April) Available transfer capability definitions and determination. [Online] Available WWW, <http://www.nerc.com>.

- [30] Teófilo De la Torre, James W. Feltes, Tomás Gómez San Román, Hayde M. Merrill, "Deregulation, Privatization, and Competition: Transmission Planning Under Uncertainty.

- [31] M. Huneault, F. D. Galiana, "A Survey of the Optimal Power Flow Literature", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 2, May 1999.

INDICE DE TABLAS

Tabla		Página
2.1	FCG's del sistema de la figura 2.1	16
2.2	FDSL's del sistema de la figura 2.1	18
2.3	Flujos de potencia del sistema de la figura 2.1	20
2.4	Despacho de generación de la figura 2.1	21
2.5	Límite de los flujos del sistema de la figura 2.1	22
2.6	Despacho de generación con restricciones	22
2.7	Potencia máxima de un nuevo productor al sistema de la figura 2.1	24
2.8	Potencia máxima de un nuevo productor en un sistema descargado	26
2.9	CTD de la figura 2.5	30
2.10	CTD de la figura 2.2 en contingencia	32
3.1	Transacciones entre generadores y cargas del caso base	44
3.2	Transacciones entre generadores y comercializadores del caso base	44
3.3	Transacciones entre generadores y la carga 2 ante contingencias sencillas	45
3.4	Transacciones entre generadores y comercializador 1	46
3.5	Maximizar la potencia del generador 2	47
3.6	Maximizar la suma de potencia generada por los generadores 1 y 2	48
3.7	Maximizar la combinación de transacciones con la carga 2	49
3.8	Minimizar la desviación de T_y^0 (Generadores - Cargas)	50
3.9	Minimizar la desviación de T_k^0 (Generadores - Comercializadores)	51
3.10	Minimizar la desviación de T_k^0 (Generadores – Comercializador 1)	51
4.1	Resultados cuando no importa el precio	62
4.2	Resultados con un nivel de precio menor que P_1	63
4.3	Resultados con un nivel de precio mayor que P_1	63

INDICE DE TABLAS (Continuación)

4.4	Resultados con tres niveles de precio	64
4.5	Resultados	66
4.6	Resultados del caso base	72
4.7	Flujos de potencia del caso base	73
4.8	Resultados del congestionamiento en condiciones normales	74
4.9	Flujos de potencia del congestionamiento en condiciones normales	75
4.10	Resultados del congestionamiento ante contingencia sencilla	75
4.11	Flujos de potencia del congestionamiento ante contingencia sencilla	76
4.12	Resultados con una oferta de \$40/MWh para la carga del nodo 7	78
4.13	Flujos de potencia	78
4.14	Resultados con un precio de \$45/MWh para la carga del nodo 7	79
4.15	Flujos de potencia	80
4.16	Resultados con un precio mayor de \$45/MWh para la carga del nodo 7	80
4.17	Flujos de potencia	81
4.18	Congestionamiento en un sistema mallado	82
4.19	Flujos de potencia con congestionamiento en un sistema mallado	83
4.20	Resultados del caso base	85
5.1	Resultados mediante la formulación completa	91
5.2	Flujos de potencia	92
5.3	Multiplicadores de Lagrange de los generadores	92
5.4	Resultados con una violación de Pg_2	93
5.5	Flujos de potencia con una violación de Pg_2	93
5.6	Multiplicadores de Lagrange de los generadores	93
5.7	Resultados con una violación de Pg_1 y fl_3	94
5.8	Flujos de potencia con una violación de Pg_1 y fl_3	94
5.9	Multiplicadores de Lagrange de los generadores	95
5.10	Resultados sin congestionamiento	95

INDICE DE TABLAS (Continuación)

5.11	Flujos de potencia sin congestiónamiento	96
5.12	Multiplicadores de Lagrange de los generadores	96
5.13	FCG's del sistema de la figura 5.1	99
5.14	Multiplicadores de Lagrange	100
A.1	Datos del sistema de prueba de 6 nodos	98
A.2	Datos de generadores del sistema de prueba de 6 nodos	98
A.3	Datos de cargas del sistema de prueba de 6 nodos	99
A.4	Datos del sistema de prueba de 7 nodos	99
A.5	Datos de generadores del sistema de prueba de 7 nodos	99
A.6	Datos de cargas del sistema de prueba de 7 nodos	99
A.7	Datos del sistema de prueba de 3 nodos	100
A.8	Datos de generadores del sistema de prueba de 3 nodos	100
A.9	Datos de cargas del sistema de prueba de 3 nodos	101

INDICE DE FIGURAS

Figura		Página
2.1	Sistema de prueba de 6 nodos	15
2.2	Sistema de prueba de 7 nodos	28
3.1	Red virtual de transacciones	34
3.2	Red virtual de transacciones	35
3.3	Sistema de prueba de 4 nodos	42
4.1	Sistema de 3 nodos	53
4.2	Sistema de prueba de 4 nodos con generación y carga	61
4.3	No importa el precio	62
4.4	Dos niveles definidos del precio	63
4.5	Tres niveles definidos del precio	65
4.6	Característica de la oferta y la demanda	67
4.7	Sistema de prueba de 7 nodos	70
5.1	Sistema de prueba de 4 nodos	91

APENDICE A

DATOS DE LOS SISTEMAS DE PRUEBA

APENDICE A

DATOS DE LOS SISTEMAS DE PRUEBA

Se presentan los datos de los sistemas de prueba de los capítulos 2,3,4 y 5.

Tabla A.1 Datos del sistema de prueba de 6 nodos.

Línea	Nodo	Nodo	Reactancia	Capacidad en MW
1	1	2	0.08	600
2	1	4	0.08	600
3	1	5	0.14	400
4	2	3	0.10	500
5	2	4	0.04	1200
6	2	5	0.14	400
7	2	6	0.08	600
8	3	5	0.12	450
9	3	6	0.04	1200
10	4	5	0.16	300
11	5	6	0.14	400

Tabla A.2 Datos de generadores del sistema de prueba de 6 nodos.

Generador	Nodo	b	c	Potencia Máxima en MW
1	1	0.1	0.001	1500
2	2	0.3	0.003	1000
3	3	0.2	0.002	1200

Tabla A.3 Datos de cargas del sistema de prueba de 6 nodos.

Carga en nodo	Potencia en MW
4	1000
5	1000
6	1000

Tabla A.4 Datos del sistema de prueba de 7 nodos.

Línea	Nodo	Nodo	Circuitos	Reactancia por circuito	Resistencia por circuito	Capacidad en MW
1	1	2	4	0.02	0.005	2000
2	1	3	3	0.02	0.005	1500
3	1	4	4	0.08	0.020	500
4	2	4	3	0.01	0.002	3000
5	3	5	2	0.04	0.010	1000
6	3	6	4	0.01	0.002	800
7	4	7	2	0.04	0.010	500
8	5	6	4	0.02	0.005	2000
9	5	7	3	0.03	0.007	1000
10	6	7	3	0.02	0.005	1500

Tabla A.5 Datos de generadores del sistema de prueba de 7 nodos.

Generador	Nodo	b	c	Potencia Máxima en MW
1	1	12	0.004	1500
2	2	14	0.006	1000
3	3	20	0.006	1200
4	4	16	0.006	1500
5	5	14	0.005	1500
6	6	14	0.004	1500
7	7	32	0.009	2500

Tabla A.6 Datos de cargas del sistema de prueba de 7 nodos.

Carga en nodo	Costo	Potencia en MW
1	-100	1000
2	-100	1000
3	-100	1000
4	-100	1000
5	-100	1000
6	-100	1000
7	-100	1500

Tabla A.7 Datos de generadores del sistema de prueba de 7 nodos.

Generador	Nodo	b			c			Potencia Máxima en MW
		P1	P2	P3	P1	P2	P3	
1	1	12	12	12	0.005	0.01	0.01	1500
2	2	14	14	14	0.008	0.01	0.01	1000
3	3	16	20	20	0.010	0.04	0.04	1200
4	4	16	16	16	0.010	0.03	0.03	1500
5	5	14	14	14	0.008	0.01	0.01	1500
6	6	14	14	14	0.008	0.01	0.02	1500
7	7	22	30	30	0.012	0.03	0.05	2500

Tabla A.8 Datos de cargas del sistema de prueba de 7 nodos.

Carga en nodo	Costo	Potencia en MW
1	-100	1000
2	-100	1000
3	-100	1000
4	-100	1000
5	-100	1000
6	-100	1000
7	-40	1000

Tabla A.9 Datos del sistema de prueba de 4 nodos.

Línea	Nodo	Nodo	Circuitos	Reactancia por circuito	Capacidad en MW
1	1	2	2	0.2	220
2	1	3	2	0.1	440
3	1	4	2	0.25	160
4	2	4	2	0.1	440
5	3	4	2	0.2	220

Tabla A.10 Datos de generadores del sistema de prueba de 4 nodos.

Generador en nodo	Potencia Mínima en MW	Potencia Máxima en MW
1	0	600
2	0	800
3	0	1000

Tabla A.11 Datos del cargas del sistema de prueba de 4 nodos.

Carga en nodo	Potencia en MW
2	500
3	1000
4	500

Tabla A.12 Relación entre generadores y entidades comerciales

Entidad comercial	Potencia máxima adquirida de los generadores			Total
	G1	G2	G3	
1	6	8	10	24
2	6	8	10	24
3	6	8	10	24

Tabla A.13 Relación entre cargas y entidades comerciales

Entidad comercial	Potencia máxima hacia las cargas			Total
	G1	G2	G3	
1	5	10	5	20
2	5	10	5	20
3	5	10	5	20

Tabla A.14 Datos del sistema de prueba de 4 nodos con generación y carga.

Línea	Nodo	Nodo	Circuitos	Reactancia por circuito	Capacidad en MW
1	1	2	2	0.2	200
2	1	3	2	0.1	400
3	1	4	2	0.2	200
4	2	4	2	0.1	400
5	3	4	2	0.2	200

Tabla A.15 Datos de generadores del sistema de prueba de 4 nodos con generación y carga.

Generador	Nodo	Costo	Potencia Mínima en MW	Potencia Máxima en MW
1	1	19	0	130
2	2	19	0	130
3	3	22	0	70
4	4	22	0	70

Tabla A.16 Datos del cargas del sistema de prueba de 4 nodos con generación y carga.

Carga en nodo	Costo	Potencia en MW
1	-20	100
2	-20	100
3	-22	100
4	-22	100

