



**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL
FACULTAD DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD Y COMPUTACIÓN**

**“UTILIZACIÓN DEL SIMULADOR POWERWORLD PARA LA
EVALUACIÓN DE LA OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS
ELÉCTRICOS DE POTENCIA”**

TESIS DE GRADO

**PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN ELECTRICIDAD
ESPECIALIZACIÓN POTENCIA**

**Presentado por
Régulo Javier Viscarra Jaramillo**

Guayaquil - Ecuador

2007

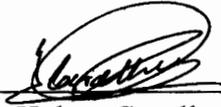
AGRADECIMIENTO

Mi más sincero agradecimiento a cada una de las personas que me inspiraron e hicieron posible la finalización de este trabajo.

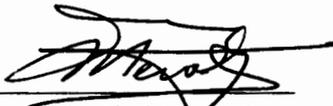
DEDICATORIA

A mi familia, quienes con su apoyo y confianza lograron que esto sea posible.

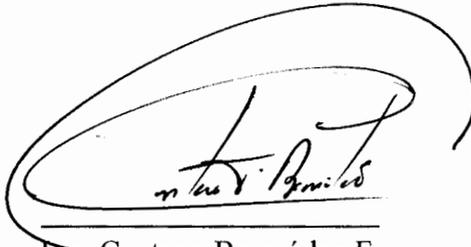
TRIBUNAL DE GRADO



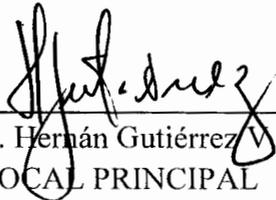
Ing. Holger Cevallos U.
PRESIDENTE DEL TRIBUNAL



Dr. Cristóbal Mera G.
DIRECTOR DE TESIS



Ing. Gustavo Bermúdez F.
VOCAL PRINCIPAL



Ing. Hernán Gutiérrez V.
VOCAL PRINCIPAL

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL".

(Reglamento de Graduación de la ESPOL).

Régulo Javier Viscarra Jaramillo

RESUMEN

La energía eléctrica, sin duda alguna de extrema importancia para el desarrollo y avance en la vida cotidiana. De aquí la radical importancia de que llegue a cada consumidor de la manera mas segura, confiable y económica. Para lograr esto, se requiere que los sistemas de potencia sean confiables y bien diseñados. De estas características: el de diseño debe cumplirse al 100%, sin embargo, la confiabilidad no se puede, ya que para esto debería existir una redundancia tal que encarecería a los sistemas de potencia. Por lo tanto los sistemas de potencia son construidos en base a un óptimo diseño y margen de confiabilidad. De aquí, que es responsabilidad de la operación de los sistemas eléctricos de potencia, complementar y alcanzar una mayor confiabilidad y seguridad en el abastecimiento la energía eléctrica.

Esta tesis presenta las herramientas con las que los operadores de los sistemas de potencia se valen para lograr la meta y hacer de sus sistemas, lo más seguro, confiable y económico.

En primer lugar se presenta el Análisis de Contingencia, herramienta que permite a los operadores tener presente cuales son los elementos más débiles o susceptibles ante un evento y por lo tanto prever que maniobras realizar para mantener los parámetros de seguridad, confiabilidad y economía.

En segundo lugar se tiene la Capacidad de Transferencia Disponible, que permite determinar el monto de potencia que se puede transferir desde una barra, zona o área hacia otra sin violar las condiciones arriba mencionadas

En tercer lugar se presenta al Flujo Optimo de Potencia mecanismo mediante el cual se despacha a las unidades de generación considerando sus costos y los límites que el sistema de transmisión impone y finalmente el Flujo Optimo de Potencia con restricciones, que es una extensión del Flujo de potencia óptimo pero considerando la ocurrencia de alguna contingencia.

Para el desarrollo de este trabajo se ha utilizado el programa "POWERWORLD" versión 12 que es uno de los más utilizados en la operación de sistemas de potencia además de ser muy amigable.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	VI
ÍNDICE GENERAL.....	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XIV
ÍNDICE DE TABLAS	XXI
INTRODUCCIÓN	XXII
Antecedentes	XXIII
Importancia del uso de las funciones de aplicación en sistemas de potencia	XXIV
Objetivos	XXVI
Alcance de la tesis.....	XXVII
 CAPÍTULO 1:	
 ANÁLISIS DE CONTINGENCIA UTILIZANDO EL MÉTODO DE LOS FACTORES DE DISTRIBUCIÓN.....	1
1.1 Introducción	2

1.2	Análisis de Contingencias	4
1.3	Métodos para la selección de contingencias	7
	Factores de Distribución	8
	Técnica de posicionamiento (Ranking).....	9
	Método de Limitación (Bounding).....	10
1.4	Factores de distribución por Cambio de Generación (GSF)	13
1.5	Sensibilidad para el relajamiento en caso de sobrecarga en el sistema de transmisión (TLR)	16
1.6	Factores de Distribución para Transferencia de Potencia (PTDF).....	18
1.7	Factores de Distribución ante salida de líneas. (LODF)	21
1.8	Factores de Distribución ante Cierre de Líneas. (LCDF)	23
1.9	Monitoreo de Límites de Seguridad	25

CAPÍTULO 2:

	CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA DISPONIBLE	27
2.1	Introducción	28
2.2	Capacidad de Transferencia Disponible (ATC).....	30
	Capacidad Total de Transferencia TTC	34

	Margen de Confiabilidad de Transmisión (TRM)	37
	Margen de Beneficio de Capacidad, CBM	40
2.3	Tipos de ATC	41
2.4	ATC y las transacciones bilaterales	44
CAPÍTULO 3:		
	FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA	47
3.1	Introducción	48
3.2	Despacho Económico	50
3.3.1	Curvas de Costos de Generadores	51
	Curva Entrada/Salida:	51
	Curva Calor – Rendimiento:	52
	Curva de Costo Marginal o Incremental	53
3.3.1	Despacho Económico sin consideración de Pérdidas	54
3.3.1	Despacho Económico considerando Pérdidas	57
3.3	Flujo Óptimo de Potencia	59
3.3.1	Flujo Óptimo de potencia de Newton	61
3.3.2	Flujo de Potencia por Programación Lineal	68

3.3.3	Flujo Óptimo de Potencia con Restricciones de Seguridad	75
3.3.4	Localización de los Precios Marginales	77

CAPÍTULO 4:

EJEMPLOS DE APLICACIÓN DE LAS HERRAMIENTAS USANDO EL SIMULADOR POWERWORLD			85
	Sistema de 5 barras.....		86
	Sistema de 12 barras.....		88
4.1	Análisis de contingencia		91
4.2	Capacidad de Transferencia Disponible.....		105
4.3	Despacho Económico.....		111
4.4	Flujo Óptimo de Potencia.....		115
4.5	Flujo Óptimo de Potencia con restricciones de Seguridad.....		117
4.6	LMP's Localización de Precios Marginales		121
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....			124
BIBLIOGRAFÍA			129

ANEXO A:

FLUJO DE POTENCIA DC	131
ANEXO B:	
TUTORIAL POWERWORLD	135
Creación de un nuevo caso.....	135
Para insertar una barra:.....	136
Inserción de un Generador	138
Guardar el caso.....	140
Inserción de una línea de transmisión	144
Inserción del diagrama pastel en una línea de transmisión	148
Inserción de disyuntores (circuit breakers)	150
Inserción de un transformador	152
Inserción de Elementos de Compensación.....	157
Insertando Texto y Campos en Barras y Líneas.....	159
Resolución del Caso.....	165
Agregación de una Nueva Área	166
ANÁLISIS DE CONTINGENCIA	170
Definición de Contingencias	171
Inserción rápida de una contingencia simple	171
Inserción automática de contingencias.....	173

Ejecución del Análisis de Contingencias 175

FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA 178

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1	Diagrama del proceso de análisis de contingencias.....	6
Figura 1.2	Esquema del método de limitación.....	11
Figura 1.3	Gráfica del teorema para el método de limitación.....	8
Figura 1.4	Modelación para la simulación de salida de una línea.....	21
Figura 2.1	Diagrama de definición de la Capacidad Total de Transferencia....	37
Figura 2.2	Esquema para el desarrollo de transacciones de energía.....	45
Figura 3.1	Curva entrada – salida de un Generador.....	51
Figura 3.2	Curva de costo de un generador.....	52
Figura 3.3	Curva calor –rendimiento de un generador.....	52
Figura 3.4	Curva de costo incremental para un generador.....	53
Figura 3.5	Curva de costo linealizada correcta e incorrecta.....	54
Figura 3.6	Representación unifilar de un sistema ideal.....	55
Figura 3.7	Representación de un sistema considerando el sistema de transmisión.....	57
Figura 3.8	Función de penalidad.....	65
Figura 3.9°	Curva de función de costo ejemplo para un generador.....	68
Figura 3.10	Modelo linealizado de una función de costo.....	69
Figura 3.11	Diagrama para la solución del OPF mediante programación lineal..	74
Figura 3.12	Diagrama de flujo para SCOPF.....	76

Figura 3.13	LMP en Sistema de 2 barras sin sobrecargas en el sistema de transmisión.....	78
Figura 3.14	LMP en Sistema de 2 barras con el sistema de transmisión al límite.....	78
Figura 3.15	LMP en Sistema de 3 barras.....	79
Figura 3.16	LMP en Sistema de 3 barras con violaciones en los límites de capacidad del sistema de transmisión.....	82
Figura 3.17	Curvas linealizadas del costo incremental de los generadores.....	83
Figura 4.1	Diagrama unifilar del sistema de 5 barras.....	86
Figura 4.2	Diagrama unifilar del sistema de 12 barras.....	89
Figura 4.3	Lista de contingencias simples que presenta el PowerWorld para el sistema de 5 barras.....	92
Figura 4.4	Sistema de 5 barras en estado de operación normal.....	93
Figura 4.5	Sistema de 5 barras en estado de contingencia ante de la apertura de la línea 1-2.....	93
Figura 4.6	Sistema de 5 barras sin violación a la capacidad de la línea 2-4 luego de la apertura de la línea 1-2.....	94
Figura 4.7	Sistema de 5 barras en estado de contingencia ante de la salida del generador 4.....	95
Figura 4.8	Cálculo de TLR en Powerworld para un movimiento del generador 5.....	96

Figura 4.9	Sistema de 5 barras en estado normal de operación luego de la salida del generador 4.....	98
Figura 4.10	Análisis de contingencias presentado por el programa Powerworld para el sistema de 12 barras.....	99
Figura 4.11	Análisis de TLR presentado por el programa Powerworld para el sistema de 12 barras ante la salida del transformador 5-6.....	100
Figura 4.12	Sistema de 12 barras en estado de contingencia debido a la salida del transformador 5-6.....	100
Figura 4.13	Sistema de 12 barras en estado de operación normal luego de la salida del transformador 5-6 y del movimiento en el generador 6.....	102
Figura 4.14	Sistema de 12 barras en estado de contingencia debido a la salida del generador 6.....	103
Figura 4.15	Sistema de 12 barras en estado de contingencia debido a la salida del generador 6.....	103
Figura 4.16	Sistema de 12 barras en estado de operación normal luego de la salida del generador 6 y del movimiento en el generador 8.....	105
Figura 4.17	Menú para el cálculo de ATC para la barra 2 en el sistema de 5 barras.....	106
Figura 4.18	Presentación de resultados de ATC considerando contingencias para la barra 2 en el sistema de 5 barras.....	107

Figura 4.19	Resultados de ATC sin considerar contingencias para la barra 2 en el sistema de 5 barras.....	108
Figura 4.20	Sistema de 12 barras, 2 áreas. Área 2 color amarillo y área 1 color verde.....	109
Figura 4.21	Resultados del cálculo del ATC presentados por el programa para una transferencia desde el área 2 hacia la barra 11, en el sistema de 12 barras.....	109
Figura 4.22	Datos de las áreas en el sistema de 12 barras.....	110
Figura 4.23	Sistema de 12 barras con una transferencia de 33 MW desde el área 2 hacia la barra 11.....	110
Figura 4.24	Menú de datos de área que presenta el Powerworld.....	111
Figura 4.25	Datos de área para el sistema de 5 barras.....	111
Figura 4.26	Sistema de 5 barras resuelto por despacho económico.....	112
Figura 4.27	Datos de área en el despacho para el sistema de 12 barras como áreas independientes.....	113
Figura 4.28	Sistema de 12 barras resuelto por despacho económico como áreas independientes.....	113
Figura 4.29	Datos de área en el despacho para el sistema de 12 barras como súper área.....	114
Figura 4.30	Sistema de 12 barras resuelto por despacho económico como súper área.....	114
Figura 4.31	Datos de área para el sistema de 5 barras resuelto por OPF.....	115

Figura 4.32	Sistema de 5 barras resuelto por OPF.....	115
Figura 4.33	Datos y sistema de 12 barras resuelto por OPF como áreas independientes.....	116
Figura 4.34	Datos y sistema de 12 barras resuelto por OPF como súper área...	117
Figura 4.35	Opciones para las restricciones en el SCOPF.....	118
Figura 4.36	Resultados del SCOPF para el sistema de 5 barras.....	119
Figura 4.37	Análisis de contingencia para el sistema de 5 barras resuelto por SCOPF.....	119
Figura 4.38	Flujo para el sistema de 5 barras resuelto por SCOPF.....	120
Figura 4.39	Flujo del sistema de 12 barras, 2 áreas, resuelto por SCOPF.....	120
Figura 4.40	Flujo del sistema de 12 barras, súper área, resuelto por SCOPF.....	121
Figura 4.41	Costos en el sistema de 5 barras resuelto por OPF.....	122
Figura 4.42	Costos en el sistema de 12 barras, 2 áreas resuelto por SCOPF.....	122
Figura 4.43	Costos en el sistema de 12 barras, súper área, resuelto por SCOPF.	123
Figura B.1	Menú de opciones de diseño de barra del PowerWorld.....	137
Figura B.2	Menú de opciones de parámetros de barra del PowerWorld.....	137
Figura B.3	Menú de opciones de parámetros de generador del PowerWorld....	139
Figura B.4	Diagrama unifilar de barra y generador en el PowerWorld.....	140
Figura B.5	Menú de opciones de carga en el PowerWorld.....	143
Figura B.6	Diagrama unifilar del sistema de dos barras sin L/T en el PowerWorld.....	144
Figura B.7	Menú de opciones de parámetros de línea de transmisión /	

	transformador del PowerWorld.....	146
Figura B.8	Herramienta para calcular impedancias del PowerWorld.....	148
Figura B.9	Menú de opciones del diagrama pastel del PowerWorld.....	149
Figura B.10	Menú de opciones para el diagrama unifilar del PowerWorld.....	150
Figura B.11	Menú de opciones de disyuntores del PowerWorld.....	151
Figura B.12	Diagrama unifilar del sistema de dos barras en el PowerWorld.....	152
Figura B.13	Menú de opciones de parámetros de un transformadores en el PowerWorld.....	153
Figura B.14	Diagrama unifilar del sistema “Primer caso” en el PowerWorld....	156
Figura B.15	Menú de opciones para un compensador estático en el PowerWorld.....	158
Figura B.16	Diagrama unifilar del sistema “Primer caso” con compensador estático en el PowerWorld.....	159
Figura B.17	Menú para insertar campos alrededor de una barra en el PowerWorld.....	161
Figura B.18	Menú de opciones de campos de barras en el PowerWorld.....	162
Figura B.19	Diagrama unifilar del sistema “Primer caso” finalizado en el PowerWorld.....	164
Figura B.20	Solución del sistema “Primer caso” en el PowerWorld.....	165
Figura B.21	Sumario de un caso en el PowerWorld.....	167
Figura B.22	Datos de áreas de un caso en el PowerWorld.....	168
Figura B.23	Información de un área en un caso en el PowerWorld.....	168

Figura B.24	Menú para el análisis de contingencia en el PowerWorld.....	170
Figura B.25	Cuadro de diálogo para la elección de elementos a considerarse en el análisis de contingencia en el PowerWorld.....	172
Figura B.26	Menú para insertar automáticamente las contingencias en el PowerWorld.....	174
Figura B.27	Cuadro de diálogo del análisis de contingencias ejecutado.....	176
Figura B.28	Sumario de ejecución del análisis de contingencias en el PowerWorld.....	177
Figura B.29	Despliegue de elementos para el análisis de contingencias en el PowerWorld.....	178
Figura B.30	Flujo de potencia para un sistema de 3 barras sin forzamiento de límites.....	180
Figura B.31	Flujo de potencia para un sistema resuelto por OPF con forzamiento de los límites de los elementos.....	182

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1	Generación y costo incrementales de los generadores del sistema de 5 barras.....	84
Tabla 4.1	Parámetros de Generadores del sistema de 5 barras.....	87
Tabla 4.2	Parámetros de líneas de transmisión del sistema de 5 barras.....	87
Tabla 4.3	Parámetros de Barras del sistema de 5 barras.....	88
Tabla 4.4	Parámetros de los generadores del sistema de 12 barras.....	89
Tabla 4.5	Parámetros de líneas de transmisión del sistema de 12 barras.....	90
Tabla 4.6	Parámetros de barras del sistema de 12 barras.....	91
Tabla 4.7	Flujos de líneas del sistema de 5 barras que presenta Powerworld luego de la salida del generador 4.....	97
Tabla 4.8	TLR's y resultados de flujos para movimiento en el generador 6.....	101
Tabla 4.9	TLR's y resultados de flujos para movimiento en el generador 8.....	104
Tabla 4.10	Transferencia neta entre las áreas 1 y2 del sistema de 12 barras.....	108
Tabla 4.11	Parámetros de la función de costos del los generadores del sistema de 12 barras.....	112

Introducción

Los sistemas eléctricos de potencia cada vez se hacen más robustos con el pasar de los años con la finalidad de satisfacer las necesidades de la demanda, lo que sin duda alguna hace énfasis en la importancia de su operación, misma que se vuelve más compleja.

El abastecimiento de la energía eléctrica busca confiabilidad, seguridad y eficiencia. Para lograr estas metas, la operación de sistemas eléctricos necesita del análisis en tiempo real, análisis que debe realizarse en tiempos muy cortos.

Este trabajo presenta: el análisis de contingencias, la capacidad de transferencia disponible, el flujo óptimo de potencia y el flujo óptimo de potencia con restricciones de seguridad; herramientas que permiten cumplir las metas.

Antecedentes

La desregularización de los mercados eléctricos, los grandes colapsos de sistemas eléctricos como los ocurridos en New York en 1966, 1977 o el más reciente ocurrido en el 2003, la construcción de interconexiones en áreas, zonas o países, la crisis energética de California entre el 2000 y 2001 son hitos para el desarrollo de temas que abarquen la confiabilidad en sistemas eléctricos alrededor de todo el mundo.

Con avances tecnológicos desarrollándose rápidamente en los campos de la informática, de métodos numéricos y la competencia como premisa entre las empresas se conjugan para la mejorar de la operación y control de sistemas eléctricos de potencia que se fundamentan en la seguridad y economía.

Con el fin de que los sistemas cumplan los principios de seguridad y economía, además de construir sistemas robustos, se acoplan sistemas computacionales poderosos que contienen herramientas que les permiten a los operadores evitar colapsos, congestiones o cualquier tipo de contratiempo que ocasione el corte del suministro a cada uno de los consumidores.

Importancia del uso de las funciones de aplicación en sistemas de potencia

Un factor preponderante en la operación de sistemas de potencia es el mantener su seguridad. Esto involucra diseñar procedimientos para que, en caso de falla de algún componente del sistema, el sistema se mantenga operando dentro de los criterios de seguridad. Por ejemplo, ante la falla de una unidad generadora, el sistema debe poseer la suficiente reserva rodante y de esta manera se evita que la frecuencia caiga drásticamente o que se necesite votar carga. Similarmente cuando una línea de transmisión falla, las otras líneas deben tener la capacidad de transmitir toda la generación producida, redistribuyéndose los flujos y que estos estén dentro de los límites.

Los eventos que provocan la desconexión de componentes del sistema son impredecibles y todos los elementos del sistema poseen protecciones que actuarán si los límites son violados. Por lo tanto el sistema debe operar dentro de las mejores condiciones de seguridad ya que de no hacerlo, la desconexión de un equipo puede llevar al sistema a condiciones críticas y producir desconexiones en cascada lo que conlleva a un colapso de un área. Esto es conocido como apagón o “*blackout*”.

Para mantener la seguridad, los centros de control instalan equipos que permitan al personal monitorear y operar los sistemas de manera confiable. Esto es llamado

sistema de seguridad, y básicamente constituido por: el sistema de monitoreo, análisis de contingencia y el flujo óptimo de potencia con restricciones de seguridad.

El *sistema de monitoreo*, la mas importante, permite al operador obtener información actualizada de las condiciones en las que se encuentra el sistema. Para esto se requiere que parámetros importantes como: voltajes, corrientes, flujos de potencia y las condiciones en las que se encuentran disyuntores y seccionadores, sean medidos y transmitidos a los centros de control. Estos datos son procesados y presentados al operador de manera apropiada para observar la mayor cantidad de ellos. Adicionalmente se programa para que el sistema muestre señales de alarma para cambios de estado de disyuntores y seccionadores, así como también para violaciones de los límites de los parámetros. Estos sistemas pueden también realizar acciones de control de forma remota, cuando esto es permitido el sistema toma el nombre de sistema *SCADA* (*supervisory control and data acquisition*) de esta manera permite al operador tomar acciones para aliviar sobrecargas o violaciones a límites.

La segunda parte en importancia es el *análisis de contingencia*. El programa de análisis de contingencia modela los posibles problemas que pueden ocurrir en un sistema ya sea para una contingencia simple (salida de un elemento Ej. Una línea de transmisión) o de mayor grado (salida de más de un elemento). Así el operador conocerá los elementos débiles para un momento dado y podrá con anticipación

conocer que medidas tomar para una contingencia determinada, ya que los tiempos en que se realizan las acciones deben ser lo suficientemente cortos para prevenir una posible desconexión en cascada.

Finalmente se tiene el *flujo óptimo de potencia con restricciones de seguridad*. Esta función combina el análisis de contingencia y el flujo óptimo de potencia. De esta manera se ajusta un despacho económico óptimo para no tener violaciones ante algún tipo de contingencia.

Objetivos

- Hacer énfasis en la importancia del desarrollo de aplicaciones computacionales para la operación segura de sistemas eléctricos de potencia.
- Usar métodos eficientes y rápidos que permitan a los operadores de sistemas eléctricos de potencia, tomar decisiones rápidas y acertadas en la operación en tiempo real.
- Mostrar que las decisiones tomadas son realizadas bajo consideraciones óptimas, técnicas y económicas.

Alcance de la tesis

Presentar el programa Powerworld, que es uno de los mejores programas dentro del uso de aplicaciones computacionales para la operación segura de sistemas eléctricos de potencia, así como también mostrar la teoría que se encuentra tras el desarrollo de dichas aplicaciones.

Los métodos eficientes y rápidos que se observarán ampliamente durante el desarrollo derivan del flujo DC y se basa en el uso de los *factores de distribución o factores lineares de sensibilidad* obtenidos para el análisis de contingencia, cálculo de la capacidad disponible de transferencia y consecuentemente para el flujo óptimo de potencia. También se presenta la programación lineal para la obtención del flujo óptimo de potencia. Estos cumplen con el propósito de ser eficientes y rápidos

Capítulo 1

Análisis de Contingencia utilizando el Método de los Factores de Distribución

1.1 **Introducción**

La confiabilidad para la entrega de energía en los sistemas de potencia es una de las prioridades para su operación en la era moderna, con el objetivo de prevenir apagones sobretodo en sistemas interconectados.

Las construcciones de sistemas de potencia son realizadas y diseñadas con alta ingeniería y con la confiabilidad como una de las premisas. Sin embargo las fallas en equipos ocurren, bien sea por fallas internas o externas producto de: deterioro o falla del material, error humano o eventos de la naturaleza como descargas atmosféricas. No es económico el construir un sistema altamente redundante, por lo que no resultan completamente confiables, sin embargo son construidos con la suficiente redundancia para soportar gran cantidad de fallas.

Es el papel de los operadores el maximizar la confiabilidad del sistema en todo el tiempo. No siempre se encuentran conectados todos los elementos en un sistema de transmisión bien sea por fallas ocurridas, mantenimientos o por control. Dentro de este contexto el *Análisis de Contingencia* es una función computacional que permite a los operadores conocer los elementos que, en caso de falla, provocarían las mayores consecuencias y que acciones se pueden llevar a cabo para solucionar los problemas. Ya que estas acciones

deben ser llevadas a cabo de la forma más rápida este análisis requiere: estudiar el sistema con aproximaciones y algoritmos rápidos usando en lo posible computadores con procesadores muy rápidos o con cadena de procesadores. Así se tienen dos métodos: métodos de flujo de potencia DC y métodos de flujos de potencia AC.

El primero conocido como “métodos de factores D”, “métodos de sensibilidades lineares”, etc. Este método es usado si solamente se desea conocer el efecto en los flujos de potencia ante cada desconexión de elementos. Este método utiliza todas las suposiciones que se usa en el flujo de potencia DC, por lo tanto se conocerá únicamente las variaciones de flujo de potencia activa (MW).

El segundo es utilizado para conocer también el flujo de potencia reactiva (MVAR) y magnitudes de voltaje. Este método es muy complejo y por lo tanto también más lento al tratar de resolver cientos de contingencias.

Este capítulo se trabajará basándose en los *factores de distribución o factores lineares de sensibilidad*, correspondientes al método de flujo de potencia DC. Ya que por ser mucho más rápidos, permiten tomar decisiones de manera veloz y acertadas, factor muy importante para la operación en tiempo real de los sistemas de potencia.

1.2 Análisis de Contingencias

Una contingencia es el estado en el que uno o más elementos del sistema han salido por fallas. Basado en lo anterior las contingencias son simples o complejas. Las contingencias simples son aquellas en que solo un elemento falla y las complejas en las que fallan más de uno. Ya que los sistemas con diseñados de la manera mas confiable posible, es difícil y poco probable que ocurran contingencias complejas.

Las contingencias necesitan ser analizadas para tomar acciones correctivas y evitar la violación de límites y en el peor de los casos que provoquen una desconexión en cascada llegando a un apagón. Por esto los análisis se los realiza automáticamente cada periodo corto de tiempo, ejemplo cada 3 minutos. Las acciones correctivas que se pueden tomar son:

- apertura o cierre de líneas o transformadores
- perder o recobrar generación o carga
- mover generación
- conectar o desconectar reactores o capacitores
- mover cambiadores de fase, etc.

Los sistemas de potencia son operados de forma que en condiciones de operación normal no existan violaciones de ningún tipo. Y el análisis de

contingencias ayuda a saber que medidas o acciones correctivas tomar en caso de contingencias para evitar violaciones de cualquier tipo.

El principal problema de la metodología a usarse para realizar un análisis de contingencias es la velocidad de solución. Es difícil realizar una selección de las “salidas más creíbles”. Por tanto si se desase estudiar cada caso, cada solución podría ser de 1 segundo y si tenemos cientos de casos por estudiar, esto podría resultar en una hora completa para tener los reportes de cada caso. No habría problema si los sistemas no cambiasen en el tiempo, sin embargo sabemos que esto no es así.

Una forma para ganar velocidad de solución en el análisis de contingencias es usar un modelo aproximado. Este modelo es el flujo DC que provee una adecuada capacidad para conocer el flujo de potencia. En el caso específico de requerir conocer los voltajes, se necesita de un análisis completo con el flujo AC. El modelo de análisis de contingencias basado en flujo DC, utiliza los factores de distribución: PTDF's, TLR's, LODF's, etc.

Los resultados de un análisis de contingencias permiten determinar los elementos débiles que posee el sistema. Un análisis estándar es el de contingencias simples o $n-1$ (sólo un elemento desconectado).

A continuación se muestra un diagrama del proceso de análisis de contingencia DC:

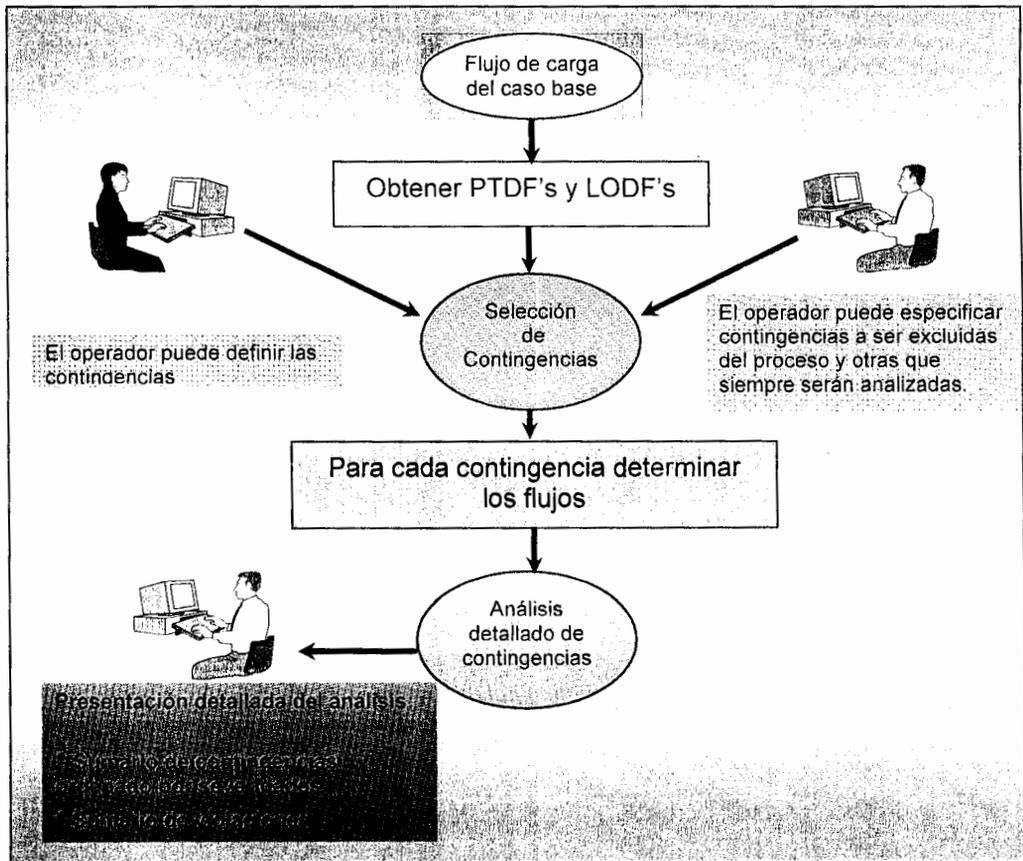


Figura 1.1: Diagrama del proceso de análisis de contingencias

La determinación de elementos débiles es subjetiva y puede considerarse por:

- El número de violaciones,
- La máxima violación presentada,
- Porcentaje agregado de sobrecarga en contingencia (APCO),

- Megavatios agregados de sobrecarga en contingencia (AMWCO).

Donde el número de violaciones y la máxima violación son resultados básicos del análisis de contingencia. El porcentaje agregado de sobrecarga en contingencia, APCO (*Aggregate Percentage Contingency Overload*) se determina por:

$$APCO_{línea\ nm} = \sum_{contingencias\ que\ sobrecargan\ l} (\% \text{ de sobrecarga} - 100)$$

Mientras que los megavatios agregados por sobrecarga en contingencia están dados por:

$$AMWCO_{línea\ nm} = APCO_{línea\ nm} \times MVA_{nominal\ de\ l}$$

Estos dos índices para determinar los elementos débiles son una conjugación del número de violaciones y las máximas violaciones dadas.

En general la determinación de elementos débiles tiene como objetivo final el de dar a conocer al operador en que puntos o zonas del sistema concentrar la atención y realizar medidas correctivas en caso de contingencia.

1.3 Métodos para la selección de contingencias

Debido al gran número de análisis por cada contingencia que se debe realizar, se usan mecanismos para la selección de determinadas contingencias

basándose básicamente en contingencias de grado 1, eventos históricos, severidad de eventos, esquemas de protección, problemas detectados en estudios realizados y mantenimientos programados. De esta forma sólo se analizarán unas pocas contingencias reduciendo considerablemente el tiempo de análisis. Los métodos usados son:

- Factores de distribución
- Técnica de posicionamiento “Ranking”
- Método de limitación “Bounding”

Factores de Distribución

Durante cada análisis de contingencia DC, se obtiene un cambio en los flujos de cada una de las líneas. Así el cambio en el flujo en una línea m por la salida de la línea l será:

$$P_m^f - P_m^o = \Delta P_m = LODF_{m,l} P_l^o$$

P_l^o es el flujo por la línea l antes de su salida. Así los cambios en los flujos de todas las líneas ante una contingencia pueden ser calculados fácilmente y se seleccionan aquellos que produzcan mayor impacto en el sistema. Este

método es muy rápido, pero a su vez muy básico. Para casos más complejos, las contingencias pueden ser modeladas usando superposición.

Técnica de posicionamiento “Ranking”

Permite establecer un valor escalar como una medida de la severidad de la contingencia, de tal forma que las contingencias quedan posicionadas, aunque no indica que tipo de violación; flujo de potencia o voltaje, se deba. El índice que determina el posicionamiento en una lista de contingencias se llama índice de desempeño “*Performance Index*”.

El índice de desempeño de sistema para el flujo en una línea está determinado por:

$$PI_{MW} = \sum_{i=1}^{n_L} \left(\frac{P_i}{P_i^{\text{lim}}} \right)^{2n}$$

Donde P_i es el flujo post-contingencia, P_i^{lim} es el límite de potencia a través de las líneas, n_L es el número de líneas del sistema y n es un integrador positivo.

Usualmente n es igual a 1, un incremento en este valor le da más peso a esta violación. Esto es posible apreciar cuando se consideran violaciones de flujo de potencia y de voltaje, de la siguiente manera:

$$PI_{MW} = \sum_{i=1}^{n_L} \left(\frac{P_i}{P_i^{\text{lim}}} \right)^{2n} + \sum_{j=1}^{n_B} \left(\frac{\Delta V_j}{V_j^{\text{lim}}} \right)^{2m}$$

Dependiendo del valor de m o n tendrá mayor peso la violación de voltaje o de potencia. n_B en este caso es el número de barras en el sistema. ΔV_j es la diferencia entre el voltaje luego de la contingencia y el voltaje antes de la contingencia.

Esta técnica es rápida y fácilmente adaptable, sin embargo no es completamente confiable, ya que para una contingencia con pocas violaciones severas puede tener un ranking igual a uno en que se tengan varias violaciones menores.

Método de Limitación “Bounding”

Este método se basa en el hecho de que usualmente el efecto de una contingencia se limita geográficamente. Es decir, que ante la salida de una línea dada el efecto en otras a cientos de millas es insignificante. Por lo que el método de limitación intenta determinar las regiones que son o no afectadas en un sistema luego de una contingencia dada. Y el problema se simplifica en realizar el análisis enfocándose en la región afectada.

Para explicar el análisis en el método de limitación definamos tres subsistemas de potencia como sigue:

N1: Subsistema que contiene el elemento que va a salir, mismo que debe ser estudiado en detalle.

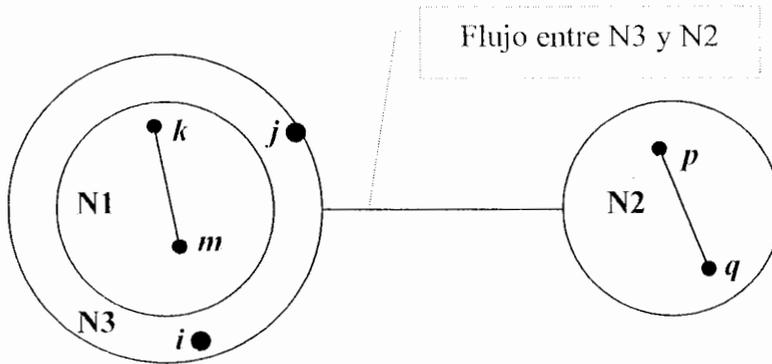


Figura 1.2: - Esquema del método de limitación

N2: Subsistema externo que podría ser no estudiado en detalle.

N3: Subsistema que contiene a las barras límites que separan N1 y N2.

El método de limitación está basado en el hecho de que se pueden realizar ciertas suposiciones acerca de la variación de los ángulos de fase en las barras de N2, dadas inyecciones en N1 y el máximo ángulo de fase aparentemente en dos barras en N3.

Si se tiene un flujo f_{pq}^0 en una línea de transmisión dada en N2, entonces se tiene un monto máximo en el que el flujo pq puede cambiar. Esto es, este puede incrementar desde f_{pq}^0 hasta su límite superior o decrecer hasta su límite inferior:

$$\Delta f_{pq}^{\max} = \min \left[\left(f_{pq}^{\max} - f_{pq}^0 \right), \left(f_{pq}^0 - f_{pq}^{\min} \right) \right]$$

Luego;

$$f_{pq} = \frac{1}{x_{pq}} (\theta_p - \theta_q)$$

O lo mismo que:

$$\Delta f_{pq} = \frac{1}{x_{pq}} (\Delta \theta_p - \Delta \theta_q)$$

Finalmente podemos definir:

$$\Delta f_{pq}^{\max} x_{pq} = (\Delta \theta_p - \Delta \theta_q)^{\max}$$

Este es el cambio máximo en la diferencia de ángulo de fase de pq .

Teorema:

$$|\Delta \theta_p - \Delta \theta_q| < |\Delta \theta_i - \Delta \theta_j|$$

donde i y j son cualquier par de barras en N3, $\Delta \theta_i$ es el mayor $\Delta \theta$ en N3 y $\Delta \theta_j$ es el menor $\Delta \theta$ en N3.

Este teorema se interpreta de la siguiente forma:

$|\Delta \theta_i - \Delta \theta_j|$ provee un límite superior para el máximo cambio en variación angular para cualquier circuito en N2. Osea, provee un límite de cuan lejano un circuito de N2 puede cambiar su flujo.

$$\Delta f_{pq}^{\max} x_{pq} < |\Delta \theta_i - \Delta \theta_j|$$

Gráficamente:

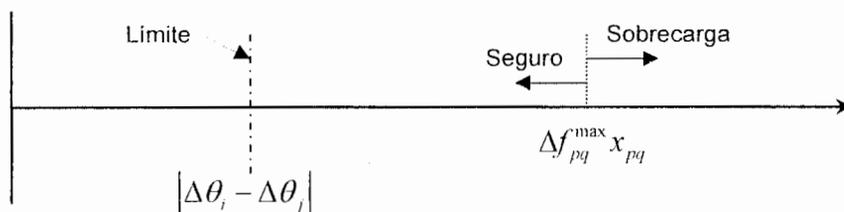


Figura 1.3: - Grafica del teorema para el método de limitación

Según el gráfico todos los circuitos en N2 están seguros de una sobrecarga ya que el valor de $|\Delta\theta_i - \Delta\theta_j|$ es menor que el valor más pequeño de $\Delta f_{pq}^{\max} x_{pq}$ de todos los pares pq . Donde pq corresponde a las barras de los circuitos en N2.

Si la condición anterior fallase, entonces N1 deberá ser expandida, calcular el nuevo $|\Delta\theta_i - \Delta\theta_j|$ en N3, y analizar nuevamente en la región N2 definida. Así únicamente la región N1 deberá ser estudiada.

1.4 Factores de distribución por Cambio de Generación (GSF)

Este factor permite determinar la variación en el flujo de una línea debido a un cambio en la generación. GSF por sus siglas en inglés "Generation Shift Factor". Este cambio se puede deber por: una baja en la generación debido a

problemas de una o varias unidades de una central, por el disparo de una unidad o una central.

Específicamente se desea conocer el cambio en los ángulos, $\Delta\theta$ para cambios de potencia activa, ΔP . Del Flujo de potencia DC (Anexo 1), tenemos:

$$\Delta\theta = [B']^{-1} \cdot \Delta P$$

Se entiende que la perturbación neta en la barra oscilante es igual a la suma de las perturbaciones en el resto de las barras del sistema.

Para el cálculo de estos factores de sensibilidad, supongamos una perturbación en la barra i de +1 y de cero en las restantes barras, reemplazando en la ecuación anterior:

$$\Delta\theta = [B']^{-1} \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 1 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}$$

Ante esta perturbación la respuesta en la barra de referencia es de -1 p.u., es decir que disminuirá. Ahora de manera general podemos escribir la ecuación anterior de la siguiente forma:

$$\Delta\theta = [B']^{-1} pT$$

donde: T : vector de perturbaciones de potencia en barras del sistema.

p : variación total de potencia generada en MW.

Si derivamos la ecuación anterior respecto de p , obtenemos:

$$\frac{\partial \theta}{\partial p} = [B']^{-1} T$$

El valor $\Delta \theta$ por lo tanto es igual a la derivada de los ángulos en la barra con respecto al cambio en la potencia inyectada en la barra i . Así, los factores de sensibilidad se definen:

$$a_{i,l} = \frac{\Delta f_{nm}}{\Delta p_i} = \frac{\partial P_{nm}}{\partial p_i}$$

$$\frac{\partial P_{nm}}{\partial p_i} = \frac{\partial P_{nm}}{\partial \theta_n} \frac{\partial \theta_n}{\partial p_i} + \frac{\partial P_{nm}}{\partial \theta_m} \frac{\partial \theta_m}{\partial p_i}$$

del flujo DC tenemos que:

$$\frac{\partial P_{nm}}{\partial \theta_n} = -b_{nm} \quad \text{y} \quad \frac{\partial P_{nm}}{\partial \theta_m} = b_{nm}$$

finalmente:

$$a_{i,l} = -b_{nm} \left(\frac{\partial \theta_n}{\partial p_i} - \frac{\partial \theta_m}{\partial p_i} \right)$$

Este es el factor de sensibilidad de la línea l que va de la barra n a la m ante la salida de potencia p en la barra i . Como se puede ver son factores lineales, estimados del cambio en el flujo por un cambio de potencia en alguna barra. En esta definición se asume que todo cambio de generación, ΔP_i , es

exactamente compensado por un cambio contrario en la generación de la barra de referencia y que todos los otros generadores permanecen fijos, para lo cual la generación en la barra de referencia debe tener la capacidad suficiente de reserva para dicha compensación.

Si se desea conocer el comportamiento del sistema de transmisión ante la salida de un generador que genera P_i^0 MW, es posible representar ΔP_i como:

$$\Delta P_i = -P_i^0$$

y los nuevos flujos de potencia por cada línea en el sistema, usando los factores a precalculados, se determina mediante:

$$f_l^1 = f_l^0 + a_{l,i} \Delta P_i$$

donde f_l^1 : flujo en la línea l luego del cambio de potencia en la barra i

f_l^0 : flujo en la línea l antes del cambio de potencia en la barra i

1.5 Sensibilidad para el relajamiento en caso de sobrecarga en el sistema de transmisión (TLR)

Anteriormente se presentó el GSF, el mismo que, como veremos a continuación es un caso particular del factor para el relajamiento del sistema de transmisión conocidos por TLR "*Transmisión Loading Relief*". Este factor es generalmente usado para bajar el flujo en líneas que se hallaran

sobrecargadas. Siendo así considérese una línea sobrecargada, en la operación del sistema se necesita determinar de manera rápida y acertada, cual es el mejor control a realizarse para bajar dicho flujo, generalmente movimiento de generación. Es decir:

$$TLR_{nm,i} = \frac{\partial P_{nm}}{\partial P_i}$$

Como se aprecia los TLR's varían para cada P_i , así que se tendrá una lista con los mejores generadores candidatos en los que con movimientos de generación, positivos o negativos, reduciendo el flujo de la línea nm hasta valores dentro de sus límites.

Consideremos el límite térmico de la línea nm es P_{nm}^{\max} , ya que la línea se encuentra sobrecargada tenemos:

$$P_{nm}^0 > P_{nm}^{\max}$$

Para bajar esta sobrecarga podemos variar la generación en el generador i , así que finalmente se tiene:

$$\Delta P_{Gi} = \frac{P_{nm}^{\max} - P_{nm}^0}{TLR_{nm,i}}$$

Lo que quiere decir que el generador i variará su generación para dejar el flujo por la línea nm en su límite superior y evitar un disparo o daño de esta. Esta

variación puede ser positiva o negativa, y simplemente se representa como un incremento o decremento de generación en i . Como se ha visto, estos factores son únicos para cada variación

Dado que el GSF es un caso particular del TLR, este no es muy usado o nombrado y simplemente se utiliza los TLR's.

1.6 Factores de Distribución para Transferencia de Potencia (PTDF)

En la actualidad los sistemas de potencia, encierran reglas de mercado. Esto quiere decir que se tienen transacciones de energía, en el que interfieren básicamente las figuras de vendedor y comprador. Dentro de esta figura tenemos transferencias de potencia y muchas líneas por las que puede ser conducida. Y es este un carácter muy importante, ya que los sistemas de transmisión poseen una capacidad limitada. Pongamos de ejemplo dos zonas, donde cada una tiene su sistema de transmisión y adicionalmente existen un grupo de líneas que interconectan ambos sistemas. Si bien es cierto la capacidad de esta interconexión puede ser grande, pero tenemos como limitante la capacidad de transferencia máxima que tiene cada sistema. La misma que estaría condicionada por la(s) línea(s) que lleguen a su flujo máximo, mismo que puede presentarse antes de llegar al valor de transferencia

deseado. Cabe recalcar que la transferencia está programada considerando un despacho económico óptimo, por lo que mover generación de diferente manera, con el afán de llegar a cumplir la transferencia propuesta inicialmente, provocaría incurrir en mayores costos, dejando de ser económicamente óptimo.

Con este antecedente, se presentan los factores de distribución para transferencias de potencia PTDF “*Power Transfer Distribution Factors*”. Estos son usados para calcular factores de distribución incrementales asociados a las transferencias de potencia entre dos diferentes áreas o zonas. Proveyendo una aproximación de cómo el flujo en las líneas cambiará en respuesta de una transacción de potencia determinada entre el vendedor y el comprador. Tal como se define, se tiene:

$$PTDF_{nm,T} = \frac{\partial P_{nm}}{\partial p}$$

Como ya sabemos, el flujo de potencia a través de una línea nm , por el método de flujo DC, es una función de los ángulos θ_n y θ_m . Para una transferencia dada pT , se tiene:

$$\Delta \theta = [B']^{-1} pT$$

Es la misma ecuación usada para el cálculo de GSF's o TLR's. Y de la misma manera, por definición se tiene:

$$\frac{\partial P_{nm}}{\partial p_i} = \frac{\partial P_{nm}}{\partial \theta_n} \frac{\partial \theta_n}{\partial p_i} + \frac{\partial P_{nm}}{\partial \theta_m} \frac{\partial \theta_m}{\partial p_i}$$

finalmente:

$$PTDF_{nm,i} = -b_{nm} \left(\frac{\partial \theta_n}{\partial p_i} - \frac{\partial \theta_m}{\partial p_i} \right)$$

Si se tiene un flujo inicial en la línea nm o pretransferencia P_{nm}^0 , entonces el flujo final o postransferencia en la línea está determinado por:

$$P_{nm} = P_{nm}^0 + PTDF_{nm,T} \times p$$

Si la potencia máxima de una línea P_{nm}^{\max} , es conocida, entonces la capacidad máxima de transferencia para la línea nm estaría dada:

$$p^{\max} = \frac{P_{nm}^{\max} - P_{nm}^0}{PTDF_{nm,T}}$$

Para un sistema se calcula el p^{\max} en todas las líneas y la máxima transferencia es determinada por el mínimo valor entre todos de p^{\max} , este es el limitante, que se mencionó al inicio, para realizar transferencias.

Los PTDF's y TLR's son valores muy similares. La diferencia básica es que en el caso de los PTDF's se tiene una transferencia determinada con dirección T y muchas líneas por las que podrá transmitirse, mientras que en los TLR's

se tiene una sola línea a la que se quiere descargar por movimientos de varios generadores i .

1.7 Factores de Distribución ante salida de líneas. (LODF)

LODF (“Line Outage Distribution Factor”), son sensibilidades que miden el cambio en una línea l debido a la salida de otra línea k . Esta definido por:

$$LODF_{l,k}^s = \frac{\Delta P_{l,k}}{P_k}$$

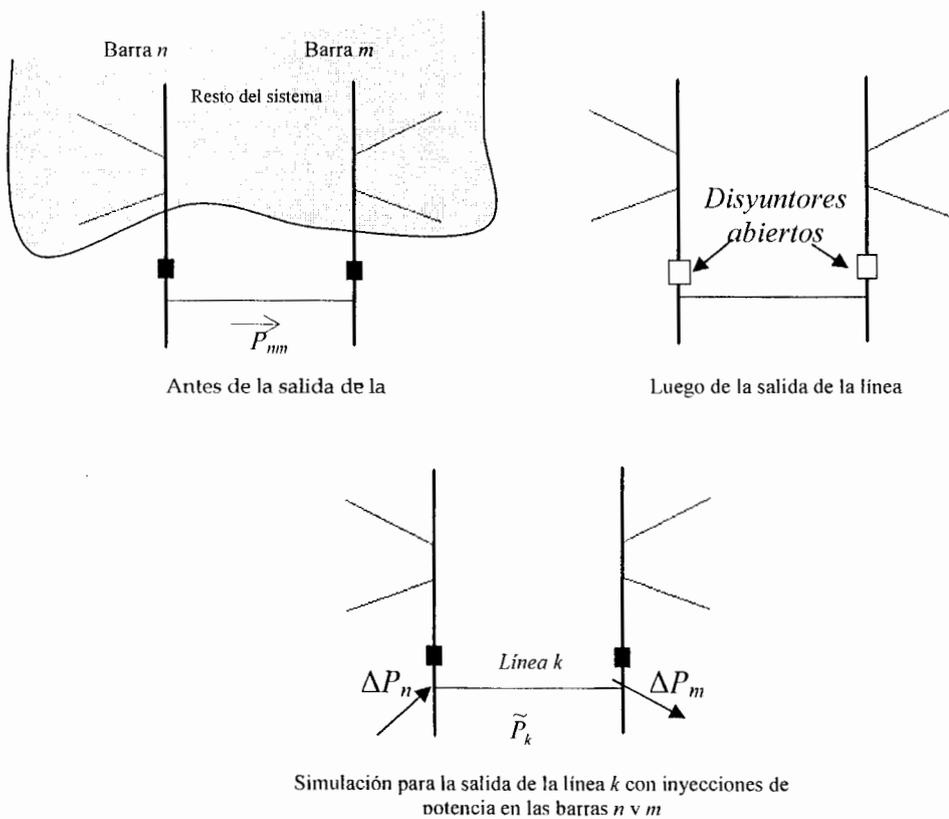


Figura 1.4: - Modelación para la simulación de salida de una línea

Para la salida de una línea se modelará inyectar una potencia desde un sistema a cada lado de la línea. Por lo tanto supongamos que la línea k que va desde la barra n a la m fuese abierta por los disyuntores como se muestra en la figura mostrada arriba. Con los disyuntores abiertos el flujo a través de la línea es cero por lo tanto la línea queda completamente aislada del sistema.

En la simulación, $\Delta P_n = \tilde{P}_k = \Delta P_m$ es el flujo a través de la línea en cuyo caso el flujo de potencia que fluye por los disyuntores es cero, que es equivalente a que la línea está aislada o fuera del sistema.

Asumamos que se conoce \tilde{P}_k . Entonces la variación del flujo estimado en la línea l luego de la transferencia \tilde{P}_k de n a m es:

$$\Delta P_{l,k} = PTDF_l \times \tilde{P}_k$$

El $PTDF_l$ es calculado considerando la transferencia de n a m . Además el flujo en la línea k luego de la transferencia, es:

$$\tilde{P}_k = P_k^o + PTDF_k \times \tilde{P}_k$$

Que es lo mismo que

$$\tilde{P}_k = \frac{P_k^o}{1 - PTDF_k}$$

Regresando a la definición de LODF's y reemplazando, tenemos:

$$LODF_{l,k} = \frac{\Delta P_{l,k}}{P_k} = \frac{PTDF_l \times \tilde{P}_k}{P_k} = \frac{PTDF_l}{P_k} \times \left(\frac{P_k}{1 - PTDF_k} \right)$$

Resultando en una simple relación de PTDF:

$$LODF_{l,k} = \frac{PTDF_l}{1 - PTDF_k}$$

Cabe recalcar que los PTDF's fueron calculados para una transferencia \tilde{P}_k de n a m , que son las terminales de la línea k .

Para conocer el flujo de potencia en la línea l luego de la salida de la línea k se aplica:

$$P_l = P_l^0 + LODF_{l,k} \times P_k$$

1.8 Factores de Distribución ante Cierre de Líneas. (LCDF)

El factor común para la existencia de los factores que se han presentados anteriormente es el cambio topológico en la red de un sistema de potencia. Por lo tanto el único cambio que falta revisar, es el que ocurre al cerrar una línea, que de la misma forma provocará una redistribución de flujos en el resto del

sistema. Esta redistribución se basa en los factores de distribución ante cierre de líneas, LCDF proveniente de las iniciales en ingles de “*Line Closure Distribution Factors*”. Este se define por la relación entre la variación del flujo en una línea l debido al flujo que atraviesa la línea k luego de su cierre.

$$LCDF_{l,k} = \frac{\Delta P_{l,k}}{\tilde{P}_k}$$

Se realiza un modelado similar al que se hizo para determinar los LODF's, en el que se inyectaba una potencia $\Delta P_n = \tilde{P}_k$ en la barra n , ahora que la acción es contraria la inyección es $-\tilde{P}_k$ desde la barra n a m . De esta manera el cambio en el flujo en la línea l luego del cierre, es:

$$\Delta P_{l,k} = -PTDF_l \times \tilde{P}_k$$

Remplazando en la definición;

$$LCDF_{l,k} = \frac{-PTDF_l \times \tilde{P}_k}{\tilde{P}_k}$$

y finalmente

$$LCDF_{l,k} = -PTDF_l$$

De la misma forma que se trató anteriormente el flujo final en la línea l ante el cierre de la línea k está dado por:

$$P_l = P_l^0 + LCDF_{l,k} \times P_k$$

1.9 Monitoreo de Límites de Seguridad

Recientemente se presentaron los factores que se utilizan para tener un rápido y aproximado conocimiento del cambio en el flujo de los sistemas de potencia ante una variación topológica de este. Sin embargo estos factores en la operación real del sistema no serían de mayor ayuda si no se tiene conocimiento de lo que está ocurriendo realmente en el sistema. Para que sea eficaz el uso de los factores, se conjuga con el monitoreo de los elementos que conforman el sistema y sus límites operacionales. Cabe recalcar que los límites en una operación normal y en una contingencia pueden ser distintos, esto se debe a que una contingencia es momentánea y que luego de llevar a cabo maniobras para aliviar dicha contingencia el sistema volverá a su estado normal de operación, lo que quiere decir que para una contingencia los límites pueden relajarse. En sistemas grandes, se puede configurar para que determinados elementos no sean monitoreados como por ejemplo un circuito radial que resulte ser de poca utilidad.

En un flujo de potencia son comúnmente monitoreados: voltajes en las barras, violaciones de flujos en líneas o transformadores, potencias generadas y violaciones en la interfase. Así también se configura para monitorear determinados campos, áreas o zonas.

Las prioridades para la operación en los sistemas de potencia actuales está regida fundamentalmente en: entregar la potencia de la manera más confiable y operarlo de la manera más económica. Esto considerando las restricciones del sistema. Por lo tanto dentro del diseño y limitaciones económicas del sistema, la tarea de los operadores es maximizar en lo posible la confiabilidad del sistema en todo instante y soportar cualquier evento que provoque un cambio en la topología ya sea por salida de una línea de transmisión o falla de alguna unidad generadora.

En consecuencia para cumplir correctamente con su obligación los operadores necesitan una interfaz para monitorear el sistema de alto desempeño, confiable, disponible, flexible y con una alta capacidad computacional. Y asegurar una fácil expansión en la infraestructura que permita cambios en el modelo de operación ante avances futuros.

CAPÍTULO 2:

CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA DISPONIBLE

2.1 Introducción

El término de *Capacidad de Transferencia Disponible* ATC por sus siglas en inglés "*Available Transmisión Capacity*" fue dado por la FERC "*Federal Energy Regulatory Commission's*" en marzo de 1995. Hasta esa fecha la industria usaba otros términos, técnicas y metodologías para definir y calcular medidas significativas para la capacidad de transferencia de transmisión para sistemas interconectados. Por este motivo se desarrolla definiciones uniformes para la determinación del ATC a cargo del Consejo Norteamericano Eléctrico de Confiabilidad NERC "*North American Reliability Council*".

La capacidad de transferencia es la medida en la que un sistema interconectado puede mover o transferir potencia confiablemente de un área a otra por todas las líneas de transmisión entre estas áreas, bajo específicas condiciones del sistema. Las unidades de capacidad de transferencia están en términos eléctricos, generalmente expresado en megavatios (MW). En este contexto, "área" puede ser un sistema eléctrico individual, un área de control, subregión o región o inclusive una porción alguna de estas. La capacidad de transferencia es direccional por naturaleza. Esto es, la capacidad de transferencia desde un área A hacia un área B no es generalmente igual a la capacidad de transferencia desde B hacia A.

El ATC es una medida de la capacidad de transferencia restante en la red de transmisión física para una futura actividad comercial sobre los compromisos ya existentes. El ATC debe satisfacer ciertos principios que equilibren aspectos técnicos y comerciales. Debe efectivamente reflejar la realidad física del sistema de transmisión, para que no restrinja indebidamente el comercio.

El ATC requiere sujetarse a los siguientes principios para su cálculo y aplicación:

- Los cálculos de ATC deben producir resultados comercialmente viables. Los valores deben dar una razonable y dependiente indicación de capacidades de transferencia disponibles al mercado eléctrico.
- Los cálculos de ATC deben reconocer las condiciones variantes del flujo de potencia en el tiempo en toda la red de transmisión interconectada. Adicionalmente, los efectos de las transferencias simultáneas y flujos en circuitos paralelos a través de la red debe ser tratado desde un punto de vista confiable.
- Los cálculos de ATC deben reconocer su dependencia con los puntos de inyección de potencia, las direcciones de las transferencias a través del sistema de transmisión y los puntos de extracción de potencia. Todas las entidades deben proveer información suficiente y necesaria para el cálculo del ATC.

- La coordinación regional o de varias áreas es necesaria para desarrollar y fijar la información que razonablemente refleje los ATC's de la red interconectada.
- Los cálculos de ATC deben ajustarse a los criterios, políticas y guías de operación de las entidades reguladoras.
- La determinación del ATC debe considerar incertidumbres razonables en las condiciones del sistema y proveer flexibilidad operacional para garantizar la operación segura del sistema interconectado.

2.2 Capacidad de Transferencia Disponible (ATC)

La capacidad de transferencia disponible, ATC, es un análisis que permite determinar la capacidad máxima restante en la red física de transmisión para una transferencia posible entre dos áreas de un sistema de potencia sin violar un límite.

Matemáticamente, el ATC está definido como la capacidad total de transmisión "*Total Transmission Capability*" TTC menos el margen de confiabilidad de transmisión "*Total Reliability Margin*" TRM, menos la suma de los compromisos de transmisión existentes y menos el margen de beneficio de capacidad "*Capacity Benefit Margin*" CBM.

$$ATC = TTC - TRM - \text{Compromisos Existentes de Transmisión (incluyendo CBM)}$$

El cálculo de la capacidad de transferencia es generalmente basado en simulaciones computacionales de la operación de sistemas de transmisión interconectados bajo un conjunto específico de supuestas condiciones operacionales. Estas simulaciones son típicamente desarrolladas “fuera de línea”, bien antes de que el sistema esté en estado operacional. Cada simulación representa una singular foto de la operación de la red interconectada basado en la proyección de algunos factores. Como tales, estas son vistas como indicadores razonables del desempeño de la red y del ATC. Entre los factores considerados en estas simulaciones están:

- **Demandas proyectadas:** los niveles de demanda en el caso base debería ser apropiado para las condiciones del sistema y puede ser representativo del pico, media y baja.
- **Despacho de Generación:** los generadores deben ser despachados como en la realidad acorde a las condiciones del sistema simulado.

- **Configuración del sistema:** la configuración del caso base debe ser representativa de las condiciones en las que se está simulando, incluyendo la salida de cualquier elemento de transmisión y/o generador y las acciones correctivas que se ejecutasen en la operación ante dichas salidas.
- **Transferencia base programada:** las transferencias programadas que deben ser modeladas.
- **Contingencias del sistema:** un número significativo de contingencias de generación y transmisión debe ser filtrado, consistentemente con el sistema, para asegurar que la salida más restrictiva de un elemento para la transferencia en estudio sea identificada y analizada.

Las condiciones en un sistema interconectado varía continuamente varían en tiempo real. Por lo tanto, la capacidad de transferencia también variará de un instante a otro. Por esta razón, los cálculos de capacidad de transferencia pueden necesitar actualizarse periódicamente para la aplicación en la operación. Siendo así, dependiendo de las condiciones actuales, las

capacidades de transferencia pueden ser mayores o menores a las determinadas en los estudios “fuera de línea”.

La capacidad de sistemas de transmisión interconectados para transferir confiablemente potencia eléctrica puede ser limitada por las características físicas y/o eléctricas de los sistemas incluyendo una o más de las siguientes:

- **Límites térmicos:** el límite térmico establece el monto máximo de potencia eléctrica que una línea de transmisión o elemento eléctrico puede conducir por un periodo determinado antes de que provoque un daño permanente por sobrecalentamiento o antes de violar los requerimientos de seguridad.
- **Límites de voltajes:** los voltajes del sistema y cambios en voltajes deben ser mantenidos dentro de un rango aceptable de límites máximos y mínimos. Por ejemplo, el límite mínimo de voltaje puede establecer el monto máximo de potencia que puede ser transferido si causar daño al sistema eléctrico o equipos de los usuarios. Un colapso en el voltaje del sistema puede resultar en un apagón en porciones o en todo el sistema interconectado.

- **Límites de estabilidad:** la red de transmisión debe ser capaz de soportar disturbios por periodos de tiempo transientes (milisegundos) y dinámicos (varios minutos). Todos los generadores conectados al sistema de transmisión AC operan en sincronismo con otros en una misma frecuencia (nominalmente 60 Hz). Inmediatamente luego del disturbio, los generadores comienzan a oscilar relativamente a otros, causando fluctuaciones en la frecuencia del sistema, carga de las líneas y voltajes del sistema. Para que el sistema sea estable, las oscilaciones deben disminuir hasta que el sistema eléctrico logre nuevo punto estable de operación. Si un nuevo punto estable de operación no es alcanzado rápidamente los generadores perderán sincronismo uno de otro, y todo o parte del sistema interconectado se volverá inestable. Como resultado de la inestabilidad del generador puede dañarse equipamiento y causar una interrupción descontrolada y amplia del servicio a los clientes.

Capacidad Total de Transferencia TTC

La capacidad total de transferencia entre dos áreas o a través de una trayectoria en particular o interfase es consistente con la capacidad total de transferencia de primera contingencia (FCTTC). TTC es el monto de potencia eléctrica que puede ser transferida a través de un sistema interconectado de manera confiable basado en todas las siguientes condiciones:

1. Para la condición planificada o existente del sistema y con procedimientos de operación normal (pre-contingencia) en efecto, todas las cargas de los elementos están dentro niveles normales y todos los voltajes dentro de los límites normales.
2. Los sistemas eléctricos son capaces de absorber oscilaciones de potencia dinámicas y permanecer estables, luego de presentarse un disturbio que resultase de la pérdida de un equipo tal como línea de transmisión, transformador o generador.
3. Luego de la oscilaciones dinámicas de potencia como resultado de disturbios producidos por la pérdida de algún elemento como los descritos es el punto 2, y luego de la operación de cualquier sistema automático, pero antes de iniciar cualquier ajuste de poscontingencia a cargo del operador, la carga de los elementos de transmisión están dentro de los niveles de emergencia así como también los voltajes.
4. Haciendo referencia a la condición 1, en el caso donde la carga de los elementos en pre-contingencia alcanzan los niveles térmicos normales en un

bajo nivel de transferencia en el que algunos límites de transferencia de primera contingencia son alcanzados, la capacidad de transferencia es definida como ese nivel de transferencia en el cual tales niveles normales son alcanzados.

5. En algunos casos, los criterios de planificación o guías de sistemas individuales, subregiones o regiones pueden requerir la consideración de múltiples contingencias específicas tales como la salida de circuitos de transmisión, en la determinación de los límites de capacidad de transferencia. Si los límites de transferencia resultantes para estas múltiples contingencias son más restringidos que los obtenidos en una contingencia simple, el criterio de mayor restricción debe ser considerado.

Finalmente el TTC es:

$$\text{TTC} = \min \{ \text{Límite térmico, Límite de Voltaje, Límite de Estabilidad} \}$$

Como las condiciones operativas varían, el límite más restringido que establece el TTC puede variar como se ilustra en la figura a continuación:

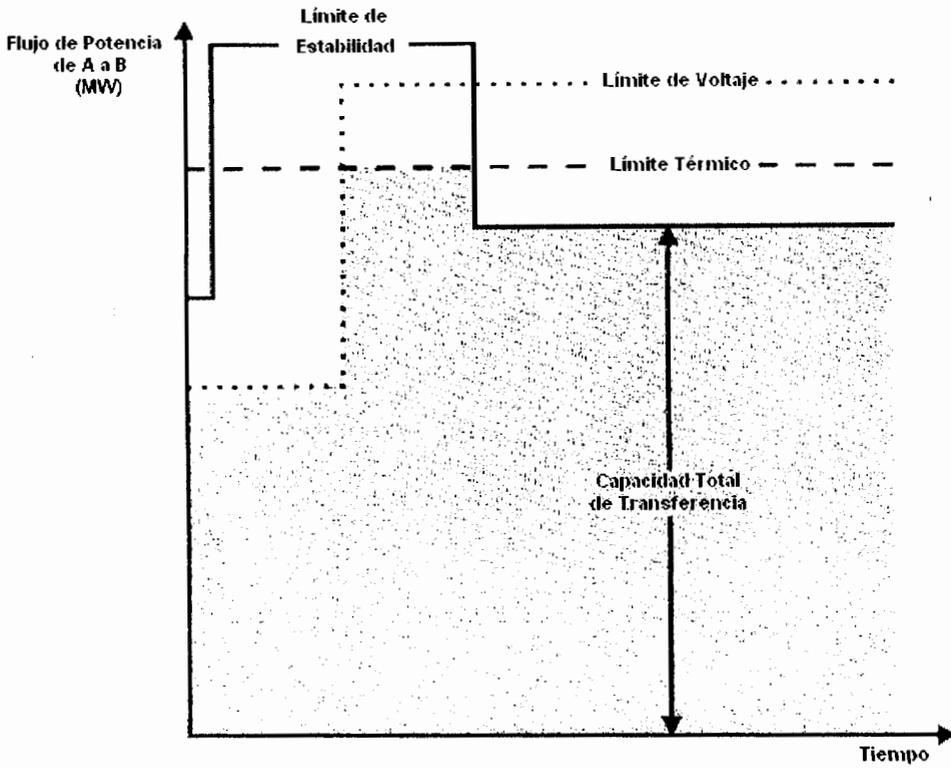


Figura 2.1: - Diagrama de definición de la Capacidad Total de Transferencia

Margen de Confiabilidad de Transmisión (TRM)

El margen de confiabilidad de Transmisión está definido como ese monto de la capacidad de transferencia de transmisión necesario para asegurar que el sistema de transmisión sea seguro bajo un razonable rango de incertidumbres en las condiciones del sistema.

El TRM provee una reserva de la capacidad de transferencia que asegura la confiabilidad de los sistemas interconectados. Todos los usuarios del sistema de transmisión se benefician que sean confiables los servicios de transmisión dentro de un rango de potenciales condiciones del sistema. TRM considera la inherente incertidumbre en las condiciones del sistema y los efectos asociados en los cálculos del TTC y ATC, y la necesaria flexibilidad de operación para asegurar la operación confiable del sistema ante cambios en las condiciones del sistema.

Para la determinación del TRM se debe considerar:

- *El error en la predicción de carga* : no se puede predecir exactamente la carga o niveles de demanda,
- *Error en la distribución de la carga*: igual al anterior, la distribución de la carga varía,
- *La variación de la carga de los elementos debido al balance de carga y generación dentro de un área de control*: la generación incrementa o decrece dependiendo de la variación de la carga del sistema,
- *Predicción de incertidumbres en la topología del sistema*: permitir un razonable monto de salidas de elementos,
- *Considerar flujos en trayectorias paralelas (lazo de flujos)*,
- *Variaciones en el despacho de generación*,

- *Respuesta del operador/reservas operativas a corto plazo:* luego de una contingencia, los operadores del sistema toman acciones inmediatas para mantener la confiabilidad del sistema. La capacidad debe permanecer disponible para tener flexibilidad luego de cada contingencia.

Ya que el TRM busca el beneficio para los sistemas interconectados en su totalidad, este no es una cantidad unidireccional. Típicamente, el TRM es calculado de las siguientes formas:

- **Por reducción de capacidades:** Para sistemas en los que la distribución de incertidumbres para todos los elementos es relativamente uniforme, puede ser este el sistema apropiado. La reducción de las capacidades es típicamente entre 2 y 5% y puede incrementarse para un horizonte de tiempo.

Esta determinación es típicamente completada en un método de dos pasos:

1. Los valores de TTC y ATC son determinados usando todas las capacidades disponibles (normal o emergencia como sea apropiado), es decir que el TRM es cero.
2. Determinar el ATC usando capacidades que son reducidas de lo disponible. El TRM, en términos de MW de transferencia, es

simplemente la diferencia algebraica entre el ATC determinado en el paso 1 y el determinado en el paso 2.

- **Aplicado a una interfase:** en sistemas donde las contribuciones de incertidumbre pueden ser asociados con interfaces específicas o flujos, puede usarse este método. Los sistemas que determinan el TRM de esta manera típicamente son capaces de cuantificar la incertidumbre asociada con los componentes del TRM a través del uso de un análisis histórico de carga. En este caso, el TRM es aplicado a uno o varios elementos en particular y es medido como una reducción de MW en la capacidad de transferencia. El TRM aplicado de esta manera es relativamente constante.

Margen de Beneficio de Capacidad (CBM)

Está definido como: el monto firme de capacidad de transferencia de transmisión preservada en el sistema de transmisión para entidades de servicio de carga, para lograr el acceso a generación desde el sistema interconectado cumpliendo los requerimientos de generación confiable. La preservación de CBM para estas entidades les permite reducir la capacidad de generación.

2.3 Tipos de ATC

El análisis de ATC puede ser:

- Estático
- Dinámico

El análisis de ATC estático considera:

- Límites térmicos de las líneas
- Límites de voltajes de barra
- Colapso estático

Y el análisis dinámico del ATC considera también:

- Límite de estabilidad transiente
- Colapso dinámico de voltaje

Los métodos para la solución son:

- **Linear**, que considera los factores de distribución lineal (PTDF's),

- *No linear y no linear incluyendo colapso*, que lo realiza con:
 - *Métodos de filtrado*
 - *Métodos exactos*, los mismos que se basan en:
 - Flujos completos secuenciales de potencia
 - Métodos energéticos

Únicamente se procederá a explicar el método linear. Los métodos no lineales son de mayor grado de desarrollo, complejidad y tiempo de resolución.

El método linear usa como datos de ingreso: flujos de potencia, una lista de contingencias, un comprador y un vendedor de potencia. Así entonces determinará cuanta potencia puede ser transferida entre dicho vendedor y comprador resguardando los límites térmicos. Esto se hará observando las sobrecargas en operación normal y luego de una contingencia.

Un análisis de ATC revisa toda posible combinación de elemento limitante y contingencia limitante para determinar el máximo de transferencia, lo que quiere decir que al llegar a dicho máximo de transferencia el elemento limitante estará cargado hasta su límite.

Esta metodología se desarrolla en base de los cálculos de los PTDF's y LODF's. Así considérese una línea de transmisión con un límite de 10, la carga actual de dicha línea es 5 y el PTDF de la misma es de 10% para una transferencia determinada. Entonces la transferencia máxima estimada sin causar una sobrecarga en esta línea es:

$$Transferencia_{límite} = \frac{(Límite - P_{actual})}{PTDF} = \frac{(10 - 5)}{0.1} = 50MW$$

Cuando el análisis incluye análisis de contingencia, se utiliza los OTDF (*Outage Transfer Distribution Factor*) y los flujos estimados post-contingencia, para determinar el límite máximo de transferencia, así:

$$Transferencia_{límite} = \frac{(Límite - P_{post-contingencia})}{OTDF}$$

De esta forma se obtendrá una lista de Transferencias límites, elementos limitantes y contingencia limitante. Finalmente el ATC es igual a las más pequeña de las Transferencias límites. Esta metodología de búsqueda de ATC es la mayormente utilizada por muchas organizaciones para la confiabilidad de sistemas de potencia.

2.4 ATC y las transacciones bilaterales

Los mercados eléctricos determinan la figura de vendedor y comprador dentro de las transacciones bilaterales, definiendo una transferencia de potencia en la dirección especificada por el vendedor/comprador. Las transacciones bilaterales entre partes requieren una reserva en el sistema de transmisión para la transmisión que implican los correspondientes contratos. Con el propósito de administrar las reservaciones en el sistema, se provee la capacidad disponible de transmisión ATC para transferencias entre áreas que impactan los sistemas.

Los contratos de energía pueden ser horarios o mensuales. Así, las cantidades de transmisión disponible para la reservación deben ser convenientes conforme los periodos y condiciones. Una porción de la capacidad total de transferencia (TTC) esta disponible y reservada.

Para comprar algo, se necesita conocer de dos parámetros: Precio y Cantidad. Por tal motivo es muy importante tener conocimiento de cuanta potencia puede ser transferida, así conociendo el ATC, se puede vender/comprar una potencia de hasta el valor del ATC. La capacidad de transferencia a través de los sistemas de transmisión es usada en las bases para determinar la cantidad

de transmisión firme disponible para programar la entrega de energía. El desarrollo de las transacciones en los mercados se presenta de la siguiente forma:

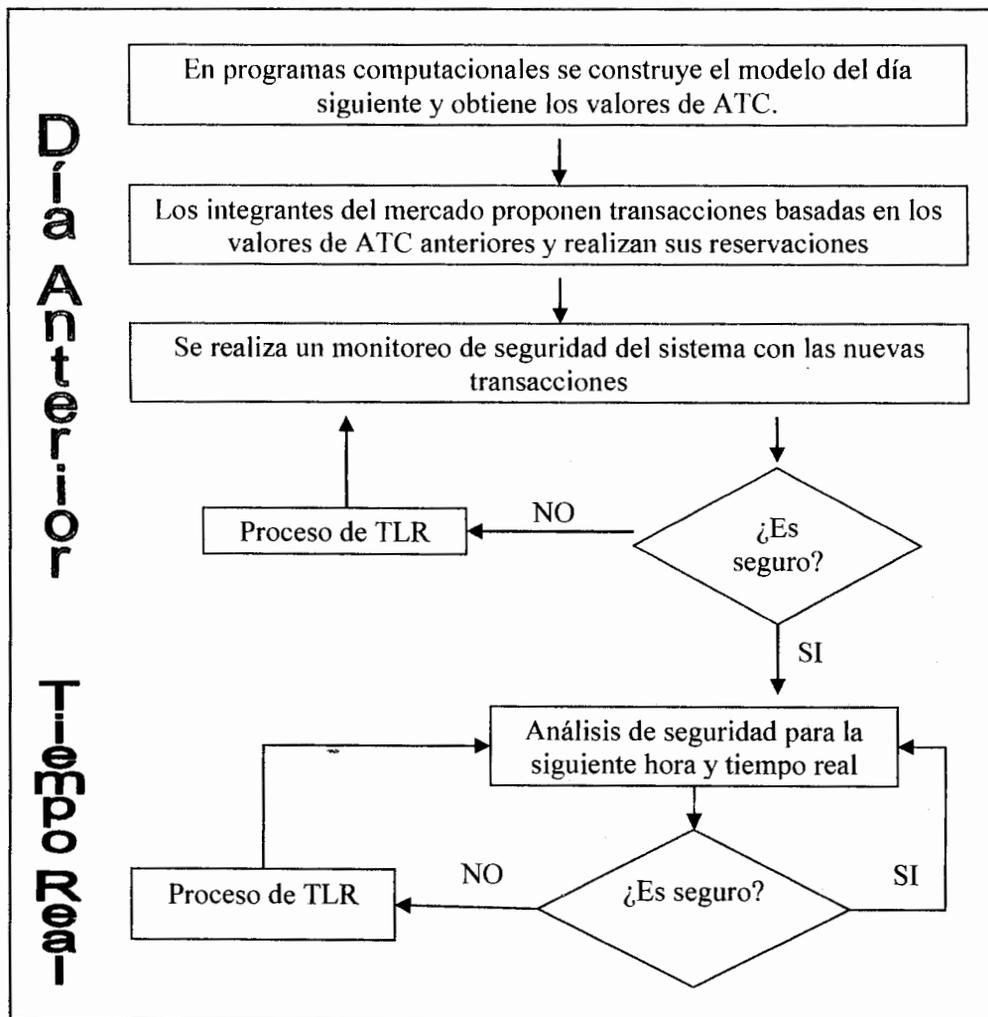


Figura 2.2: - Esquema para el desarrollo de transacciones de energía

La operación detallada del mercado y la red en una instancia requiere enormes cantidades de datos, datos que no todos legiblemente accesibles. Dado que los participantes del mercado necesitan simular el mercado en cientos de

instancias introduciendo variaciones en todo, desde condiciones de la red hasta precios de combustibles, la simplificación de la red eléctrica es frecuentemente el primer paso.

CAPÍTULO 3:
FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA

3.1 **Introducción**

El presente capítulo presenta otra de las funciones importantes para la seguridad de sistemas de potencia: el *Flujo Optimo de Potencia OPF* “*Optimal Power Flow*”, que tiene la capacidad de hallar una solución óptima tomando en consideración la seguridad del sistema. Esto lo consigue minimizando una función objetivo y cambiando diferentes sistemas de control, tomando en consideración las restricciones de igualdad y desigualdad usadas para modelar las restricciones de balance de potencia y varios límites operativos.

Inicialmente se explicará el *Despacho Económico*, para entender la minimización de una función de costos. Este puede considerarse como dato de entrada para el Flujo Optimo de Potencia. El despacho económico se lo realiza en los centros de control a corto plazo. Con el fin de contribuir a una operación adecuada y garantizar la operación a mínimo costo para el conjunto de las instalaciones de generación transmisión del sistema, de modo de atender la demanda en forma económica.

El *flujo óptimo de potencia* en los centros de control, calcula y opcionalmente implementa un conjunto de acciones de control las que se focalizan en la seguridad de la red eléctrica. Las funciones objetivos que el operador opta a minimizar son: costos o controles de cambios. En el *flujo óptimo de potencia*,

se tiene una gama de variables de control para ajustarlas y optimizar los costos de la operación considerando las limitaciones del sistema de transmisión. Se tienen variables como:

- Voltaje de generador.
- Posición del tap en un transformador con LTC.
- Posición del tap en transformadores con cambiadores de fase.
- Conexión/Desconexión de capacitores.
- Inyección de reactivos por compensadores estáticos.
- Rechazos de carga.

El flujo óptimo de potencia, también puede incluir restricciones que se presentan al operar el sistema luego de contingencias. Estas restricciones de seguridad hacen que el OPF despache al sistema de manera defensiva, lo que quiere decir que fuerza al sistema a operarse como si una contingencia hubiese ocurrido. Esto implica que el OPF previene una violación de voltaje en una determinada barra o el flujo en una línea luego de una contingencia como la salida de una línea en particular. Este tipo especial de OPF se conoce como *Flujo Óptimo de Potencia con restricciones de seguridad*.

3.2 Despacho Económico

La función del despacho económico es la de determinar la generación total dentro del compromiso de unidades de tal forma de minimizar el costo de servir la carga total de un sistema tomando en consideración las pérdidas, programación de intercambios y restricciones de equipos. La formulación para el problema de despacho económico considera la representación de:

- Pérdidas en el sistema de transmisión.
- Unidades económicas de generación.
- Intercambios programados.
- Carga total del sistema.
- Limitaciones de equipos de generación.

Y descarta:

- Restricciones de flujos en líneas.
- Restricciones de generación en un área
- Consideraciones de seguridad.

3.3.1 Curvas de Costos de Generadores

Todo generador es movido por un primo motor, el mismo que consume determinado combustible, como: Diesel, Bunker, Fuel oil, gas, etc. Para el caso de generadoras hidráulicas el combustible es el agua, para las eólicas el viento, etc.

Las curvas muestran el consumo de combustibles para una producción determinada de MW. Así tenemos:

- **Curva Entrada/Salida:**

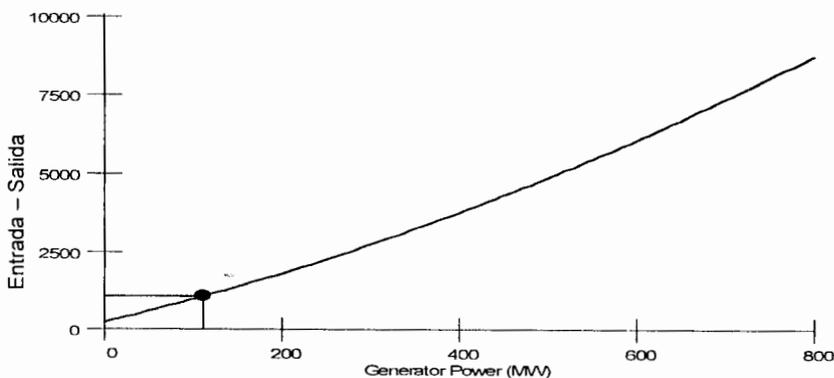


Figura 3.1: - Curva entrada – salida de un Generador

Ingreso de combustible en MBtu/hr vs. Salida neta en MW de una unidad. Esta curva es usada para determinar el costo de producción del generador en \$/hr. Se usa la notación $C_i(P_{Gi})$ para designar la función de costo del generador a una potencia P_{Gi} del generador i . Esta función

se asume es monótonamente ascendente. El gráfico de esta función tiene la forma siguiente:

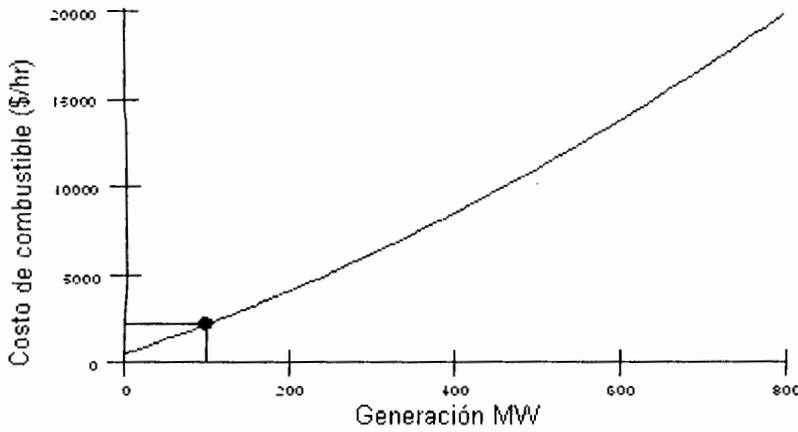


Figura 3.2: - Curva de costo de un generador

▪ **Curva Calor – Rendimiento:**

Es el promedio de MBtu/hr de ingreso de combustible por MW de salida.

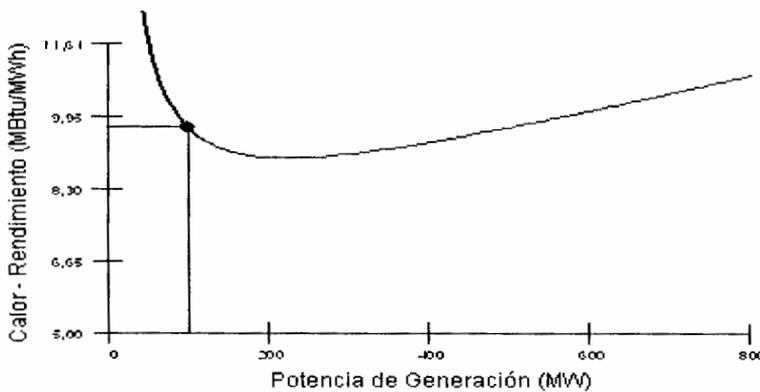


Figura 3.3: - Curva calor –rendimiento de un generador

Esta curva es básicamente el inverso de la curva de eficiencia.

▪ Curva de Costo Marginal o Incremental

Esta curva es la gráfica de \$/MWh incrementales como función de los MW generados. Es determinada mediante la diferenciación de la curva de costos.

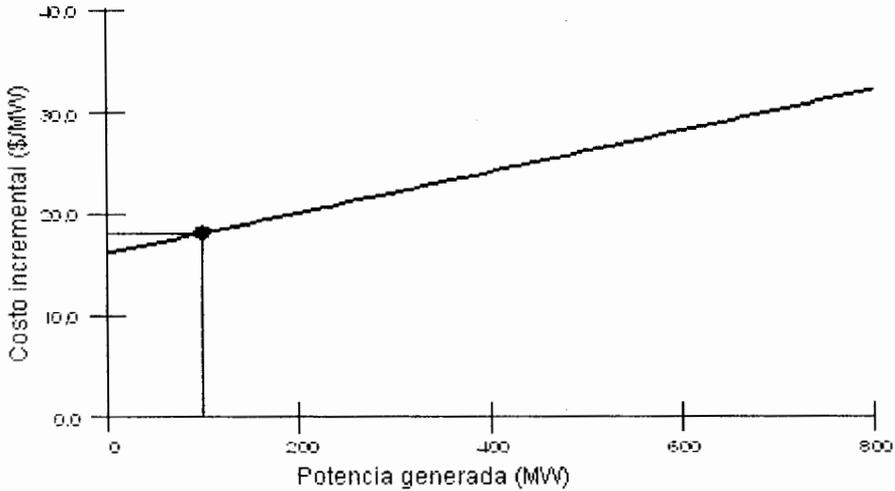


Figura 3.4: - Curva de costo incremental para un generador

La definición de costo marginal es la relación de cambio del costo con respecto al cambio en la carga; en efecto se piensa en el costo marginal como el costo de generar el último MW en un especificado nivel de la demanda o carga. El conocimiento de las curvas de los generadores es muy importante para determinar el monto restante de energía a venderse. La industria generalmente utiliza el término costo incremental en lugar de marginal. Cuando existen muchos generadores involucrados, las curvas de costos son utilizadas para determinar el

despacho óptimo que resulta en una operación a mínimos costos. Estas curvas deben ser convexas. Existen modelos de curvas formadas por segmentos lineales, donde para ser convexas debe estrictamente cumplirse que para un incremento en la salida debe incrementarse la entrada (costo).

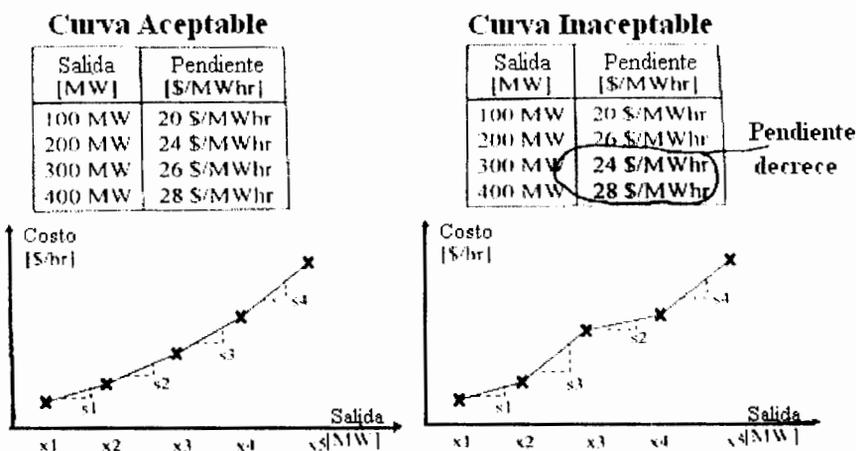


Figura 3.5: - Curva de costo linealizada correcta e incorrecta

3.3.1 Despacho Económico sin consideración de Pérdidas

Supongamos un sistema sin pérdidas y con infinita capacidad, es decir las líneas no poseen límites. Esto es similar a tener un sistema de una sola barra, como se muestra en el siguiente gráfico:

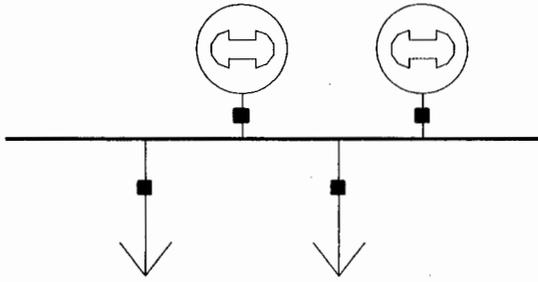


Figura 3.6: Representación unifilar de un sistema ideal

Cada unidad tiene un ingreso F_i que representa a la función de costo de la unidad, la salida de cada unidad será P_i , la potencia eléctrica generada por cada unidad. El costo total del sistema será la suma de todos los costos de cada unidad de generación. Así, la restricción primordial en la operación del sistema es que la suma de la salida de potencias sea igual a la demanda total. Entonces tendremos una función igual al costo total de suplir la demanda total:

$$F_T = F_1 + F_2 + F_3 + \dots + F_N$$

$$F_T = \sum_{i=1}^N F_i(P_i)$$

La restricción a la que debe sujetarse la optimización de la operación está definida por:

$$\phi = 0 = P_{load} - \sum_{i=1}^N P_i$$

Esta es un problema de minimización con una sola restricción de igualdad. La función que permite conjugar la función de costos total y la función de restricción es conocida como la función de *Lagrange*, usando un multiplicador, tal como se muestra:

$$L = F_T + \lambda \phi$$

La idea de este método es de modificar el problema de minimización con restricción a uno sin restricción. Para la minimización de una función no restringida, la condición necesaria pero no suficiente, es que el gradiente de dicha función sea igual a cero. Por lo tanto se tiene:

$$L(P_G, \lambda) = \sum_{i=1}^m F_i(P_{Gi}) + \lambda \left(P_{load} - \sum_{i=1}^m P_{Gi} \right)$$

Entonces:

$$\nabla L(P_G, \lambda) = \begin{cases} \frac{\partial L(P_G, \lambda)}{\partial P_{Gi}} = \frac{dF_i(P_{Gi})}{dP_{Gi}} - \lambda = 0 & \text{Para } i=1 \text{ hasta } m \\ \frac{\partial L(P_G, \lambda)}{\partial \lambda} = P_D - \sum_{i=1}^m P_{Gi} = 0 \end{cases}$$

Estas ecuaciones son llamadas de coordinación. Tenemos $m+1$ incógnitas y $m+1$ ecuaciones, el resultado final se obtiene al resolver

este sistema lineal de ecuaciones. Los límites de generación son tomados en cuenta de la siguiente forma:

$$\text{Si, } P_{Gi}(\lambda) > P_{Gi,\max} \text{ entonces } P_{Gi}(\lambda) = P_{Gi,\max}$$

$$\text{Si, } P_{Gi}(\lambda) < P_{Gi,\min} \text{ entonces } P_{Gi}(\lambda) = P_{Gi,\min}$$

Que significa que si el generador i se encuentra con una potencia mayor a la de su límite para determinado valor de λ , la potencia se establece en su máximo permitido. Y viceversa para su valor mínimo. Para otros valores de λ la potencia generada esta dentro de sus límites permitidos.

3.3.1 Despacho Económico considerando Pérdidas

En la gráfica se muestra un sistema de potencia simbólico en el que se incluye el sistema de transmisión.

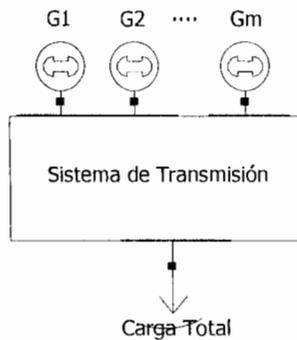


Figura 3.7: Representación de un sistema considerando el sistema de transmisión

En el problema de despacho económico asociado con esta configuración la ecuación de restricción debe incluir las pérdidas de la red de transmisión. La función total de costos es exactamente la misma definida en la sección anterior, sin embargo la ecuación de restricción debe ser expandida tal como se muestra:

$$\phi = P_{Load} + P_{Perd} - \sum_{i=1}^m P_i = 0$$

El procedimiento a seguirse para establecer la operación a mínimo costo es el mismo que el realizado en el despacho sin pérdidas. En este caso la derivada de la función de Lagrange respecto a cada una de la potencias individuales de generación debe reconocer las pérdidas en la red de transmisión, P_{Perd} , la que es una función de de las impedancias y corrientes que fluyen en la red. Se tendrán tal como en el caso anterior $m+1$ variables y ecuaciones. Ecuaciones igualmente llamadas de coordinación.

$$\nabla L(P_G, \lambda) = \begin{cases} \frac{\partial L(P_G, \lambda)}{\partial P_{Gi}} = \frac{dF_i(P_{Gi})}{dP_{Gi}} - \lambda \left(1 - \frac{\partial P_{Perd}}{\partial P_{Gi}} \right) = 0 & \text{Para } i=1 \text{ hasta } m \\ \frac{\partial L(P_G, \lambda)}{\partial \lambda} = P_D + P_{Perd} - \sum_{i=1}^m P_{Gi} = 0 \end{cases}$$

El término $\left(1 - \frac{\partial P_{\text{perd}}}{\partial P_{G_i}}\right)$ es conocido como *Factor de Nodo* en el mercado eléctrico que indica la interrelación de los Agentes a través de la red de transmisión y penaliza o *incentiva* el costo de importar o exportar energía de un generador o de una carga a/o desde la Barra de Mercado.

El método de Lambda es muy bueno para resolver el problema del despacho económico ya que los límites de los generadores son fácilmente mantenidos y los factores de nodo son de fácil uso para considerar la incidencia de las pérdidas.

El despacho económico no se concentra en determinar que unidades que unidades ingresan o salen del sistema. Ese papel lo desempeña el compromiso de unidades "*Unit Commitment*".

3.3 Flujo Óptimo de Potencia

Luego de presentar al despacho económico podemos observar que éste no considera las limitaciones del sistema de transmisión, además de que solo hace consideración de potencia activa [MW]. Si se desea obtener resultados más completos es necesario que introduzcamos en la formulación del

problema las ecuaciones de flujo de potencia. Esta formulación completa se llama *flujo óptimo de potencia (OPF)*.

El flujo óptimo de potencia resuelve las ecuaciones de flujo de potencia simultáneamente con la minimización de: costos de generación o cambios en los controles según lo que se haya elegido minimizar, lo que la hace una herramienta analítica flexible. Este incluye además de los límites de potencia activa, los límites de potencia reactiva, límites de magnitudes de voltaje tanto en barras de generación como de carga y flujos a través de las líneas de transmisión y transformadores. Por la consideración de muchas más variables los elementos de control son muchos más, tales como:

- Voltaje de generador.
- Posición del tap en un transformador con LTC.
- Posición del tap en transformadores con cambiadores de fase.
- Conexión/Desconexión de capacitores.
- Inyección de reactivos por compensadores estáticos.
- Rechazos de carga.

Finalmente mediante una combinación entre el flujo óptimo de potencia y el análisis de contingencia se tiene el *flujo óptimo de potencia con restricciones*

de seguridad, donde el sistema aun luego de una contingencia mantiene condiciones de no violación.

Existen varios métodos para resolver el flujo óptimo de potencia:

- Método del gradiente
- Método de Newton
- Programación Linear.
- Método del punto interior

3.3.1 Flujo Óptimo de Potencia de Newton

La formulación del problema de minimización con restricciones esta dado por:

$$\text{miñ } f(\mathbf{u}, \mathbf{x}) \text{ sujeto a } g(\mathbf{u}, \mathbf{x}) = 0$$

Donde:

\mathbf{u} ; es un vector de variables disponibles de control

\mathbf{x} ; es un vector de variables de estado.

Expandamos esto para un mejor entendimiento. Usemos la función de costo como función objetivo del problema.

$$F_T = \sum_{i=1}^N F_i(P_i)$$

Ahora definamos el vector de variables de estado \mathbf{x} :

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} \theta_i \\ |E_i| \\ \theta_i \end{bmatrix} \left. \begin{array}{l} \} \\ \} \end{array} \right\} \begin{array}{l} \text{En cada barra PQ} \\ \text{En cada barra PV} \end{array}$$

Y el vector \mathbf{u} que está conformado por todos los parámetros de control especificados:

$$\mathbf{u} = \begin{bmatrix} \theta_i \\ |E_i| \\ P_i^{net} \\ Q_i^{net} \end{bmatrix} \left. \begin{array}{l} \} \\ \} \\ \} \end{array} \right\} \begin{array}{l} \text{Barra oscilante} \\ \text{Barra PV} \end{array}$$

Definamos un conjunto de m ecuaciones que gobiernan el flujo de potencia:

$$g(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = \begin{bmatrix} P_i(|E|, \theta) \\ Q_i(|E|, \theta) \\ P_k(|E|, \theta) \end{bmatrix} \left. \begin{array}{l} \} \\ \} \\ \} \end{array} \right\} \begin{array}{l} \text{Para cada barra PQ} \\ \text{Para cada barra PV} \\ \text{(excluyendo a la barra de referencia)} \end{array}$$

Debemos reconocer que la barra de referencia (oscilación) no es una variable independiente. Esto es la barra de referencia siempre cambia para establecer el balance del flujo de potencia y no se puede establecerla al inicio de los cálculos. (Se necesita la función objetivo

como una función de las variables de control y estado. Para esto dividiremos la función objetivo de la siguiente forma:

$$F_T = \sum_{i=1}^N F_i(P_i) + F_{ref}(P_{ref})$$

Donde el término del sumatorio no considera a la barra de referencia.

Las P_i son todas independientes, mientras que P_{ref} es dependiente de las variables de control:

$$P_{ref} = P_{ref}(|E|, \theta)$$

Así finalmente la función de costo es:

$$f(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = \sum_{i=1}^N F_i(P_i) + F_{ref}(P_{ref}(|E|, \theta))$$

El Lagrangiano queda definido como sigue:

$$L(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \boldsymbol{\lambda}) = f(\mathbf{x}, \mathbf{u}) + \sum_{i=1}^m \lambda_i g_i(\mathbf{x}, \mathbf{u})$$

Lambda es un vector conformado por los multiplicadores de Lagrange.

Como ya conocemos la condición necesaria para el mínimo es:

$$\nabla L(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \boldsymbol{\lambda}) = 0$$

Para simplicidad definamos:

$$\mathbf{z} = [\mathbf{x}, \mathbf{u}, \boldsymbol{\lambda}]^T$$

Ahora el objetivo es resolver \mathbf{z}^* que minimice el Lagrangiano y por ende resuelva:

$$\nabla L(\mathbf{z}^*) = 0$$

Para resolver esta ecuación utilicemos la expansión de Taylor:

$$\nabla L(\mathbf{z}^*) = \nabla L(\mathbf{z}) + \nabla^2 L(\mathbf{z})\Delta\mathbf{z} + \dots$$

Consideremos $\Delta\mathbf{z} = \mathbf{z}^* - \mathbf{z}$. Si ignoramos los términos de orden mayor a 2 en la serie de Taylor, podemos resolver directamente $\Delta\mathbf{z}$:

$$\Delta\mathbf{z} = -[\nabla^2 L(\mathbf{z})]^{-1} \nabla L(\mathbf{z})$$

Ya que los términos de mayor orden han sido ignorados, el término $(\mathbf{z} + \Delta\mathbf{z})$ es simplemente una aproximación de \mathbf{z}^* y necesitamos resolver iterativamente, desde $k=0$:

$$\mathbf{z}^{(k+1)} = \mathbf{z}^{(k)} + \Delta\mathbf{z}^{(k)} = \mathbf{z}^{(k)} - [\nabla^2 L(\mathbf{z}^{(k)})]^{-1} \nabla L(\mathbf{z}^{(k)});$$

Hasta un $\Delta\mathbf{z}$ lo suficientemente pequeño para que la respuesta esté lo más cercano a la realidad. La matriz $[\nabla^2 L(\mathbf{z}^{(k)})]$ es extremadamente esparcida lo que quiere decir que es porosa y muchos de sus términos son ceros. Por lo que se pueden usar algoritmos especiales para aumentar la velocidad de resolución del problema.

Las pérdidas de transmisión son incluidas en el flujo óptimo de potencia con la consideración de todos los componentes de la admitancia en las ecuaciones de restricción.

Manipular restricciones de desigualdad es muy difícil en el método de Newton, por lo que usualmente se incluyen las restricciones con una función de penalidad, tal como se explica a continuación:

Supongamos que se conocen los límites de voltaje en una barra:

$$|E_i|^{\min} \leq |E_i| \leq |E_i|^{\max}$$

Es posible hacer cumplir esta restricción con la siguiente función de penalidad.

$$h(|E_i|) = \begin{cases} k(|E_i| - |E_i|^{\min}) & \text{para } |E_i| < |E_i|^{\min} \\ 0 & \text{para } |E_i| \text{ dentro de los límites} \\ k(|E_i| - |E_i|^{\max}) & \text{para } |E_i| > |E_i|^{\max} \end{cases}$$

para $|E_i| > |E_i|^{\max}$, a continuación se muestra el gráfico de la función de penalidad:

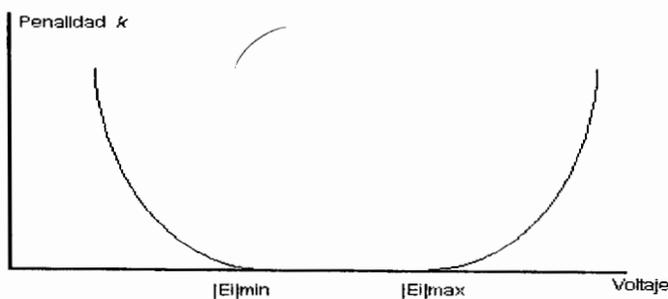


Figura 3.8: Función de penalidad

Para la resolución del flujo óptimo de potencia con restricciones de voltaje de desigualdad, se necesita agregar la función de penalidad a la función objetivo. La función objetivo será más extensa en tanto mas sean los parámetros fuera de sus límites. De esta forma el OPF hará cumplir los límites además de minimizar la función objetivo.

La dificultad con el método de Newton se incrementa en el hecho de que cercano al límite la penalidad es pequeña y hace que la solución óptima tiende a permitir que la variable flote cerca de su límite. Este simple proceso de incrementar el valor de k sin embargo, puede eventualmente ocasionar que las matrices se vuelvan mal condicionadas y el método falla. Cuando son pocos los límites a considerarse con la función objetivo, su variabilidad con los ajustes en las variables de control es baja y el método de Newton es el mejor método a usarse.

Ejemplo: Para el problema de 5 barras que se muestra en el capítulo 5, el planteamiento del problema por el método de Newton es:

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} \theta_2 \\ |E_2| \\ \theta_3 \\ |E_3| \\ \theta_4 \\ \theta_5 \end{bmatrix} \quad \text{y} \quad \mathbf{u} = \begin{bmatrix} P_1 \\ Q_1 \\ P_4 \\ Q_4 \\ P_5 \\ Q_5 \end{bmatrix}$$

Mientras que la función de costo es:

$$F_T = 588.1 + 11.7P_{G1} + 0.005P_{G1}^2 + 10.8P_{G4} + 0.007P_{G4}^2 + 12P_{G5} + 0.01P_{G5}^2 ;$$

Luego las restricciones son:

$$\sum_{k=1}^n V_i V_k (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) - P_{Gi} + P_{Di} ;$$

$$g_i(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = \left\{ \begin{array}{l} P_{G1} + P_{G4} + P_{G5} = P_{demanda} + P_{pérdidas} \\ P_{l12} \leq 212 ; P_{l13} \leq 212 ; P_{l15} \leq 133 \\ P_{l24} \leq 133 ; P_{l34} \leq 212 ; P_{l45} \leq 133 \\ 50 \leq P_{G1} \leq 500 \\ 45 \leq P_{G4} \leq 240 \\ 37,5 \leq P_{G5} \leq 200 \end{array} \right.$$

Donde los límites de para los generadores están en MW, mientras que los límites para los flujos de la líneas están en MVA.

Recordando que: $\theta_1 = 0$, $V_1 = V_4 = V_5 = 1$ p.u. y finalmente definimos:

$$L(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \boldsymbol{\lambda}) = f(\mathbf{x}, \mathbf{u}) + \sum_{i=1}^m \lambda_i g_i(\mathbf{x}, \mathbf{u})$$

3.3.2 Flujo de Potencia por Programación Lineal

Los métodos de gradiente y Newton para resolver un OPF tienen la dificultad en la manipulación de las restricciones de desigualdad. La programación lineal sin embargo, es muy adaptable a la manipulación de las restricciones de desigualdad, no importa que tan largo de resolver sea un problema, este puede ser linealizado sin perder la efectividad.

En la siguiente formulación, se muestra como el OPF puede ser estructurado como una programación lineal. Primero, enfocamos el problema de la expresión de funciones no lineales para llevarlas a que sean lineales.

Supongamos se tiene una función $F_i(P_i)$ como se muestra en la figura:

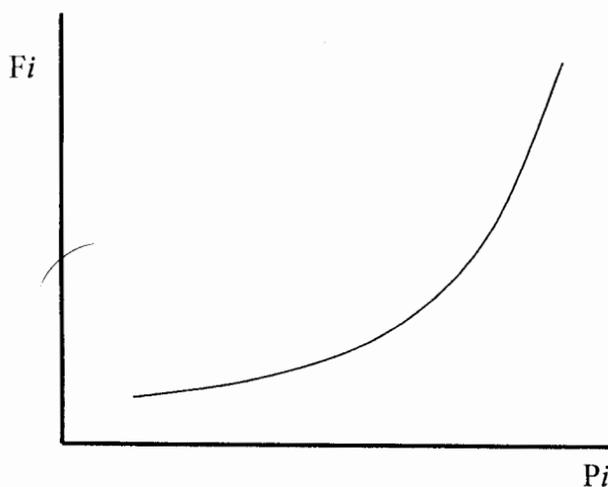


Figura 3.9: Curva de función de costo ejemplo para un generador

Podemos aproximar esta función no lineal a una serie de segmentos de líneas, tal como se muestra:

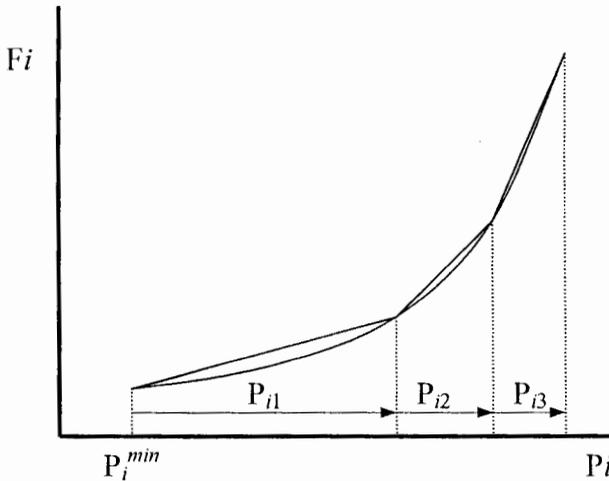


Figura 3.10: Modelo linealizado de una función de costo

Los 3 segmentos mostrados serán representados como P_{i1} , P_{i2} y P_{i3} y cada segmento tiene su pendiente S_{i1} , S_{i2} y S_{i3} . Entonces la función de costo queda de la siguiente manera:

$$F_i(P_i) = F_i(P_i^{\min}) + S_{i1}P_{i1} + S_{i2}P_{i2} + S_{i3}P_{i3}$$

y

$$0 \leq P_{ik} \leq P_{ik}^+ \text{ para } k = 1, 2, 3$$

Finalmente:

$$P_i = P_i^{\min} + P_{i1} + P_{i2} + P_{i3}$$

La función de costo es ahora una función de expresión lineal en valor de P_{ik} .

En la formulación del OPF usando programación lineal, únicamente tenemos las variables de control en el sistema. No procuramos poner las variables de estado en la programación lineal, ni todas las ecuaciones del flujo de potencia.

Además, las restricciones son establecidas en la programación lineal para que reflejen la influencia de cambios únicamente en las variables de control. Se consideran variables de control como potencia real de generadores, magnitud de voltaje, taps de transformadores, etc. Las variables de control son designadas como las variables u .

Lo siguiente a considerar en una LPOPF, programación lineal de un OPF, son las restricciones que representan el balance de potencia entre potencias reales y reactivas generadas y consumidas más las pérdidas.

La ecuación de balance de potencia real es:

$$P_{gen} - P_{load} - P_{loss} = 0$$

El término de pérdidas aquí representa las pérdidas I^2R en las líneas de transmisión y transformadores. Podemos derivar la ecuación anterior respecto a u , lo que da como resultado:

$$\sum_u \left(\frac{\partial P_{gen}}{\partial u} \right) \Delta u - \sum_u \left(\frac{\partial P_{load}}{\partial u} \right) \Delta u - \sum_u \left(\frac{\partial P_{loss}}{\partial u} \right) \Delta u = 0$$

Si realizamos la siguiente sustitución:

$$\Delta u = u - u^0$$

Entonces, la ecuación de balance de potencia queda:

$$\sum_u \left(\frac{\partial P_{gen}}{\partial u} \right) u - \sum_u \left(\frac{\partial P_{load}}{\partial u} \right) u - \sum_u \left(\frac{\partial P_{loss}}{\partial u} \right) u = K_p$$

Donde:

$$K_p = \sum_u \left(\frac{\partial P_{gen}}{\partial u} \right) u^0 - \sum_u \left(\frac{\partial P_{load}}{\partial u} \right) u^0 - \sum_u \left(\frac{\partial P_{loss}}{\partial u} \right) u^0$$

Una ecuación similar puede ser escrita para el balance de la potencia reactiva:

$$\sum_u \left(\frac{\partial Q_{gen}}{\partial u} \right) \Delta u - \sum_u \left(\frac{\partial Q_{load}}{\partial u} \right) \Delta u - \sum_u \left(\frac{\partial Q_{loss}}{\partial u} \right) \Delta u = 0$$

Donde el término de pérdidas se entiende como $I^2 X$. La sustitución que se realizó para la potencia real, también puede ser realiza aquí.

La formulación, a veces, podría necesitar restringir el control de variables para moverse dentro de sus límites respectivos, pero aun no se restringe el OPF a optimizar el costo dentro de los límites de los flujos en las líneas de transmisión y voltajes de barras. Para agregar este tipo de restricciones, se debe agregar otra restricción a la programación lineal. Por ejemplo, digamos que se desea restringir el flujo de MVA en la línea nm para que no exceda su límite:

$$\text{MVA flow}_{nm} \leq \text{MVA flow}_{nm}^{\max}$$

Modelemos esta restricción por medio de la serie de Taylor y solo consideremos los términos lineales:

$$\text{MVA flow}_{nm} = \text{MVA flow}_{nm}^0 + \sum_u \left(\frac{\partial}{\partial u} \text{MVA flow}_{nm} \right) \Delta u \leq \text{MVA flow}_{nm}^{\max}$$

Nuevamente podemos sustituir $\Delta u = u - u^0$ y se obtiene:

$$\sum_u \left(\frac{\partial}{\partial u} \text{MVA flow}_{nm} \right) u \leq \text{MVA flow}_{nm}^{\max} - K_f$$

Donde:

$$K_f = \text{MVA flow}_{nm}^0 + \sum_u \left(\frac{\partial}{\partial u} \text{MVA flow}_{nm} \right) u^0$$

Otras restricciones, como límite de magnitud de voltaje, pueden ser adheridas de forma similar. Se agregan tantas restricciones como se necesiten para mantener el sistema de potencia dentro de los límites prescritos. Las derivadas de P_{loss} y MVA flow_{nm} son obtenidas del cálculo de coeficientes de sensibilidad. Que fueron presentados en el capítulo anterior.

El diagrama a continuación muestra el tipo de estrategia usado para crear un OPF usando programación lineal. Las ecuaciones de flujo de potencia pueden ser la representación DC, AC desacoplado o un flujo AC completo. Lo que puede afectar es la dificultad de obtener los coeficientes de sensibilidad linealizados y la prueba de convergencia usada.

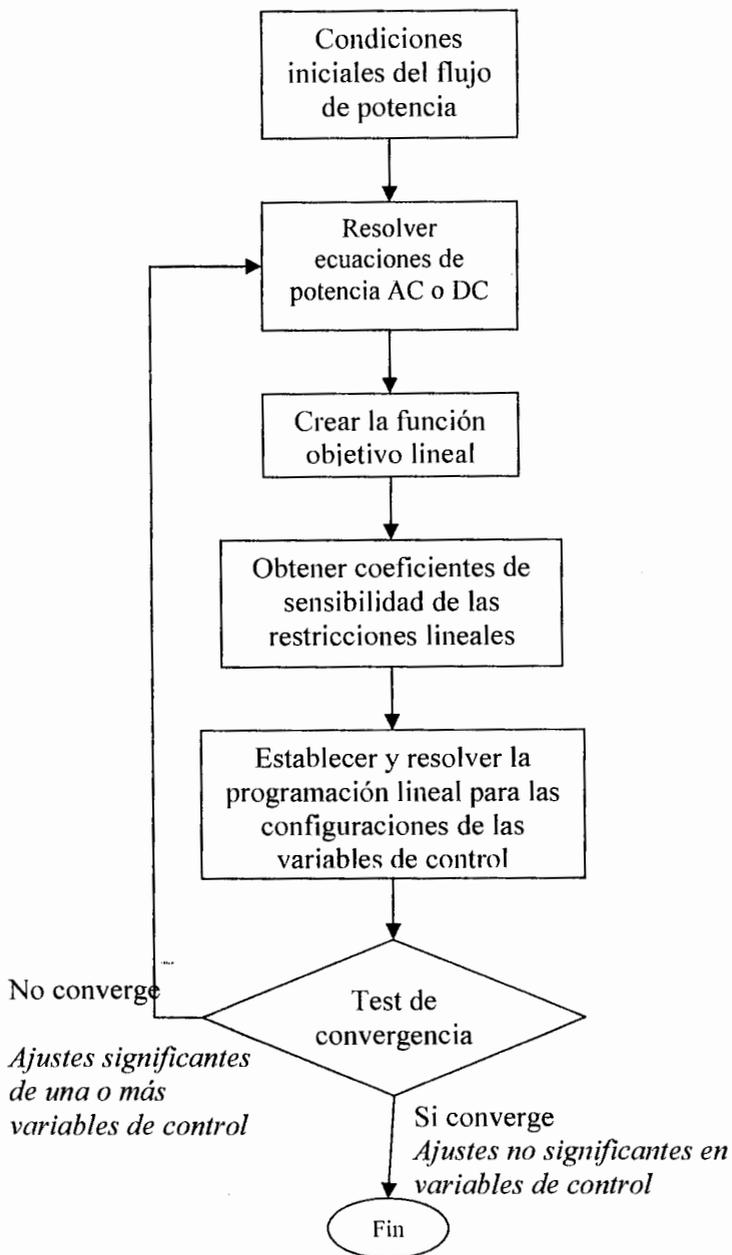


Figura 3.11: Diagrama para la solución del OPF mediante programación lineal

3.3.3 Flujo Óptimo de Potencia con Restricciones de Seguridad

El flujo óptimo de potencia con restricciones de seguridad conocido como SCOPF por sus iniciales en inglés de “*Security Constrained Optimal Power Flow*”, es la combinación del flujo óptimo de potencia y del análisis de contingencia. El objetivo es operar de manera segura un sistema que pueda tener cierta restricción. El SCOPF previene violaciones en condiciones de post-contingencia.

Cuando al procedimiento de desarrollo del flujo óptimo de potencia se le agregan restricciones que modelen los límites de los componentes durante una contingencia se logra que el OPF conozca los límites tanto para pre-contingencia como para post- contingencia. La selección de que contingencias deben ser tomadas en cuenta por el OPF es un aspecto muy importante, ya que no toda contingencia resulta alguna violación. A continuación se presenta un esquema de cómo trabaja el SCOPF:

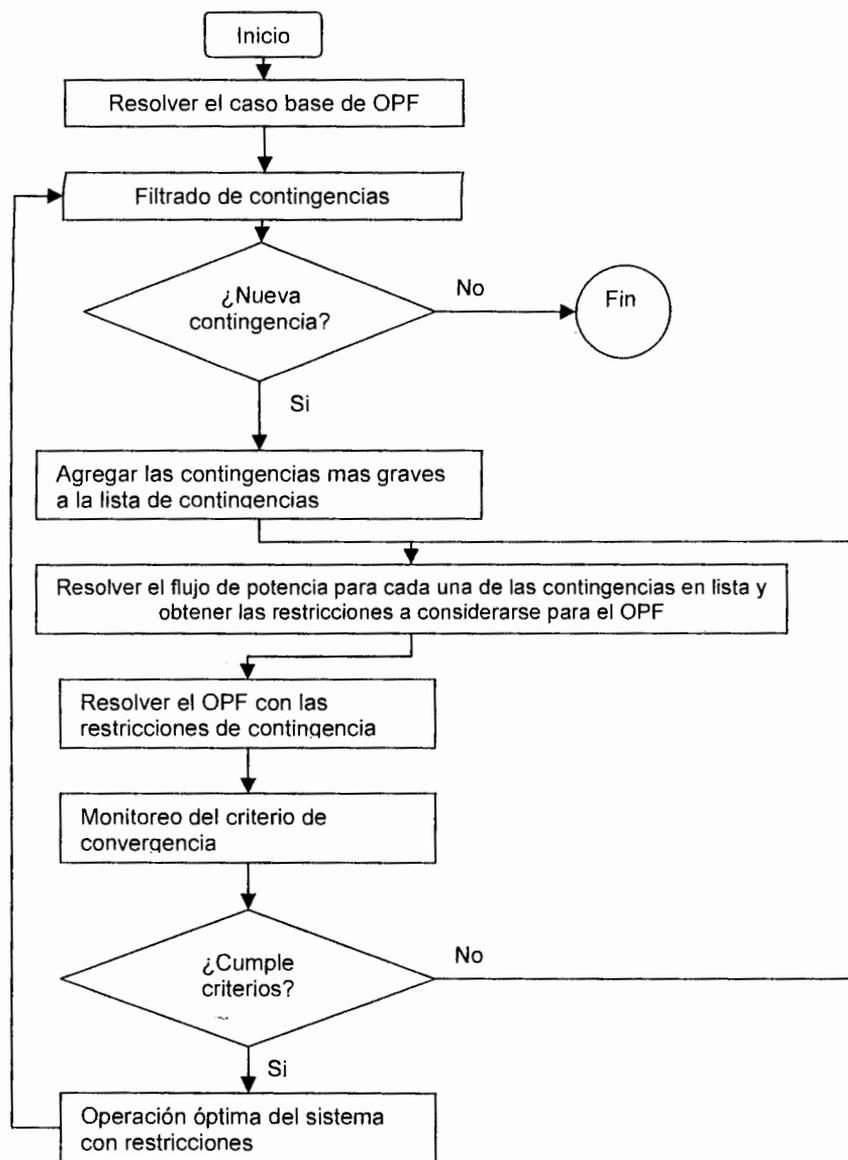


Figura 3.12: Diagrama de flujo para SCOPF

Inicialmente se tiene una lista de contingencias con violaciones determinadas del caso base del sistema. Podemos observar que se resuelven para cada caso en la lista un OPF hasta cumplir con los

criterios de convergencia. Luego de esto la respuesta óptima se revisa por si haya creado alguna inseguridad, de ser así ingresa a otro proceso de solución, caso contrario, el problema llega su fin con dicha respuesta.

3.3.4 Localización de los Precios Marginales

El precio marginal está definido como el cambio en el costo de operación total incurrido al servir un MW adicional de carga en una barra.

Sin restricciones y sin pérdidas, es decir en un sistema ideal, el precio marginal es el mismo en todo en sistema y es igual al costo de producir el próximo MW con la unidad mas barata. Pero en el mercado real, el sistema de transmisión impone restricciones sobre el mercado y esto hace que se localicen costos marginales. Los precios marginales son obtenidos como un subproducto del OPF. Durante cualquier minimización con restricciones siempre hay un costo asociado por hacer cumplir las condiciones de igualdad y desigualdad. Estos costos se conocen como precios marginales.

Por ejemplo, en un sistema de dos barras, como se muestra:

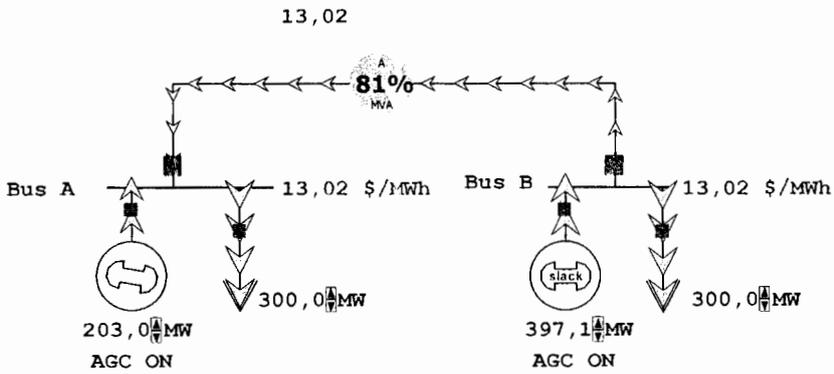


Figura 3.13: LMP en Sistema de 2 barras sin sobrecargas en el sistema de transmisión

Sin sobrecarga en la línea los precios serán iguales en ambas barras. Una vez que la línea llegue al límite, la carga adicional en la barra A debe ser suplida localmente, provocando un costo marginal diferente.

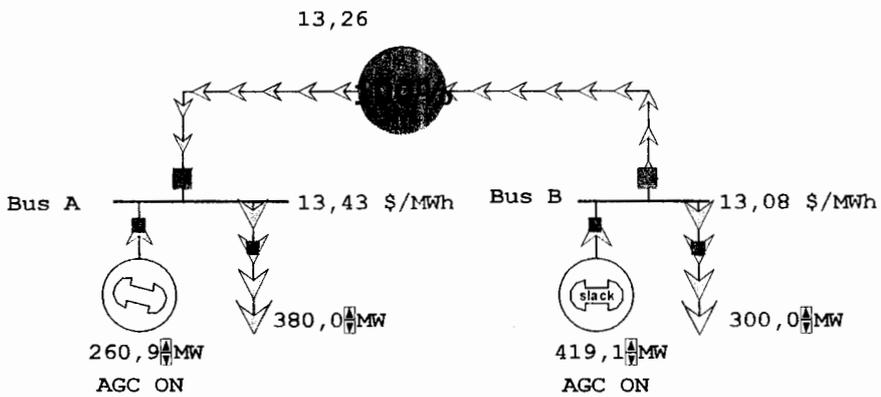


Figura 3.14: LMP en Sistema de 2 barras con el sistema de transmisión al límite

Ahora analicemos un sistema de tres barras, donde los generadores tienen una capacidad de 400 MW cada uno, y sus costos son: generador 1 de 8 \$/MWh, generador 2 de 10 \$/MWh y generador 3 de 12 \$/MWh.

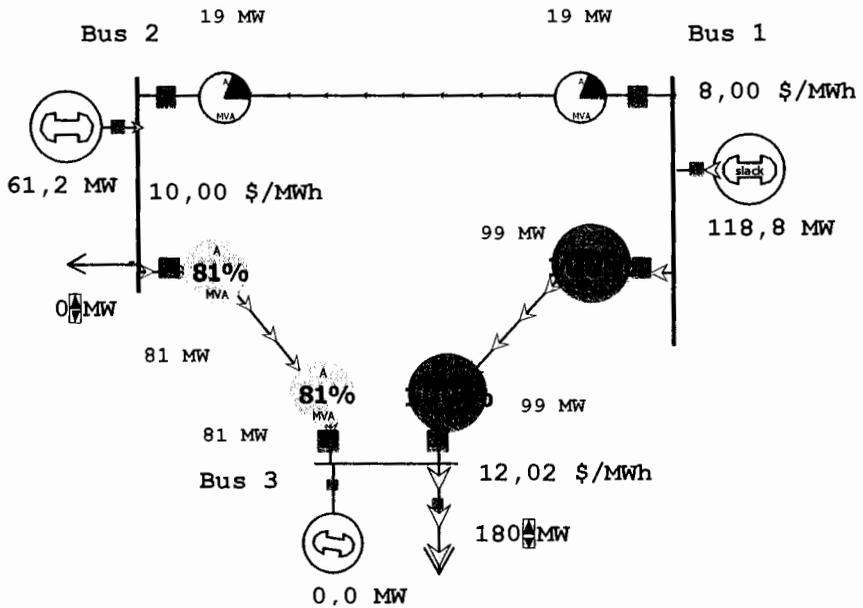


Figura 3.15: LMP en Sistema de 3 barras

Tal como se dijo, los precios marginales parecen como un subproducto del OPF y a continuación se analizará el precio en la barra 3:

Ya que todas líneas tienen igual impedancia y haciendo uso de los PTDF's, sabemos que: para que la barra 1 entregue 1 MW a la barra 3, 2/3 MW fluirán directamente por la L/T 1-3 mientras que 1/3 MW

fluirá por las L/T 1-2 y luego 2-3. De la misma manera suplir 1 MW de la barra 2 a la barra3, 2/3 fluirán por la L/T 2-3 y 1/3 MW por la L/T 1-2 y luego por 1-3.

Ahora con la L/T 1-3 en el límite, no se puede permitir flujo adicional de potencia a través de este. Así que, para suplir 1 MW más en la barra 3 se requiere:

$$\begin{aligned}\Delta P_{G1} + \Delta P_{G2} &= 1 \\ 2/3\Delta P_{G1} + 1/3\Delta P_{G2} &= 0\end{aligned}$$

Resolviendo se obtiene que P_{G2} debe incrementar 2 MW mientras que P_{G1} reducir 1 MW. Y esto tiene un costo de:

$$C = 10P_{G2} + 8P_{G1} = 10(2) + 8(-1) = \$12$$

Similar al costo marginal en las barras, se puede también calcular el costo marginal de forzar una restricción de línea. Para una línea de transmisión, este representa el monto de ahorros que puede ser obtenido si la capacidad en MVA fuese incrementada de en 1 MVA.

Así por ejemplo en el sistema de 3 barras sería:

Con 1 MVA más de capacidad en la línea 1-3, se tendría una redistribución, como sigue:

$$\begin{aligned}\Delta P_{G1} + \Delta P_{G2} &= 0 \text{ (la demanda no varía)} \\ 2/3 \Delta P_{G1} + 1/3 \Delta P_{G2} &= 1 \text{ (1 MW adicional en L/T 1-3)}\end{aligned}$$

Resolviendo, P_{G1} debe incrementar 3 MW, mientras que P_{G2} debe reducir 3 MW, que se traduce en costos:

$$C = 8\Delta P_{G1} + 10\Delta P_{G2} = 8(3) + 10(-3) = -\$6$$

Es decir un ahorro de \$6, por lo que se dice que el costo marginal de restricción es de 6 \$/MWh.

Cuando las líneas están en el límite, como se dijo anteriormente, debe abastecerse localmente una carga. Pero, ¿qué ocurre en el caso de que la generación local se encuentra indisponible o no existe? El LP-OPF intenta remover las violaciones, pero en este caso no todas las restricciones pueden ser forzadas debido al insuficiente control y en las bases de la programación lineal no se remueve dicha restricción. El costo marginal depende del costo arbitrario de la variable “slack”.

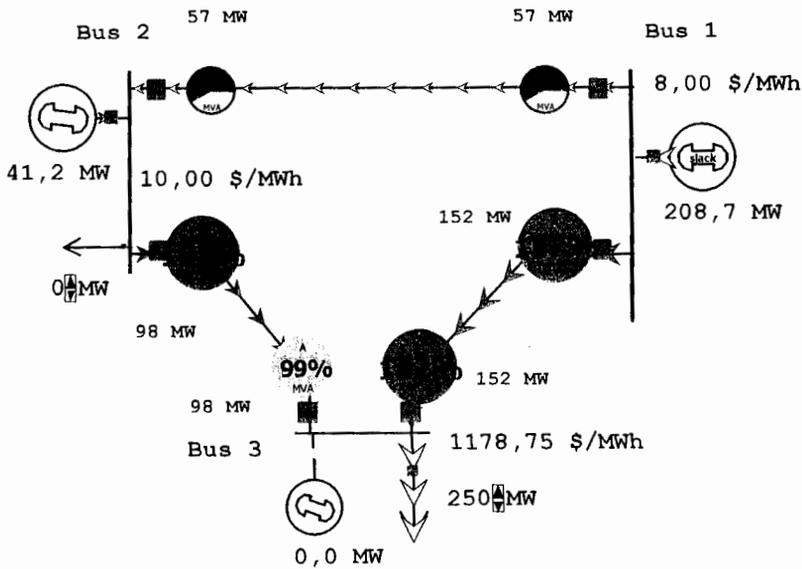


Figura 3.16: LMP en Sistema de 3 barras con violaciones en los límites de capacidad del sistema de transmisión

El costo alto se presenta en el lado de recepción de la línea con la restricción. Este costo por violación de restricción debe ser elevado y puede ser visto como una penalidad o función de penalidad. Además este costo elevado es comparable con el costo de rechazar carga.

Ejemplo:

Para el sistema de 5 barras del capítulo 5, se muestran las curvas de costo incremental:

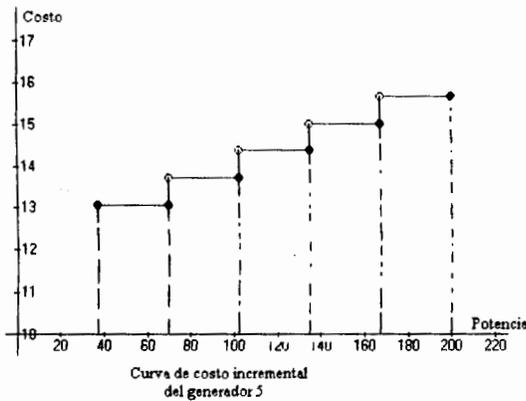
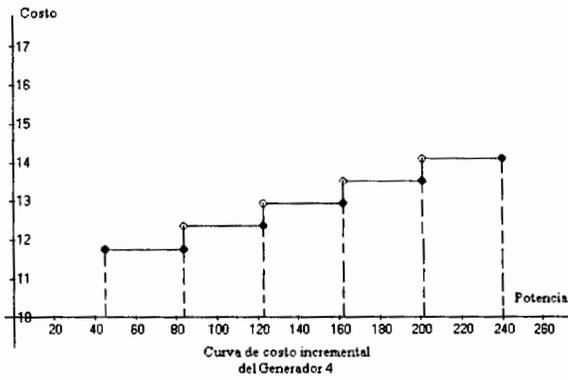
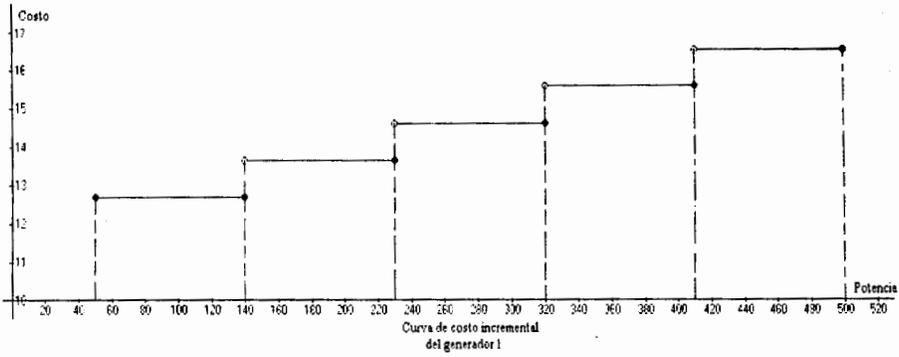


Figura 3.17: Curvas linealizadas del costo incremental de los generadores

Estas curvas son obtenidas de la linealización de las funciones que se presentó en el ejemplo de programación lineal. Ya que ninguna de las

CAPÍTULO 4

EJEMPLOS DE APLICACIÓN DE LAS HERRAMIENTAS USANDO EL SIMULADOR POWERWORLD

Este capítulo contiene ejemplos de aplicación de las herramientas expuestas en los capítulos anteriores usando el simulador "POWERWORLD". Se utilizarán dos sistemas para la aplicación de las herramientas. A continuación se presentan los sistemas a usarse:

Sistema de 5 barras

El sistema que se muestra a continuación posee un voltaje nominal de 138 kV.

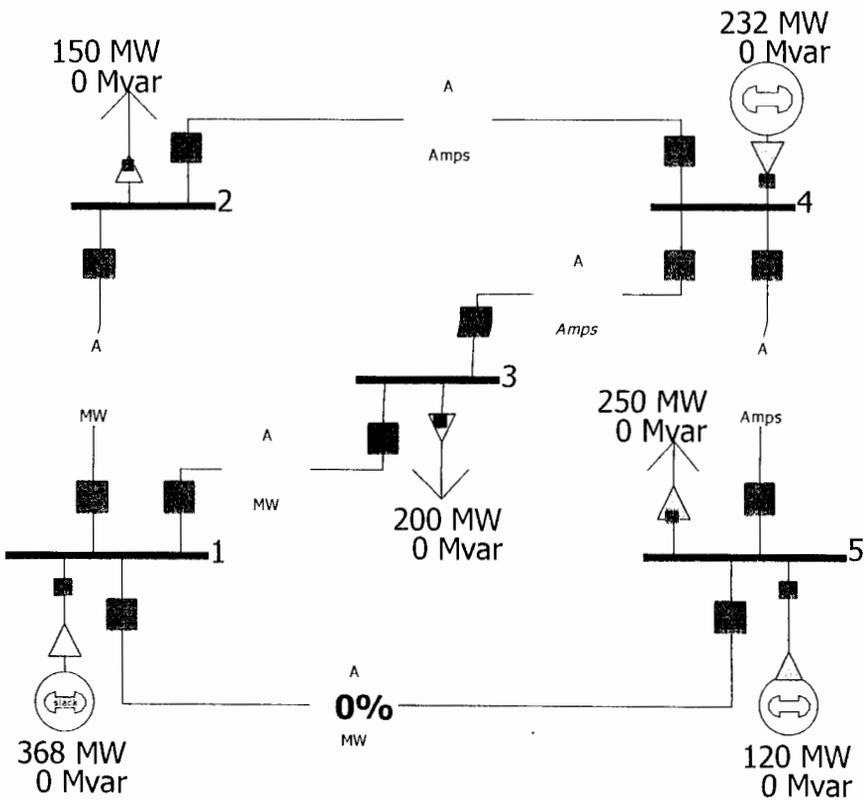


Figura 4.1: Diagrama unifilar del sistema de 5 barras

- **Parámetros de los generadores**

Número	AGC	Min MW	Max MW	Modelo de costo	Costo fijo (Mbtu/hr)	IOB	IOC	IOD	Costo de combustible	Tipo de combustible	Tipo de unidad
1	SI	50	500	Cubic	213,1	11,7	0,005	0	0,2	Hydro	HY (Hydro)
4	NO	45	240	Cubic	240	10,8	0,007	0	1	Natural Gas	GT (Gas Turbine)
5	NO	37,5	200	Cubic	100	12	0,01	0	1,1	Residual Fuel Oil (FO5, FO6)	IC (Internal Combustion)

Tabla 4.1: Parámetros de Generadores del sistema de 5 barras

- **Parámetros de las líneas**

Desde barra número	A barra número	Circuito	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Lim MVA
2	1	1	0,02	0,08	0,02	212
1	3	1	0,01	0,06	0,02	212
1	5	1	0,06	0,17	0,04	133
2	4	1	0,05	0,12	0,03	133
3	4	1	0,02	0,08	0,02	212
4	5	1	0,05	0,12	0,03	133

Tabla 4.2: Parámetros de líneas de transmisión del sistema de 5 barras

- *Parámetros de las barras*

Número	Nombre	Nom kV	Carga MW	Carga Mvar
1	1	138		
2	2	138	150	30
3	3	138	200	50
4	4	138		
5	5	138	250	60

Tabla 4.3: Parámetros de Barras del sistema de 5 barras

Sistema de 12 barras

Este sistema, mostrado abajo, posee dos niveles de voltaje: 138 kV que es la parte superior y cuyas líneas de transmisión son color naranja, y 69 kV que forma la parte inferior y cuyas líneas de transmisión son de color azul. Además posee tres transformadores, los mismos que diferencian la diferencia de voltajes con la misma convención de colores.

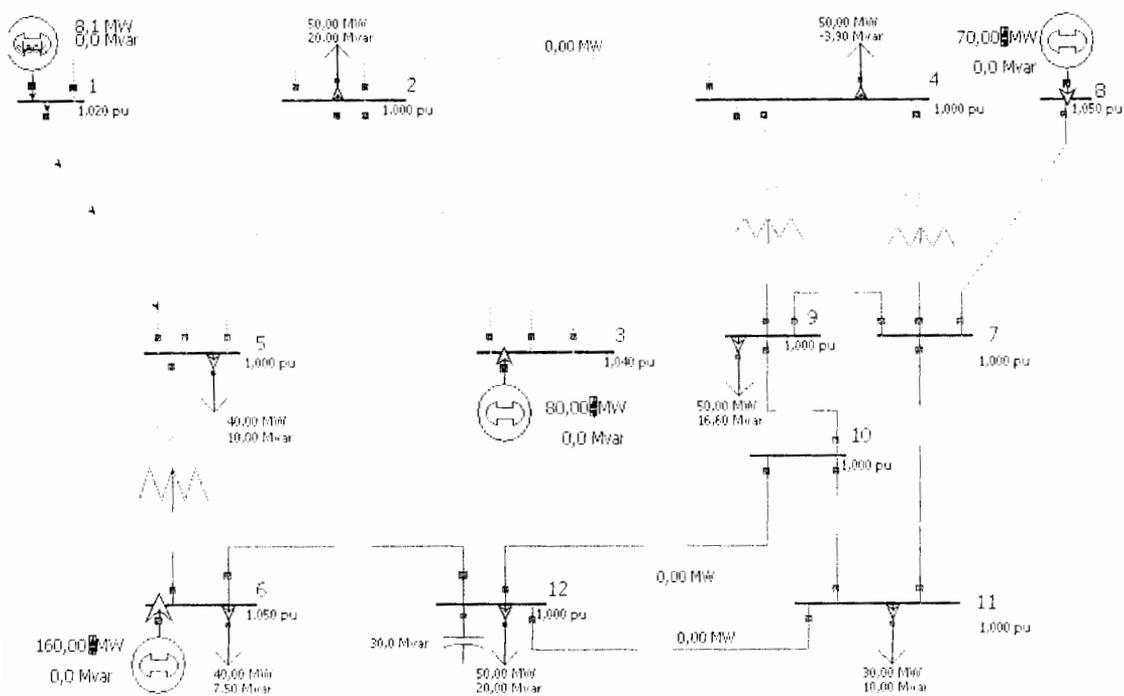


Figura 4.2: Diagrama unifilar del sistema de 12 barras

• **Parámetros de los generadores**

Número	AGC	Min MW	Max MW	Modelo de costo	Costo fijo(\$/hr)	Costo fijo(Mbtu/hr)	IOB	IOC	IOD	Costo de combustible
1	SI	0	300	Ninguno	0	100	10	0,01	0	1
3	SI	0	300	Ninguno	0	0	10	0,01	0	1
6	SI	0	300	Ninguno	0	0	10	0,01	0	1
8	SI	0	300	Ninguno	0	0	10	0,01	0	1

Tabla 4.4 Parámetros de los generadores del sistema de 12 barras

- **Parámetros de las líneas**

Desde barra número	A barra número	Circuito	Xfrmr	R	X	B	Lim MVA
1	2	1	No	0,0194	0,06	0,053	100
1	5	1	No	0,054	0,22	0,049	50
2	3	1	No	0,047	0,2	0,044	30
2	4	1	No	0,0581	0,18	0,034	50
2	5	1	No	0,0569	0,17	0,035	50
3	4	1	No	0,067	0,17	0,013	80
3	5	1	No	0,0133	0,04	0	80
4	7	1	SI	0	0,21	0	30
4	9	1	SI	0	0,56	0	50
5	6	1	SI	0	0,25	0	80
6	12	1	No	0,1229	0,26	0	80
7	8	1	No	0	0,18	0	120
7	9	1	No	0	0,11	0	80
11	7	1	No	0,2209	0,2	0	70
9	10	1	No	0,0318	0,08	0	50
10	11	1	No	0,0821	0,19	0	30
10	12	1	No	0,0662	0,13	0	30
12	11	1	No	0,095	0,2	0	30

Tabla 4.5: Parámetros de líneas de transmisión del sistema de 12 barras

Parámetros de las Barras

Número	Nombre	Nombre de área	Nom kV	Carga MW	Carga Mvar
1	ONE	1	138		
2	TWO	1	138	50	20
3	THREE	1	138		
4	FOUR	1	138	50	-3,9
5	FIVE	1	138	40	10
6	SIX	1	69	40	7,5
7	SEVEN	1	69		
8	EIGHT	1	138		
9	NINE	1	69	50	16,6
10	TEN	1	69		
11	ELEVEN	1	69	30	10
12	TWELVE	1	69	50	20

Tabla 4.6: Parámetros de barras del sistema de 12 barras

4.1 Análisis de contingencia

Con el sistema de 5 barras, hacemos uso de la herramienta: Análisis de contingencia. Se procede a insertar contingencias simples y ejecutar el análisis. Y obtenemos una lista de 8 posibles contingencias, con las respectivas violaciones, como se aprecia en la figura:

Contingency Analysis

Contingencies | Lines, Buses, Interfaces | Options | Summary

	Label	Skip	Processed	Solved	Islanded Load	QV Autoplot?	Violations	Max Branch	Min Volt	Max Volt	Max Interface %
1	L_000022-000011C1	Nº	YES	YES	0,00	Nº	1	114,1			
2	G_000044U1	Nº	YES	YES	0,00	Nº	1	105,5			
3	L_000044-000055C1	Nº	YES	YES	0,00	Nº	1	101,9			
4	L_000011-000055C2	Nº	YES	YES	0,00	Nº	1	101,9			
5	G_000055U1	Nº	YES	YES	0,00	Nº	1	100,4			
6	L_000033-000044C1	Nº	YES	YES	0,00	Nº	0				
7	L_000022-000044C1	Nº	YES	YES	0,00	Nº	0				
8	L_000011-000033C1	Nº	YES	YES	0,00	Nº	0				

Violations | Contingency Definition

Show related contingencies | Combined Tables >

Category	Element	Value	Limit	Percent	Area Name Assoc.	Nom I/V Assoc.
1	Branch.MVA	151,94	133,14	114,12	1-1	136,0

Actions | Model Crite

1	OPEN Branch 2_136,0 (2) Td
---	----------------------------

Status: Initialized | Refresh Displays After Each Contingency

Load | Auto Insert | Save | Other > | Start Run | Close | ? Help

Figura 4.3: Lista de contingencias simples que presenta el PowerWorld para el sistema de 5 barras

Se han ordenado las contingencias por la violación máxima de sobrecarga que se presenta. Como podemos apreciar se producen 5 violaciones. Las etiquetas definen el elemento fallido, los elementos que provocan violaciones en el mismo orden que la gráfica anterior son: la línea 1-2, el generador 4, la línea 4-5, la línea 1-5, y el generador 5.

Analicemos la contingencia primera de la lista, donde se aprecia que la máxima violación se da en la línea de 2 a 4 con un flujo de 151,94 MVA.

Observemos el sistema antes y después de que se presenta el efecto de la apertura de la línea 1-2:

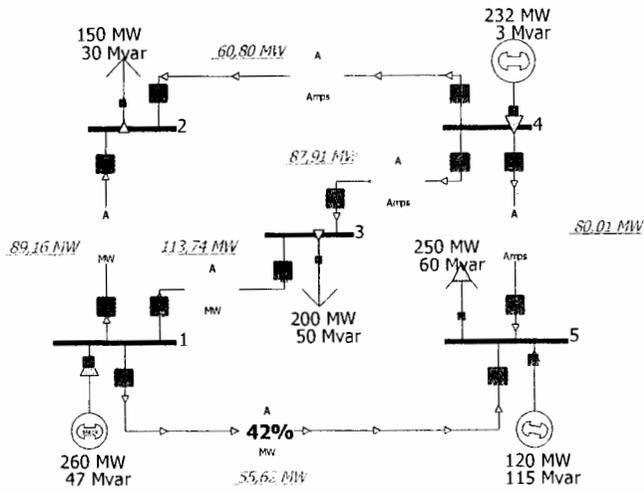


Figura 4.4: Sistema de 5 barras en estado de operación normal

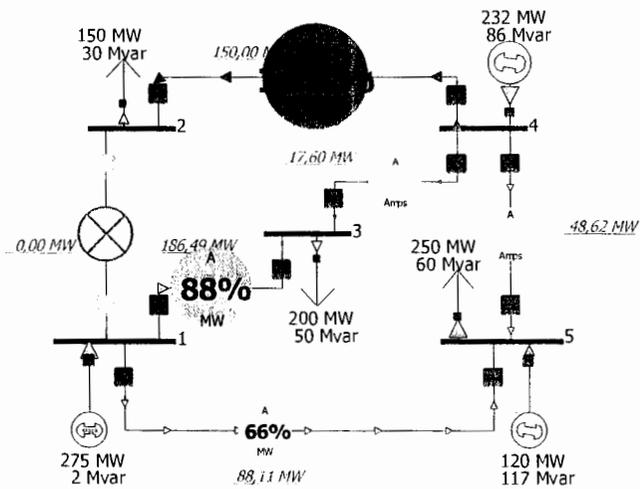


Figura 4.5: Sistema de 5 barras en estado de contingencia ante de la apertura de la línea 1-2

Como se puede apreciar para este caso en particular, la única forma de aliviar la sobrecarga en la línea 2-4, es el rechazar carga en la barra 2, por lo menos

hasta llegar al límite superior de la línea que es 133,14 MVA. Debido a las pérdidas en la línea, la potencia que se debe reducir en este caso es mayor al límite térmico de la línea, a continuación se presenta como se vería la reducción de carga en la barra 2.

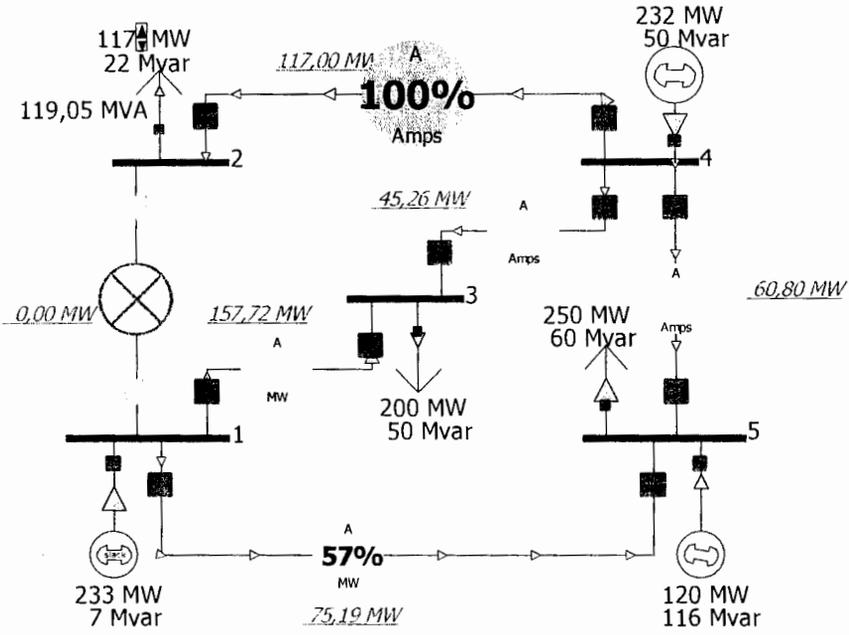


Figura 4.6: Sistema de 5 barras sin violación a la capacidad de la línea 2-4 luego de la apertura de la línea 1-2

La figura de arriba muestra la carga que finalmente debería permanecer abastecida para no sobrecargar la línea.

Ahora analicemos la segunda peor contingencia, esta es la salida del generador de la barra 4. Esta provoca la sobrecarga de la línea 1-3 llegando a

223,13 MVA. A continuación se muestra el sistema ante la salida del generador 4:

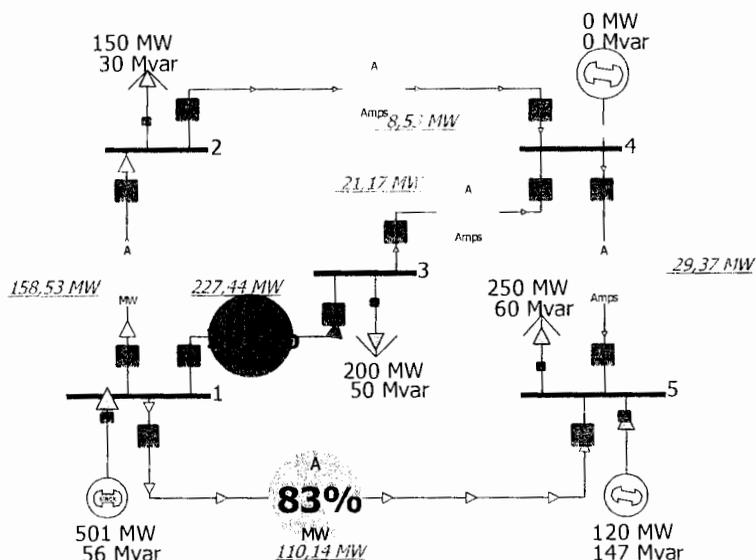


Figura 4.7: Sistema de 5 barras en estado de contingencia ante de la salida del generador 4

En este caso para aliviar el flujo a través de la línea 1-3, debemos hacer uso de los factores TLR. Es obvio que el único movimiento de generación que podría permitir la eliminación de la sobrecarga está en el generador de la barra 5. Por lo tanto se determinan los TLR considerando el generador 5. A continuación se presenta la determinación de estos factores:

TLR Sensitivities / Generation Shift Factors

Select Device
 Device Type
 Line/FMR
 Interface
 Multiple Elements

Sort by Name Sort by Number
 Define Filter Use Area/Zone Filters

Search For Near Bus: 1 (1) [138 KV], 2 (2) [138 KV], 3 (3) [138 KV], 4 (4) [138 KV], 5 (5) [138 KV]
 Select Far Bus, CKT: 2 (2) [138 KV] CKT 1, 3 (3) [138 KV] CKT 1, 5 (5) [138 KV] CKT 2

Transactor
 Type
 Buyer
 Seller
 Transactor Object
 Area
 Zone
 Super Area
 Slack
 Inj. Group
 Bus

105,58 MW
 Current Value

TLR Sensitivities
 Clear before Calculate
 Append on Calculate

PTDF Calculation Method
 Full AC
 Lossless DC
 Lossless DC With Phase Shifters

Calculate TLR Sensitivities

Include only AGCable Generators
 Set Sensitivities At Out-Of-Service Buses Equal to Closest

Generator Sensitivities | Area Sensitivities | Bus Sensitivities

	Number	Name	ID	Area Name of Gen	AGC	P Sensitivity	Gen MW	Min MW	Max MW	V Sensitivity	Set Volt
1	1	1	1	1	YES	-0,269294	247,9	50,0	500,0	0,00000	1,0000
2	4	4	1	1	NO	0,202048	232,1	45,0	240,0	0,00000	1,0000
3	5	5	1	1	NO	0,000000	120,0	37,5	200,0	0,00000	1,0000

Figura 4.8: Cálculo de TLR en "Powerworld" para un movimiento del generador 5

En la parte inferior del cuadro anteriormente mostrado, en la columna P "sensitivity" se ve el TLR considerando una variación en la generación de la barra 5. El valor de TLR que interesa es -0,269294, correspondiente a la fila uno, que es la respuesta del sistema considerando la barra 1 como barra oscilante. Ahora, ¿cuanto debe generar el generador 5 para reducir la sobrecarga en la línea?, la respuesta a continuación:

$$\Delta P_{G5} = \frac{P_{13}^{\max} - P_{13}^0}{TLR_{13,5}} ;$$

$$P_{G5}^1 = P_{G5}^0 + \Delta P_{G5}$$

Revisando los flujos de las líneas tenemos:

Desde barra	A barra	Circuito	Estado	Xfrmr	Desde MW	Desde Mvar	Desde MVA	Lim MVA	% de MVA Limite (Max)
2	1	1	Cerrado	No	-158,5	-14,4	159,2	212	78,6
1	3	1	Cerrado	No	227,4	53,9	233,7	212	110,2
1	5	2	Cerrado	No	110,1	-32,5	114,8	133	86,3
2	4	1	Cerrado	No	8,5	-15,6	17,8	133,1	13,3
3	4	1	Cerrado	No	21,2	-24,9	32,7	211,5	15,4
4	5	1	Cerrado	No	29,4	-36,9	47,1	133	35,4

Tabla 4.7: Flujos de líneas del sistema de 5 barras que presenta Powerworld luego de la salida del generador 4

En rojo se presenta la sobrecarga en la línea 1-3. Si se considera una factor de potencia constante en el flujo, el flujo de la línea debe llegar como máximo a 205,84 MW. Entonces solo se reemplazan los valores en las formulas:

$$\Delta P_{G5} = \frac{205,84 - 227,4}{-0,269294} = 80,045 MW ;$$

$$P_{G5}^1 = 120 MW + 80,045 MW$$

$$P_{G5}^1 = 200,045 MW$$

En vista de que la potencia máxima del generador 5 es de 200 MW, esta será la potencia a generarse. A continuación se muestra el resultado final en el sistema luego de realizar este movimiento de generación:

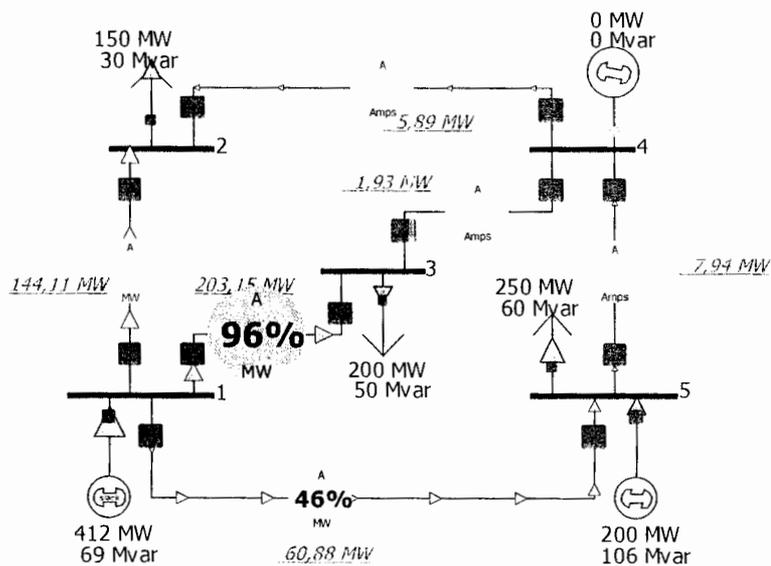


Figura 4.9: Sistema de 5 barras en estado normal de operación luego de la salida del generador 4.

A continuación se realizará el análisis de contingencias del sistema de 12 barras. La lista de contingencias y violaciones que presenta el programa es:

	Label	Skip	Processed	Solved	Islanded Load	QV Autoplot?	Violati ▼	Max Branch %
1	T_00005FIVE-00006SIXC1	NO	YES	YES	0,00	NO	3	150,0
2	L_00006SIX-00012TWELVEC1	NO	YES	YES	0,00	NO	3	150,0
3	G_00006SIXU1	NO	YES	YES	0,00	NO	2	123,4
4	G_00008EIGHTU1	NO	YES	YES	0,00	NO	2	109,1
5	T_00007SEVEN-00008EIGHTC1	NO	YES	YES	0,00	NO	2	109,1
6	L_00002TWO-00005FIVEC1	NO	YES	YES	0,00	NO	1	100,6
7	L_00003THREE-00005FIVEC1	NO	YES	YES	0,00	NO	1	115,1
8	L_00003THREE-00004FOURC1	NO	YES	YES	0,00	NO	1	119,4
9	L_00011ELEVEN-00007SEVENC1	NO	YES	YES	0,00	NO	0	
10	L_00007SEVEN-00009NINEC1	NO	YES	YES	0,00	NO	0	
11	L_00002TWO-00003THREEC1	NO	YES	YES	0,00	NO	0	
12	T_00004FOUR-00009NINEC1	NO	YES	YES	0,00	NO	0	
13	L_00010TEN-00012TWELVEC1	NO	YES	YES	0,00	NO	0	
14	L_00009NINE-00010TENC1	NO	YES	YES	0,00	NO	0	
15	L_00010TEN-00011ELEVENC1	NO	YES	YES	0,00	NO	0	
16	T_00004FOUR-00007SEVENC1	NO	YES	YES	0,00	NO	0	
17	L_00012TWELVE-00011ELEVENC1	NO	YES	YES	0,00	NO	0	
18	G_00003THREEU1	NO	YES	YES	0,00	NO	0	
19	L_00002TWO-00004FOURC1	NO	YES	YES	0,00	NO	0	
20	L_00001ONE-00005FIVEC1	NO	YES	YES	0,00	NO	0	
21	L_00001ONE-00002TWO C1	NO	YES	YES	0,00	NO	0	

Figura 4.10: Análisis de contingencias presentado por el programa “Powerworld” para el sistema de 12 barras

Para este ejemplo se analizarán la primera y tercera contingencia de la lista. No se analiza la segunda debido a que es muy similar. La primera contingencia de la lista, es la salida del transformador entre las barras 5-6. Ante esta salida se presentan 3 violaciones de sobrecarga en: línea 4-7, línea 6-12 y línea 10-12. De todas estas sobrecargas, la mayor ocurre en la línea 6-12 con un flujo de 50% por encima del nominal. Por lo tanto en primer objetivo será aliviar esta sobre carga.

Ya que tenemos varios generadores que podrían actuar en el sistema se realiza el análisis en múltiples elementos seleccionando líneas sobrecargadas. Y el programa entrega los siguientes resultados:

	Number	ID	Name	Area Name of Gen	ETLR	WTLR	4 TO 7 CKT 1	6 TO 12 CKT 1	10 TO 12 CKT 1
	1	1	ONE	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	2	3	THREE	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	3	6	SIX	1	2,2876	2,5905	-0,6861	1,0000	-0,6015
	4	8	EIGHT	1	0,7738	0,4362	-0,7545	0,0000	-0,0193

Figura 4.11: Análisis de TLR presentado por el programa “Powerworld” para el sistema de 12 barras ante la salida del transformador 5-6

Acorde a los resultados presentados, la mayor efectividad se tiene realizando un movimiento en el generador 6. Lo que es bastante obvio, ya que como se ve en la figura siguiente el generador 6 queda conectado radialmente al sistema a través de la línea 6-12, entonces una baja en la carga del generador 6 se reflejará directamente en la línea 6-12.

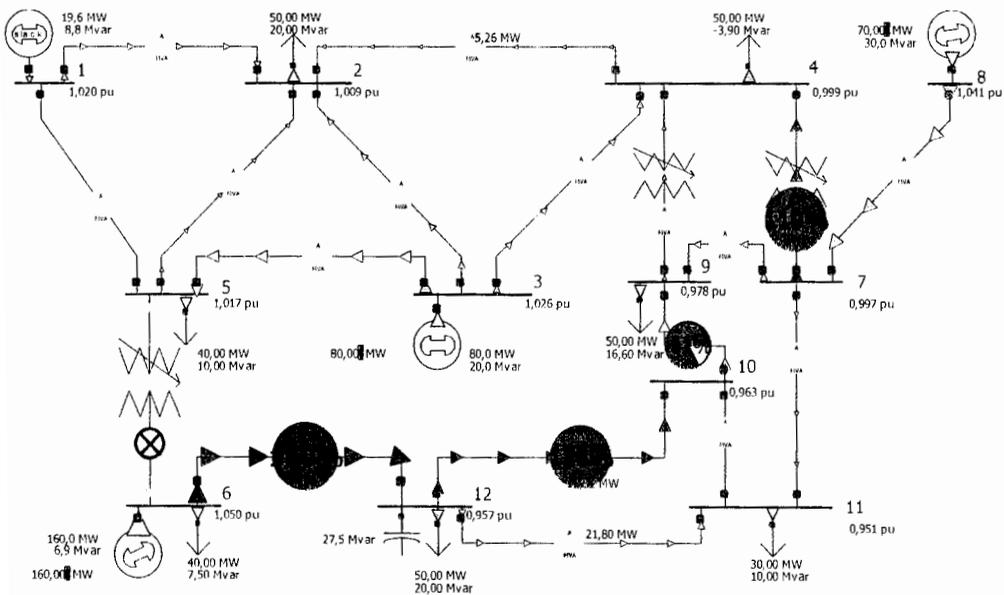


Figura 4.12: Sistema de 12 barras en estado de contingencia debido a la salida del transformador 5-6

Por lo tanto la reducción de generación será de 40 MW que es la diferencia entre el flujo actual y el permitido. Sin embargo, ¿Cómo afecta esta variación de generación al resto del sistema?, para lo que hacemos uso del TLR en todas las líneas y usamos las fórmulas de la sección 2.4 del capítulo 2. A continuación se presenta una tabla que resume los resultados

L/T	TLR _{G6}	Flujo inicial	Flujo final calculado	Lim MVA	% Carga
1 a 2	0,7506	20,3	50,32	100	50%
1 a 5	0,2494	-0,7	9,28	50	81%
2 a 3	0,1234	-16,9	-11,96	30	60%
2 a 4	0,5627	-5,3	17,21	50	66%
2 a 5	0,0645	-7,6	-5,02	50	90%
3 a 4	0,4373	14,3	31,79	80	60%
3 a 5	-0,3139	48,6	36,04	80	55%
4 a 7	0,6861	-34	-6,56	30	78%
4 a 9	0,3139	-7,2	5,36	50	89%
5 a 6	0	0	0	80	0%
6 a 12	-1	120	80	80	0%
7 a 8	0	-70	-70	120	42%
7 a 9	0,2828	26,9	38,21	80	52%
11 a 7	-0,4033	-8,5	-24,63	70	65%
9 a 10	0,5967	-30,2	-6,33	50	87%
10 a 11	-0,0048	0,3	0,11	30	100%
10 a 12	0,6015	-31,1	-7,04	30	77%
12 a 11	-0,3985	21,8	5,86	30	80%

Tabla 4.8: TLR's y resultados de flujos para movimiento en el generador 6

En la columna de porcentaje de carga muestra la cargabilidad de las líneas luego del movimiento de generación. Se observa que la reducción de la generación en el generador 6 reduce efectivamente la sobrecarga en la línea 6-12, y adicionalmente en las líneas 4-7 y 10-12, además de que no se sobrecarga ninguna otra línea, entregando como resultado el sistema de se muestra:

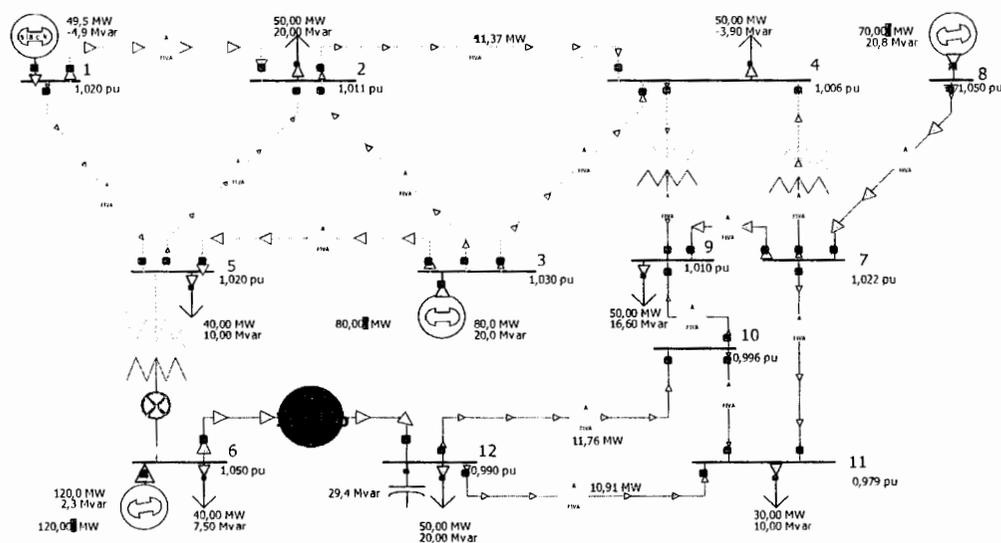


Figura 4.13: Sistema de 12 barras en estado de operación normal luego de la salida del transformador 5-6 y del movimiento en el generador 6

A continuación se analizará la tercera contingencia para el sistema de 12 barras, esto es la salida del generador 6. Ante esta falla el sistema presenta la sobrecarga en la línea 1-2. Tal como se aprecia:

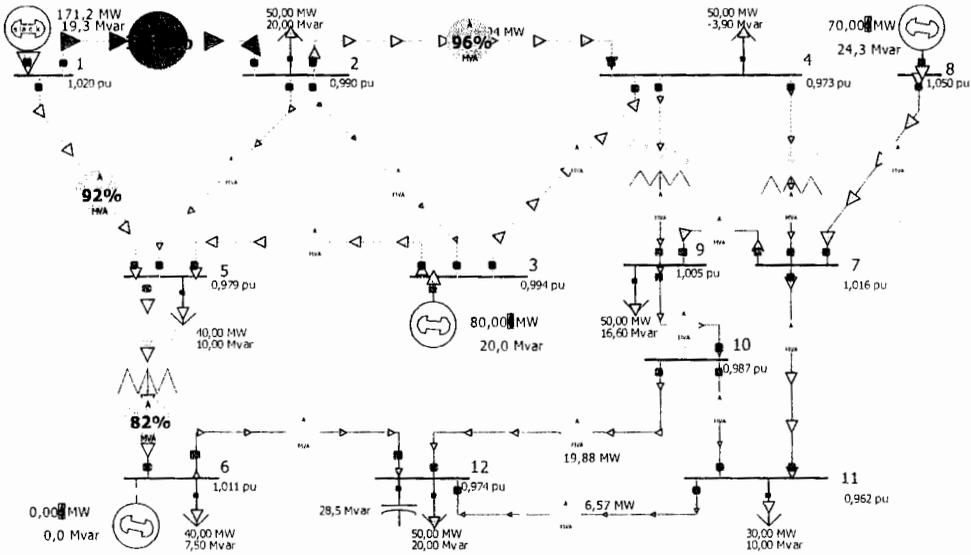


Figura 4.14: Sistema de 12 barras en estado de contingencia debido a la salida del generador 6

Se procede a analizar cual es el movimiento de generación más eficiente para aliviar las sobrecargas, tal como se muestra a continuación:

	Number	ID	Name	Area Name of Gen	ETLR	WTLR	1 TO 2 CKT 1
1	1	1	ONE	1	0,0000	0,0000	0,0000
2	3	1	THREE	1	-0,6657	-0,6657	-0,6657
3	6	1	SIX	1	0,5505	0,5505	0,5505
4	8	1	EIGHT	1	-0,7148	-0,7148	-0,7148

Figura 4.15: Análisis de TLR presentado por el programa "Powerworld" para el sistema de 12 barras ante la salida del generador 6

En este caso, el movimiento más eficiente de generación es en la generadora 8. Por lo tanto se calcula la variación de generación:

$$\Delta P_{G8} = \frac{100 - 124,5}{-0,7148} = 34,28 MW \quad ;$$

$$P_{G8}^1 = 70 MW + 34,28 MW = 104,28 MW$$

Para completar el análisis se calculan los nuevos flujos con la variación de generación en la barra 8.

L/T	TLR Sensibilidades	Lim MVA	Flujo inicial	Flujo final calculado	% de carga
1 a 2	-0,7148	100	124,5	100,0	100%
1 a 5	-0,2852	50	46,7	36,9	74%
2 a 3	-0,1415	30	6	1,2	4%
2 a 4	-0,4507	50	48,9	33,5	67%
2 a 5	-0,1226	50	16,6	12,4	25%
3 a 4	-0,3008	80	43,2	32,9	41%
3 a 5	0,1592	80	42,8	48,3	60%
4 a 7	-0,584	30	20,5	0,5	2%
4 a 9	-0,1675	50	18,9	13,2	26%
5 a 6	-0,2486	80	64,5	56,0	70%
6 a 12	-0,2486	80	24,5	16,0	20%
7 a 8	-1	120	-70	-104,3	87%
7 a 9	0,2634	80	57,4	66,4	83%
11 a 7	-0,1526	70	-30,6	-35,8	51%
9 a 10	0,0959	50	26,3	29,6	59%
10 a 11	-0,0343	30	6,2	5,0	17%
10 a 12	0,1302	30	19,9	24,4	81%
12 a 11	-0,1184	30	-6,6	-10,7	36%

Tabla 4.9: TLR's y resultados de flujos para movimiento en el generador 8

De la tabla anterior, se observa que con el cambio de generación los flujos en las líneas se mantienen dentro de los límites y finalmente el sistema queda de la siguiente forma:

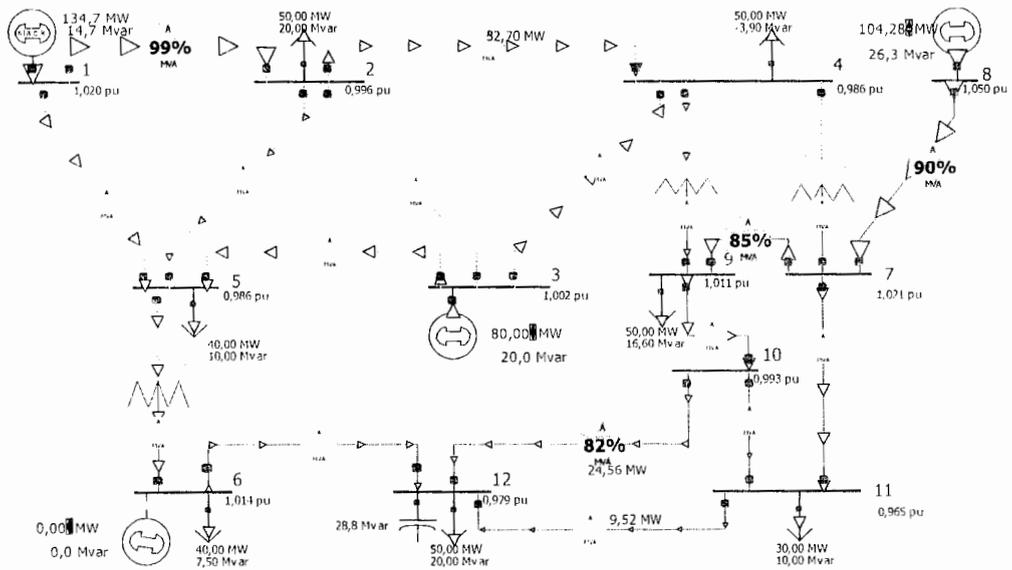


Figura 4.16: Sistema de 12 barras en estado de operación normal luego de la salida del generador 6 y del movimiento en el generador 8

4.2 Capacidad de Transferencia Disponible

Usando el sistema de 5 barras, se analiza la capacidad de transferencia disponible para la barra 2. Accediendo al cuadro de diálogo del ATC en el simulador inicialmente se establece las condiciones y consideraciones para el análisis del ATC. Abajo se presenta el cuadro de diálogo del ATC. Este consta de tres viñetas: opciones, análisis y resultados. Para el análisis se consideran

las contingencias, las limitaciones del sistema y de los generadores. Las contingencias consideradas son las mismas que las definidas en el análisis de contingencia. En las opciones avanzadas, se selecciona la metodología para el análisis. Para los casos presentados se usa el método de pasos lineales simples.

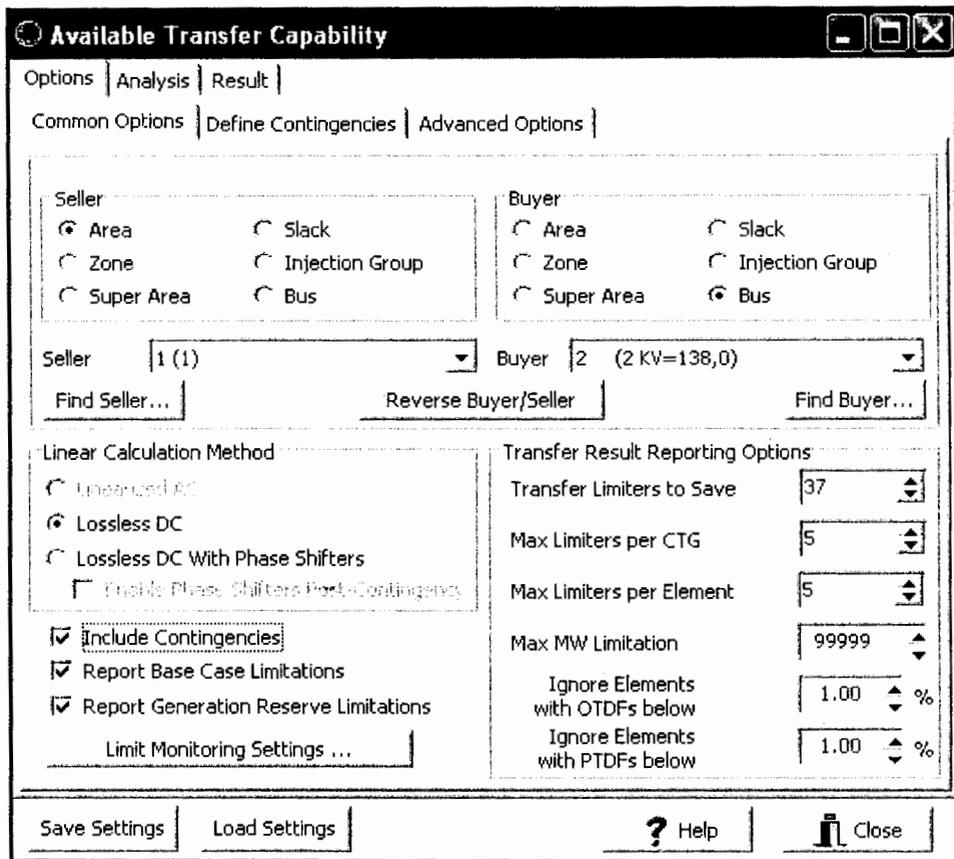


Figura 4.17: Menú para el cálculo de ATC para la barra 2 en el sistema de 5 barras

Ejecutamos el análisis en la viñeta Análisis. Luego los resultados se muestran en la viñeta resultados como se observa a continuación:

	Trans Lim	Limiting Element	Limiting CTG	% OTD
1	-78,73	Branch 1 (1) TO 3 (3) CKT 1	[138,00 G_000044U1	18,2
2	-18,96	Branch 2 (2) TO 4 (4) CKT 1	[138,00 L_000022-000011C1	-100,t
3	49,68	Branch 1 (1) TO 3 (3) CKT 1	[138,00 L_000022-000011C1	68,2
4	58,26	Branch 2 (2) TO 1 (1) CKT 1	[138,00 L_000022-000044C1	-100,t
5	62,11	Branch 2 (2) TO 1 (1) CKT 1	[138,00 L_000011-000033C1	-84,t
6	64,04	Branch 2 (2) TO 1 (1) CKT 1	[138,00 G_000044U1	-73,2
7	111,56	Branch 1 (1) TO 5 (5) CKT 2	[138,00 G_000055U1	8,2
8	115,98	Branch 2 (2) TO 4 (4) CKT 1	[138,00 L_000033-000044C1	-15,2
9	126,55	Branch 2 (2) TO 1 (1) CKT 1	[138,00 L_000011-000055C2	-76,t
10	133,43	Branch 2 (2) TO 1 (1) CKT 1	[138,00 G_000055U1	-73,2
11	150,66	Branch 1 (1) TO 5 (5) CKT 2	[138,00 L_000022-000011C1	31,t
12	164,38	Branch 2 (2) TO 4 (4) CKT 1	[138,00 L_000044-000055C1	-23,2

Contingency Definition	
Actions	Model Criter
1 OPEN Gen 4_138,0 (4) #1	

Figura 4.18: Presentación de resultados de ATC considerando contingencias para la barra 2 en el sistema de 5 barras

El valor de transferencia disponible es el primer valor que se muestra en la columna límite de transferencia, el mismo que es -78,73 MW. Cabe recalcar que este ATC se da para que al ocurrir la contingencia limitante, esta es la salida del generador 4, no exista violación en la carga de la línea 1-3. Si no se

consideran las contingencias, el ATC sería de 174,77 MW pero ahora el elemento limitante es la línea 1-2.

Available Transfer Capability						
Options Analysis Result						
All Limiters Branch Limiters Interface Limiters Nomogram Interface Limiters						
	Trans Lim	Limiting Element	Limiting CTG	% OTDF	Pre-Trans Est	Limit Used
1	174,77	Branch 2 (2) TO 1 (1) CKT 1 [:Base Case		-73,26	-83,39	-211,44
2	252,07	Area 1 (1)	Base Case	0,00	0,00	0,00
3	282,46	Branch 2 (2) TO 4 (4) CKT 1 [:Base Case		-26,74	-55,98	-131,50
4	577,10	Branch 1 (1) TO 2 (2) CKT 1 [:Base Case		10,00	105,00	211,11

Figura 4.19: Resultados de ATC sin considerar contingencias para la barra 2 en el sistema de 5 barras

En seguida se trabajará con el sistema de 12 barras. Para que este ejemplo complemente la información que el ejemplo anterior dejó, se ha procedido a realizar dos áreas. El área 1 comprendida por las barras 6, 7, 8, 9, 10, 11 y 12, y el área 2 comprendida por las barras 1, 2, 3, 4 y 5. En un estado inicial el intercambio es cero, a pesar de que se aprecian flujos a través de las interconexiones que son los transformadores, sin embargo el neto es 0 MW.

Barra		Lim MVA	Estado	MW	Mvar
de	a				
4	9	50	cerrado	12	3,1
4	7	30	cerrado	12,4	-2,5
5	6	80	cerrado	-24,4	16,7
Transferencia neta:				0	

Tabla 4.10: Transferencia neta entre las áreas 1 y 2 del sistema de 12 barras

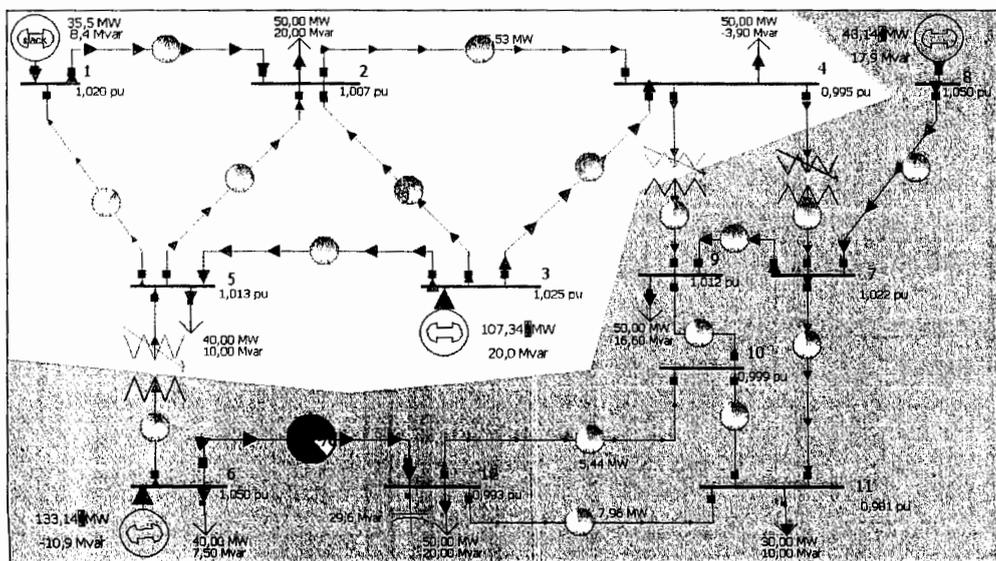


Figura 4.20: Sistema de 12 barras, 2 áreas. Área 2 color amarillo y área 1 color verde

Calculemos la máxima transferencia que se puede realizar desde el área 2 para alimentar la carga de la barra 11. En ese caso se debe realizar el cálculo del ATC. Para este caso en el menú de ATC el vendedor es el área 2 y el comprador es la barra 11. Luego de ejecutar el análisis, los resultados que se obtienen son:

	Trans Lim	From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Limiting CTG	% OTDF	Pre-Trans Est	Limit Used
1	33,07	6	SIX	12	TWELVE	1	Base Case	33,83	68,73	79,92
2	36,93	4	FOUR	7	SEVEN	1	Base Case	47,24	12,42	29,87
3	72,96	12	TWELVE	11	ELEVEN	1	Base Case	30,09	7,96	29,91
4	74,77	2	TWO	4	FOUR	1	Base Case	32,65	25,53	49,94
5	86,53	10	TEN	11	ELEVEN	1	Base Case	28,62	4,23	28,99

Figura 4.21: Resultados del cálculo del ATC presentados por el programa para una transferencia desde el área 2 hacia la barra 11, en el sistema de 12 barras

Por definición el menor valor de ATC calculado es el resultado final, por lo tanto el valor es de 33,07 MW. Entonces si la carga en la barra 11 incrementare a 63,07 MW, los 33,07 MW pueden ser abastecidos desde el área 2 sin causar ninguna violación en el sistema de transmisión. A bajo se presenta al sistema con la transacción descrita. Pero antes, cabe recalcar que se debe determinar la cantidad de transferencia desde el área 2 hacia el área 1.

Area Records												
Area Num	Area Name	AGC Status	Gen MW	Load MW	Tot Sched MW	Int MW	ACE MW	Lambda	Loss MW	Auto Shunts	Auto XF	Unspec. MW Inter.
1	1	Off AGC	176,29	203,00	-33,00	-37,44	-4,44	Off Control	10,72	YES	YES	-33,00
2	2	Part. AGC	182,01	140,00	33,00	37,44	4,44	Off Control	4,57	YES	YES	33,00

Figura 4.22: Datos de las áreas en el sistema de 12 barras

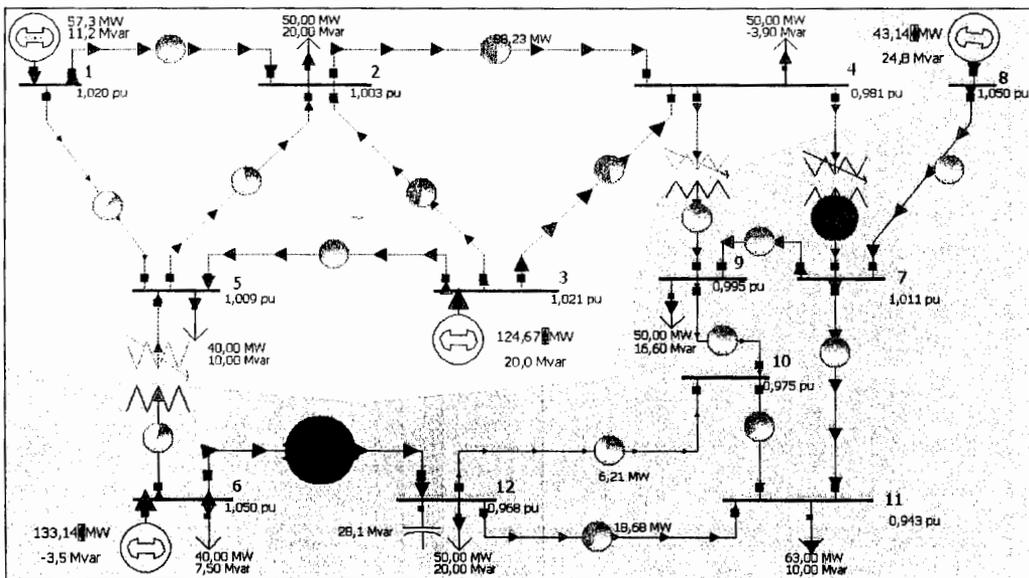


Figura 4.23: Sistema de 12 barras con una transferencia de 33 MW desde el área 2 hacia la barra 11

4.3 Despacho Económico

Para realizar el despacho económico en el simulador, los generadores del sistema deben contar con las curvas de costos.

A continuación se realiza el despacho económico en el sistema de 5 barras. Para que el simulador ejecute el despacho económico, el área o zona en estudio debe estar en ED el estado del AGC. Además todas las unidades deben tener el modo AGC activado.

Area Num	Area Name	AGC Status	Gen MW	Load MW	Tot Sched MW	Int MW	ACE MW	Lambda	Loss MW	Auto Shunts	Auto XF	Unspec. MW Inter.
1	1	ED	611,17	600,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11,17	YES	YES	0,00

Figura 4.24: Menú de datos de área que presenta el “Powerworld”

Al ejecutar el simulador, automáticamente realizará el despacho económico, como se muestra a bajo, también se muestran los varios datos que presenta el área, como generación total, carga total, el costo incremental, el costo total, entre otros:

Area Num	Area Name	AGC Status	Gen MW	Load MW	Tot Sched MW	Int MW	ACE MW	Lambda	Cost \$/Hr (generatic only)	Loss MW	Auto Shunts	Auto XF	Unspec. MW Inter.
1	1	ED	609,70	600,00	0,00	0,00	0,00	14,25	8428,06	9,70	YES	YES	0,00

Figura 4.25: Datos de área para el sistema de 5 barras

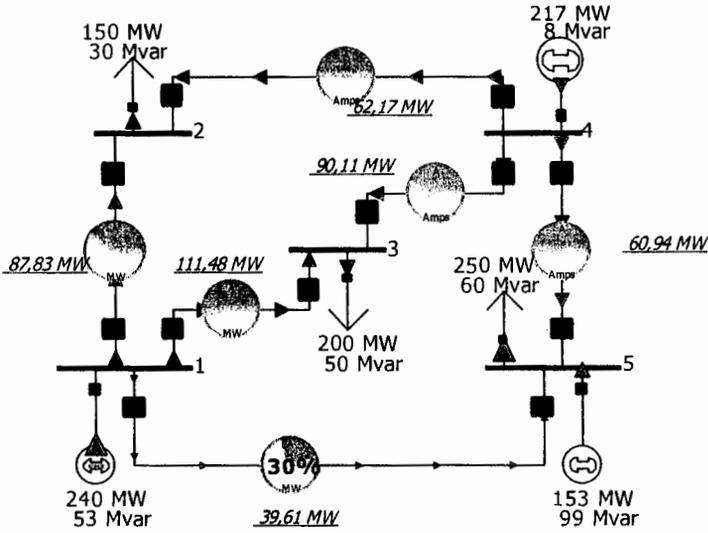


Figura 4.26: Sistema de 5 barras resuelto por despacho económico

El siguiente ejemplo se presenta con el sistema de 12 barras. Como se dijo anteriormente, para que se pueda realizar un despacho económico, es necesaria la información de costos de las unidades generadoras del sistema. Por esto se procedió a ingresar parámetros para la función de costos de las unidades mismos que se presentan a continuación:

Número	Nombre	Nombre de área de Ge	Costo fijo (\$/hr)	Costo Fijo (Mbtu/hr)	IOB	IOC	IOD	Costo de comb.	Tipo de combustible	Tipo de unidad
1	ONE	2	0	120	7,67	0,012	0	0,2	Hidro	HY (Hidro)
3	THREE	2	0	184	8,5	0,02	0	0,26	Desconocido	Desconocido
6	SIX	1	0	213	8,3	0,026	0	0,21	Natural Gas	GT (Turbina a gas)
8	EIGHT	1	0	125	8	0,02	0	0,25	Hidro	HY (Hidro)

Tabla 4.11: Parámetros de la función de costos de los generadores del sistema de 12 barras

Ya que se tienen 2 áreas, se pueden realizar dos despachos distintos: un despacho para cada área o un despacho considerando una súper área conformada por las dos áreas. En ambos casos los resultados serán distintos como se verá enseguida.

Primero se muestra, el despacho realizado por áreas independientes:

	Area Num	Area Name	AGC Status	Gen MW	Load MW	Tot Sched MW	Int MW	ACE MW	Lambda	Loss MW	Auto Shunts	Auto XF	Unspec. MW Inter.
1	1	1	ED	175,26	170,00	0,00	1,05	1,05	2,80	4,21	YES	YES	0,00
2	2	2	ED	142,60	140,00	0,00	-1,05	-1,05	2,19	3,65	YES	YES	0,00

Figura 4.27: Datos de área en el despacho para el sistema de 12 barras como áreas independientes

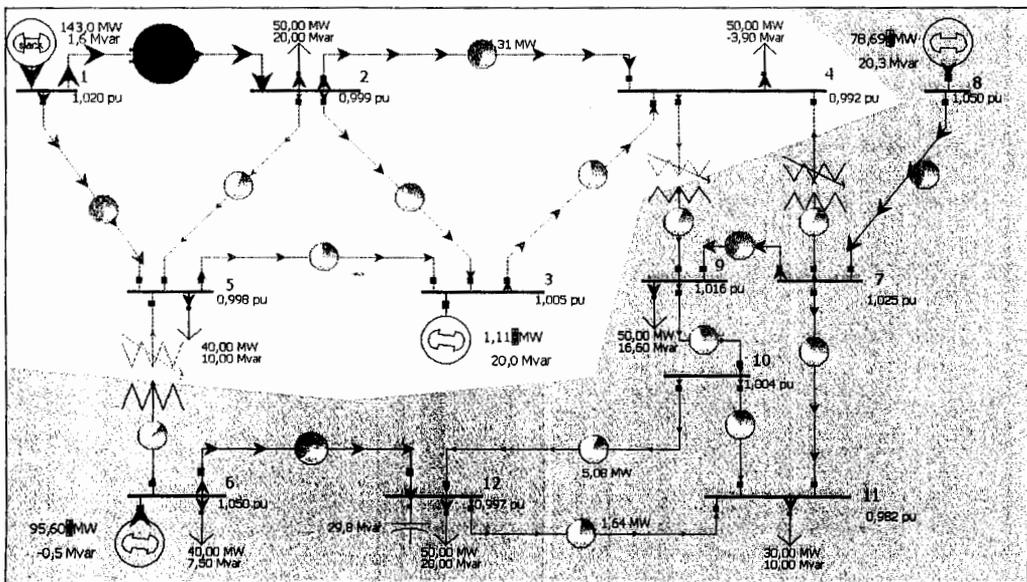


Figura 4.28: Sistema de 12 barras resuelto por despacho económico como áreas independientes

Para el caso presentado anteriormente cada una de las áreas posee un costo incremental distinto. Si se realiza un despacho económico considerando los dos sistemas como uno solo se tendrá un solo costo incremental, estado que se presenta abajo:

Super Area	AGC Status	Use Area PF	Num Areas	Gen MW	Load MW	Tot Sched MW	ACE MW	Lambda	Loss MW	ED use PF
1 eee 12	ED	YES	2	320,24	310,00	0,00	0,00	2,34	10,24	YES

Figura 4.29: Datos de área en el despacho para el sistema de 12 barras como súper área

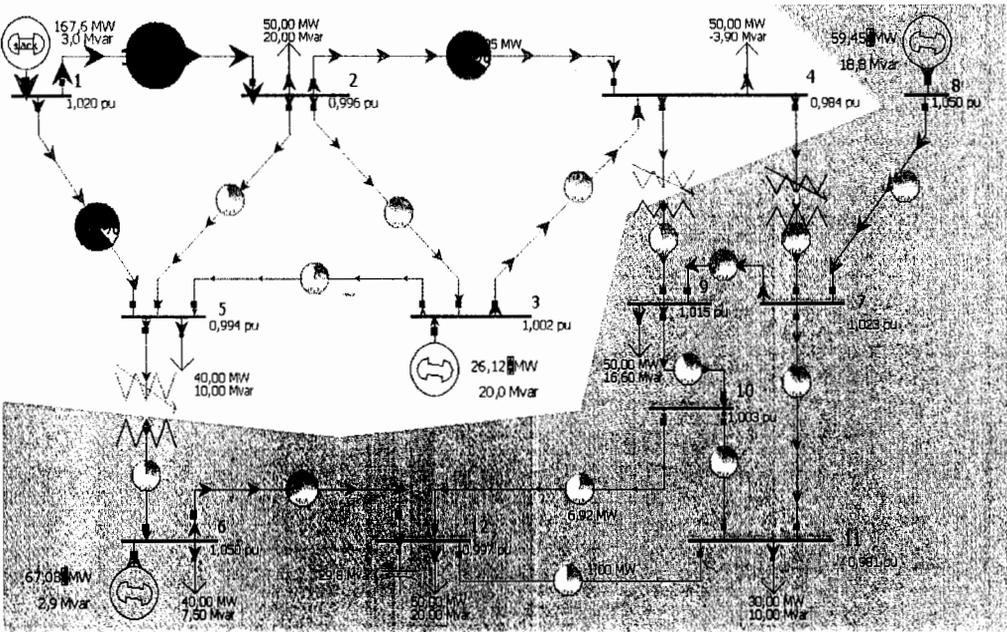


Figura 4.30: Sistema de 12 barras resuelto por despacho económico como súper área

Se observa que el costo incremental es mayor para el área 2 pero menor para el área 1. Sin embargo, como se sabe el despacho económico no considera las restricciones del sistema de transmisión, motivo por el que se aprecia una sobrecarga en la línea 1-2

4.4 Flujo Óptimo de Potencia

Primero se muestra el OPF aplicado al sistema de 5 barras.

Area Num	Area Name	AGC Status	Gen MW	Load MW	Tot Sched MW	Int MW	ACE MW	Lambda	Loss MW	Auto Shunts	Auto XF	Unspec. MW Inter.
1	1	OPF	611,06	600,00	0,00	0,00	0,00	14,60	11,06	YES	YES	0,00

Figura 4.31: Datos de área para el sistema de 5 barras resuelto por OPF

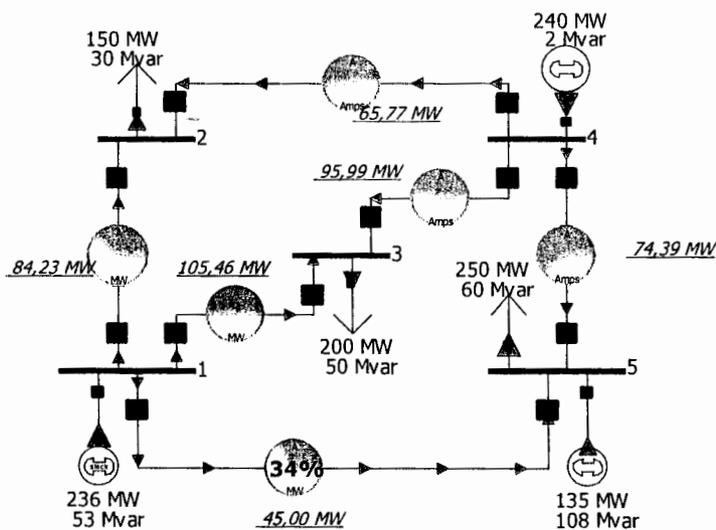


Figura 4.32: Sistema de 5 barras resuelto por OPF

Se deben revisar las opciones que presta el programa, tanto para el uso de OPF como para el SCOPF que se verá en la siguiente sección. De tal manera de saber cual es la función a minimizar, las variables de control que se consideran, etc. Debido a que en el sistema de 5 barras resuelto por despacho económico no se presentaron sobrecargas, en el OPF no se aprecia mayor diferencia.

Ahora obsérvese el sistema de 12 barras.

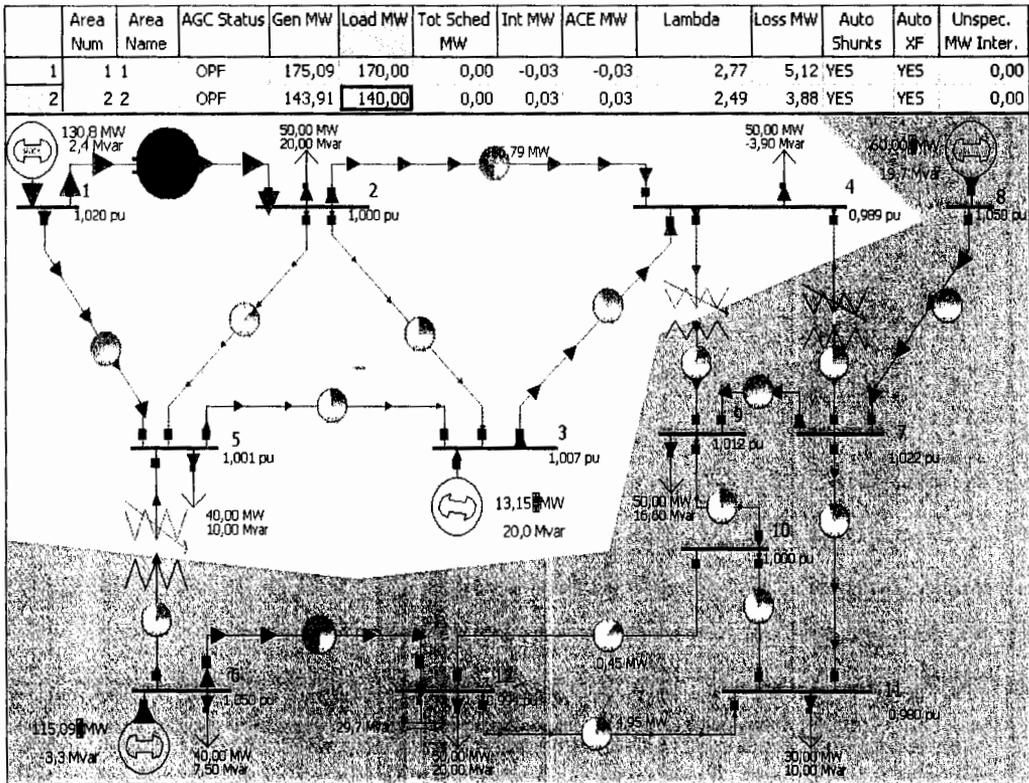


Figura 4.33: Datos y sistema de 12 barras resuelto por OPF como áreas independientes

Como podemos observar a diferencia del flujo que se presenta en el despacho económico, ahora la línea 1-2 tiene un flujo que se ajusta a su límite, claro que esto produce un incremento en el costo incremental. A continuación se presenta el OPF considerando al sistema de 12 barras como una sola área o súper área.

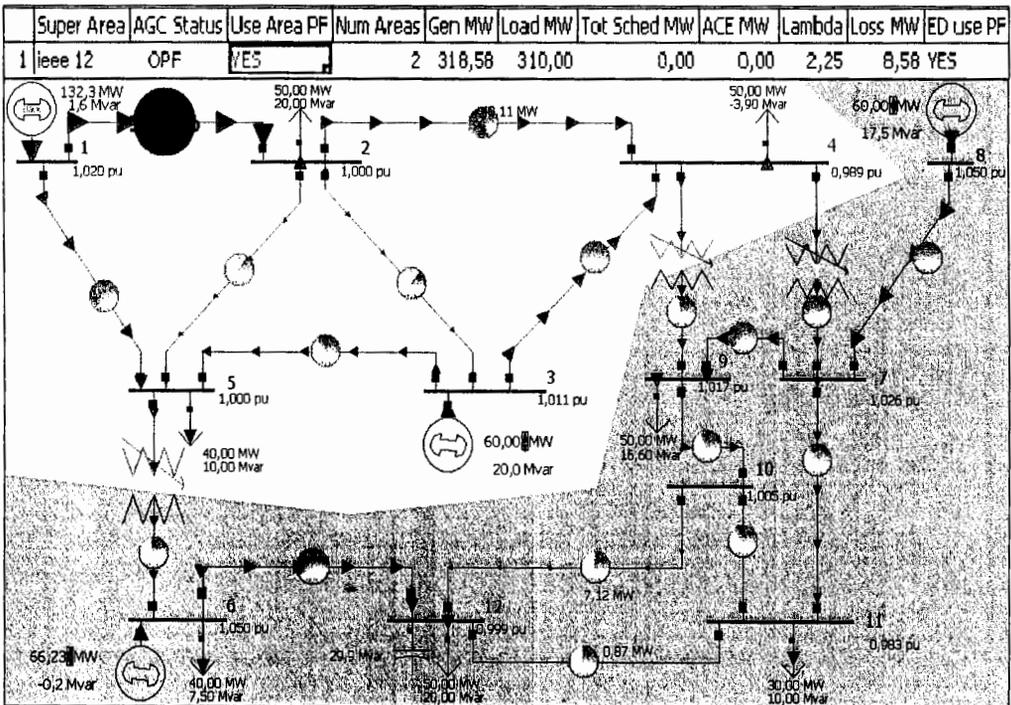


Figura 4.34: Datos y sistema de 12 barras resuelto por OPF como súper área

4.5 Flujo Óptimo de Potencia con restricciones de Seguridad

Ahora se procederá a mostrar el flujo óptimo de potencia con restricciones de seguridad (SCOPF) aplicado a los sistemas de 5 y 12 barras. En la sección 5.1

se mostró las consecuencias de una contingencia y las acciones a tomarse para aliviar sobrecargas. Antes de iniciar con el análisis primero revisamos las opciones para saber en base a que son los resultados que se obtienen, se consideraran las mismas opciones comunes que el OPF, sin embargo ahora se enfatizará también en las opciones de restricciones.

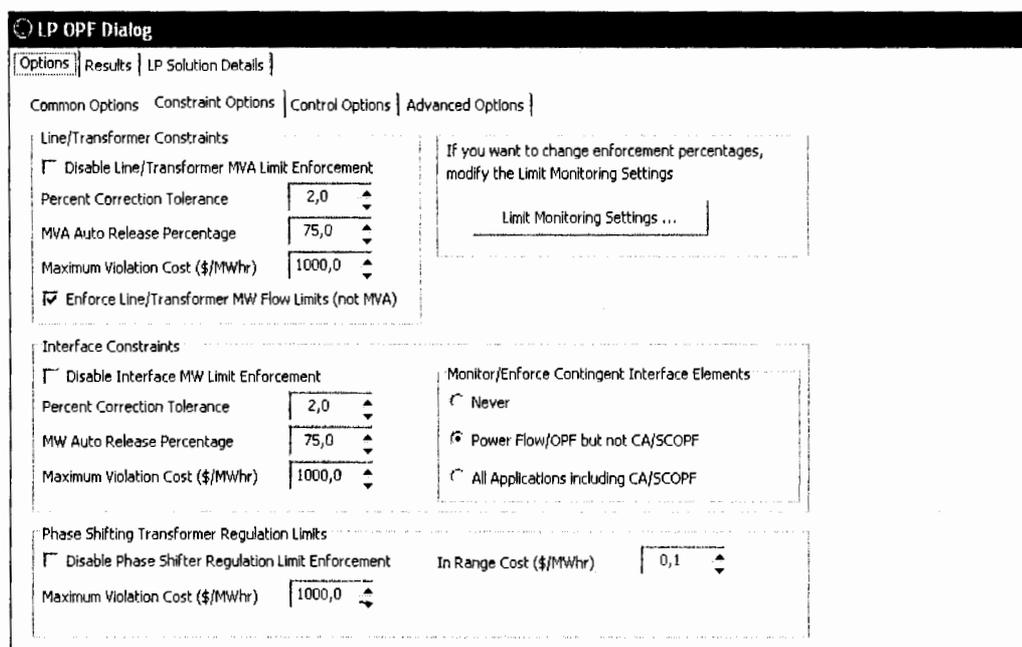


Figura 4.35: Opciones para las restricciones en el SCOPF

Se aprecia que aparecen parámetros como costos por máxima violación tanto en líneas, transformadores, interfases y cambiadores de fase. Estos costos se reflejan en el sistema en los costos de congestión

Continuando con la secuencia, se iniciará con el sistema e 5 barras.

Run Full Security Constrained OPF											
Close ? Help Save As Aux Load Aux											
SCOPF Status SCOPF Solved Correctly											
Options Results LP Solution Details											
Contingency Violations Bus Marginal Price Details Bus Marginal Controls											
Contingency Name	Category	Element	Value	Scaled Limit	New Value	Error	Included	Marginal Cost	Unenforceable	Skip Violation?	
1 G_000044U1	Branch MVA	1 (1)-> 3(3) CKT 1 at 1	218,63	212,00	248,49	36,49	YES	1000,00	YES	NO	
2 L_000022-000011C1	Branch MVA	1 (1)-> 3(3) CKT 1 at 1	112,27	212,00	142,13	0,00	YES	0,00	NO	NO	
3 L_000044-000055C1	Branch MVA	1 (1)-> 5(5) CKT 2 at 1	48,29	133,00	31,50	0,00	YES	0,00	NO	NO	
4 L_000022-000011C1	Branch MVA	4 (4)-> 2(2) CKT 1 at 4	152,26	133,14	133,14	0,00	YES	5,45	NO	NO	
5 G_000055U1	Branch MVA	4 (4)-> 5(5) CKT 1 at 4	134,73	133,00	81,25	0,00	NO	0,00	NO	NO	
6 L_000011-000055C2	Branch MVA	4 (4)-> 5(5) CKT 1 at 4	78,85	133,00	25,36	0,00	YES	0,00	NO	NO	

Figura 4.36: Resultados del SCOPF para el sistema de 5 barras

Arriba son mostrados los resultados del SCOPF. En la sección 1 de este capítulo al hacer el análisis de contingencia para este sistema se obtuvo 5 violaciones. Ahora solo se tienen solo 2 violaciones. A continuación se presenta el análisis de contingencia y el flujo obtenido del SCOPF:

Contingency Analysis											
Contingencies Lines, Buses, Interfaces Options Summary											
Label	Skip	Processed	Solved	Islanded Load	QV Autoplot?	Violatic	Max Branch %	Min Volt	Max Volt	Max Interface %	
1 L_000022-000011C1	NO	YES	YES	0,00	NO	1	113,6				
2 G_000055U1	NO	YES	YES	0,00	NO	1	105,0				
3 L_000022-000044C1	NO	YES	YES	0,00	NO	0					
4 L_000011-000055C2	NO	YES	YES	0,00	NO	0					
5 L_000044-000055C1	NO	YES	YES	0,00	NO	0					
6 L_000033-000044C1	NO	YES	YES	0,00	NO	0					
7 L_000011-000033C1	NO	YES	YES	0,00	NO	0					
8 G_000044U1	NO	YES	YES	0,00	NO	0					

Figura 4.37: Análisis de contingencia para el sistema de 5 barras resuelto por SCOPF

Se aprecia que ahora ante una contingencia, las violaciones que se pueden dar son menores.

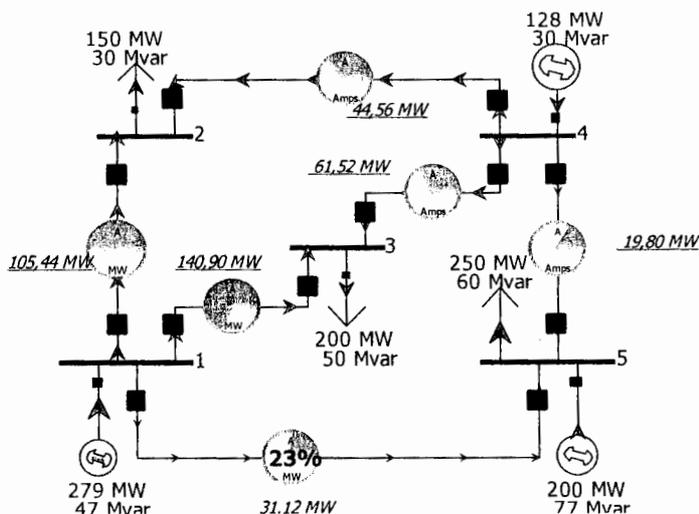


Figura 4.38: Flujo para el sistema de 5 barras resuelto por SCOPF

Ahora procedamos a resolver el sistema de 12 barras. Abajo se muestran los resultados como áreas independientes y luego como súper área.

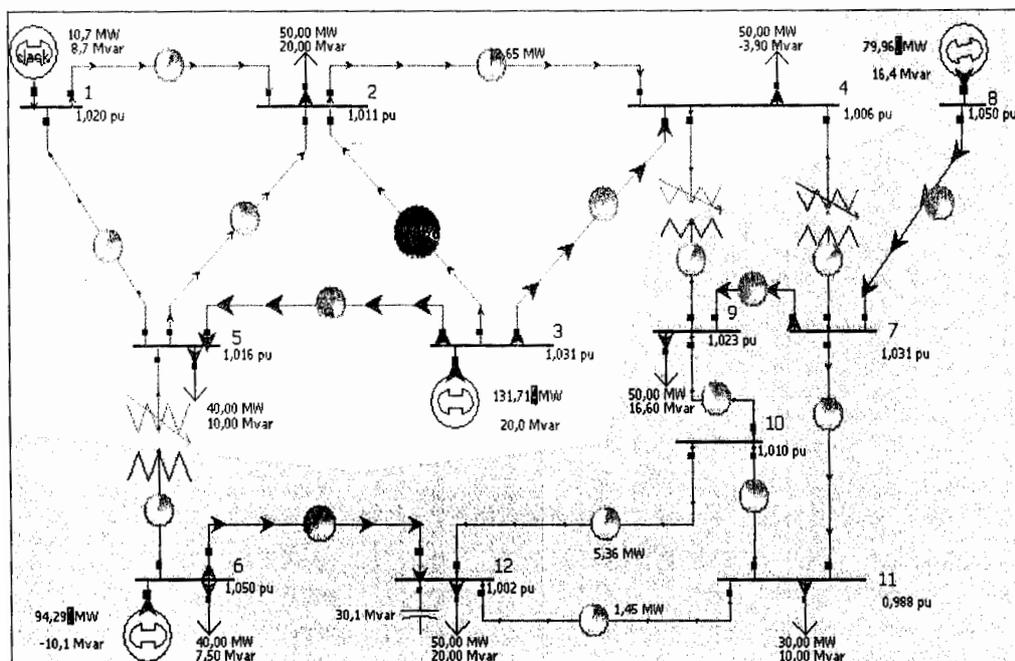


Figura 4.39: Flujo del sistema de 12 barras, 2 áreas, resuelto por SCOPF

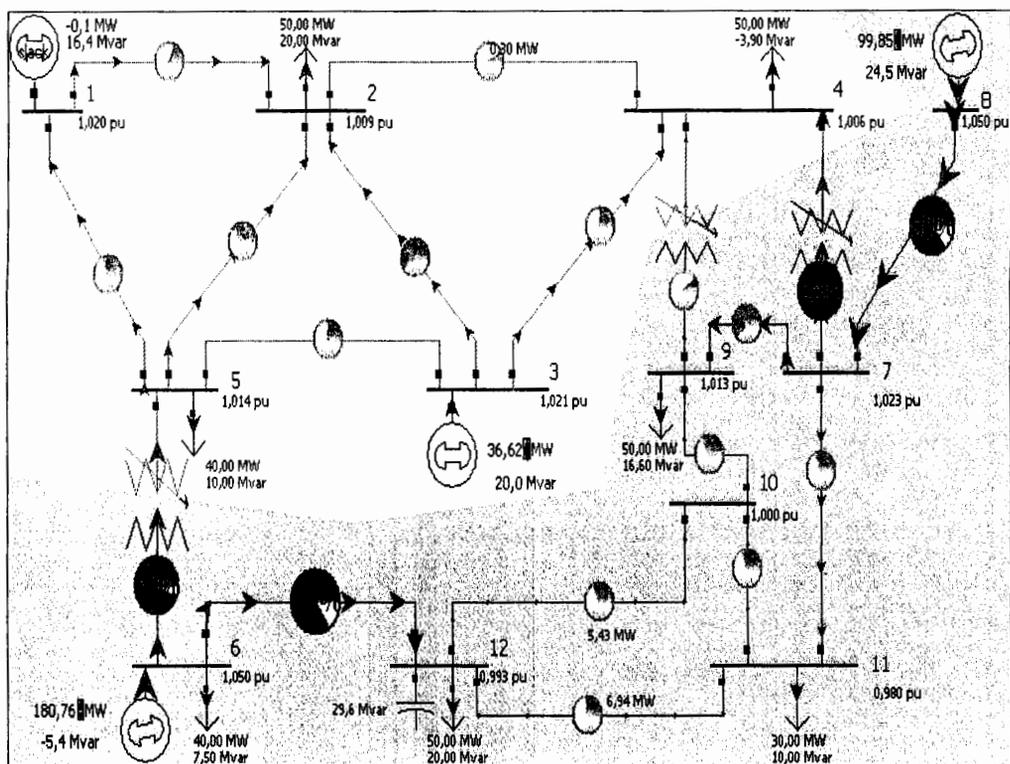


Figura 4.40: Flujo del sistema de 12 barras, súper área, resuelto por SCOPF

4.6 LMP's Localización de Precios Marginales

Anteriormente se dijo que los LMP son un subproducto del OPF o SCOPF. Los precios marginales son el resultado de la suma de 3 componentes: costo de energía, costo de congestión y costo de pérdidas, mismos que se presentan en las tablas de resultados. Así para los ejemplos analizados se tiene los siguientes resultados, los LMP's están señalizados:

- Para el sistema de 5 barras, resuelto por OPF:

LP OPF Dialog

Options Results LP Solution Details

Solution Summary Bus MW Marginal Price Details Bus Mvar Marginal Price Details Bus Marginal Controls

Number	Name	Area Name	MW Marg. Cost	Energy \$/MWh	Congestion \$/MWh	Losses \$/MWh	Area 1 MW Constraint
1	1	1	14,60	14,60	0,00	0,00	14,60
2	2	1	14,60	14,60	0,00	0,00	14,60
3	3	1	14,60	14,60	0,00	0,00	14,60
4	4	1	14,60	14,60	0,00	0,00	14,60
5	5	1	14,60	14,60	0,00	0,00	14,60

Figura 4.41: Costos en el sistema de 5 barras resuelto por OPF

- Para el sistema de 12 barras, resuelto por SCOPF, como dos áreas:

Security Constrained Optimal Power Flow Form

Run Full Security Constrained OPF Close ? Help Save As Aux Load Aux

SCOPF Status SCOPF Solved Correctly

Options Results LP Solution Details

Contingency Violations Bus Marginal Price Details Bus Marginal Controls

Number	Name	Area Name	MW Marg. Cost	Energy \$/MWh	Congestion \$/MWh	Losses \$/MWh	Area 1 MW Constraint	Area 2 MW Constraint	Line from 1 to 5 ckt. 1	Transformer from 4 to 7 ckt. 1	Transformer from 4 to 7 ckt. 1	Line from 10 to 12 ckt. 1	Line from 2 to 4 ckt. 1
1	ONE	2	1,68	1,68	0,00	0,00	0,00	1,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	TWO	2	-4,50	1,68	-6,18	0,00	0,00	1,68	0,00	1,70	-12,42	4,84	-0,30
3	THREE	2	3,77	1,68	2,09	0,00	0,00	1,68	0,00	2,12	-7,29	6,04	1,22
4	FOUR	2	-47,51	1,68	-49,18	0,00	0,00	1,68	0,00	8,29	-85,27	23,58	4,21
5	FIVE	2	18,09	1,68	16,41	0,00	0,00	1,68	0,00	1,37	10,24	3,90	0,89
6	SIX	1	2,73	-33,73	136,46	0,00	-133,73	0,00	0,00	0,59	132,63	1,67	1,58
7	SEVEN	1	619,98	-33,73	753,71	0,00	-133,73	0,00	0,00	119,78	584,94	45,24	3,75
8	EIGHT	1	2,90	-33,73	136,63	0,00	-133,73	0,00	0,00	112,37	0,00	24,27	0,00
9	NINE	1	467,60	133,73	601,33	0,00	-133,73	0,00	0,00	114,95	456,00	26,73	3,65
10	TEN	1	432,44	-133,73	566,17	0,00	-133,73	0,00	0,00	130,59	438,83	-6,71	3,47
11	ELEVEN	1	789,29	-133,73	923,02	0,00	-133,73	0,00	0,00	144,88	476,20	298,41	3,54
12	TWELVE	1	1182,41	-133,73	1316,15	0,00	-133,73	0,00	0,00	150,19	385,60	777,25	3,11

Figura 4.42: Costos en el sistema de 12 barras, 2 áreas resuelto por SCOPF

- Para el sistema de 12 barras, resuelto por SCOPF, como una súper área:

SCOPF Status SCOPF Solved Correctly						
Options Results LP Solution Details						
Contingency Violations Bus Marginal Price Details Bus Marginal Controls						
	Number	Name	Area Name	MW Marg. Co	Energy \$/MWh	Congestion \$/MWh
1	12	TWELVE	1	764,77	-1,88	766,65
2	11	ELEVEN	1	291,97	-1,88	293,85
3	7	SEVEN	1	50,68	-1,88	52,56
4	9	NINE	1	24,79	-1,88	26,67
5	4	FOUR	2	14,31	-1,88	16,19
6	6	SIX	1	4,04	-1,88	5,92
7	8	EIGHT	1	2,90	-1,88	4,78
8	3	THREE	2	2,52	-1,88	4,40
9	5	FIVE	2	1,72	-1,88	3,61
10	2	TWO	2	1,63	-1,88	3,51
11	1	ONE	2	-1,88	-1,88	0,00
12	10	TEN	1	-12,42	-1,88	-10,54

Figura 4.43: Costos en el sistema de 12 barras, súper área, resuelto por SCOPF

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. El simulador “Powerworld” presenta una interfaz muy amigable y fácil de manejar que contribuye a una mejor comprensión de los resultados obtenidos. También presenta una gran versatilidad para ajustarse los requerimientos del usuario, lo que permite enfocar un determinado análisis a una zona o región para obtener los resultados específicamente requeridos.
2. El análisis de contingencia muestra el efecto de la salida de un elemento en forma clara con información relevante para efectuar el proceso de eliminación de sobrecargas llevando los flujos de las líneas a permanecer dentro de sus límites con ayuda de los TLR`s.
3. En el menú de la capacidad de transferencia disponible, se pueden elegir varias formas de elaborar el cálculo haciéndola una herramienta muy versátil. Además presenta una opción gráfica para poder observar como una transferencia dada se distribuye a través de la red de transmisión.
4. El simulador “Powerworld”, tiene la capacidad de resolver un sistema de potencia por varios métodos según lo requiera el usuario.

5. Los costos para un mismo sistema pueden incrementarse según el método de solución sea: despacho económico, flujo de potencia óptimo o flujo de potencia óptimo con restricciones de seguridad, esto debido a las restricciones que cada uno de estos métodos considera.
6. En el capítulo 4 se muestra que el precio en el sistema de 5 barras lo impone el generador 1 al resolverlo por OPF, como se ve el generador 5 está en el punto de quiebre es decir que si este generase un poco mas de 135 MW su costo cambia de 14,38 a 15,02 \$/MMh lo que encarece el mercado, por lo tanto el generador 1 cubre el resto de generación y mantener al generador 5 en 135 MW.
7. Los precios marginales negativos, no son extraños en sistemas altamente congestionados y siempre está acompañados por precios marginales altos en otras barras del sistema. Un valor negativo de LMP significa que servir un MW adicional de carga en esta barra reducirá los costos de operación. Más flujo a la carga crea un contra flujo que tiende a mitigar la congestión en un elemento.

RECOMENDACIONES

1. En sistemas grandes es recomendable focalizar las zonas para evitar obtener demasiada información, esto facilita el entendimiento de los resultados para una rápida comprensión y aplicación en tiempo real.
2. En la operación de sistemas de potencia es indispensable contar con un programa que permita realizar todos estos análisis y cumplir con la premisa de operar de forma económica, segura y lo suficientemente confiable para la satisfacción de la carga.
3. El programa resulta muy didáctico gracias a la interfaz gráfica que ofrece, para llegar, tanto al estudiante como al profesional, con mayor énfasis y desarrollar la curiosidad y entendimiento en el comportamiento y desempeño de los sistemas de potencia en condiciones normales o de contingencia.
4. Los operadores de sistemas de potencia deben estar en constante práctica y simular condiciones emergentes con el fin de estar adiestrados de la mejor manera ante la ocurrencia de un evento y poder mitigarlo rápida y eficientemente.

5. Finalmente, se ha demostrado que con el uso de las aplicaciones presentadas, la operación de los sistemas de potencia es mucho más confiable tanto en estado estable como ante una contingencia.

Bibliografía

1. *“Power Generation Operation and Control”*, Bruce F. Wollenberg, segunda edición.
2. *“Computer Methods for Real-Time Power System Operation and Control”*, Santiago Grijalva, 2006.
3. *“Electricity Markets – Theory and Practice”*, Santiago Grijalva, 2007.
4. *“Available Transfer Capability Definitions and Determination”*, North American Electric Reliability Council NERC, 1996.
5. *“Efficient Available Transfer Capability Analysis Using Linear Methods”*, presentación de POWERWORLD en el Seminario PSERC, 2000.
6. *“Guía del usuario del programa Powerworld v.11”*, POWERWORLD, 2006.
7. *“Course 325 – Use of Power System Applications – Network Applications”*, ABB, 2005.
8. *“Network Applications – Operator Manual”*, ABB, 2004.

Anexo A

Flujo de Potencia DC

Es un modelo simplificado en el cual solo se considera la potencia activa. Mayormente usado para sistemas de gran escala en las aplicaciones de optimización ya que los resultados obtenidos son muy precisos.

En un flujo de potencia AC completo se tienen las siguientes ecuaciones:

$$f_1^P = \sum_{k=1}^n V_i V_k (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) - P_{Gi} + P_{Di} = 0$$

$$f_2^Q = \sum_{k=1}^n V_i V_k (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) - Q_{Gi} + Q_{Di} = 0$$

Para obtener la solución de estas ecuaciones por el método de Newton – Raphson se realizan iteraciones de:

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\delta P}{\delta \theta} & \frac{\delta P}{\delta V} \\ \frac{\delta Q}{\delta \theta} & \frac{\delta Q}{\delta V} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}$$

Usualmente los valores no diagonales de la matriz jacobiana que se muestra, son pequeños, ya que $r \ll x$, por lo tanto $|G_{ik}| \ll |B_{ik}|$ y θ_{ik} es pequeño. Basados en esto tenemos las siguientes suposiciones:

- $\theta_i - \theta_k \approx 0$
- $\sin(\theta_i - \theta_k) \approx 0$
- $\cos(\theta_i - \theta_k) \approx 1$
- $V_k = 1$
- $g_{ik} \approx 0$

Por consiguiente:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\delta P}{\delta\theta} & 0 \\ 0 & \frac{\delta Q}{\delta V} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}$$

Las matrices $\frac{\delta P}{\delta\theta}$ y $\frac{\delta Q}{\delta V}$ son definidas como \mathbf{B}' y \mathbf{B}'' respectivamente. Los términos

de estas matrices son:

$$B'_{ii} = \sum_{k=1}^N \frac{1}{x_{ik}}; \quad B'_{ik} = -\frac{1}{x_{ik}} \quad \text{asumiendo una sola conexión desde } i \text{ hasta } k$$

$$\text{y } B''_{ik} = -b_{ik} = -\frac{x_{ik}}{r_{ik}^2 + x_{ik}^2}; \quad B''_{ii} = \sum_{k=1}^N -b_{ik}.$$

Hasta aquí hemos logrado descomponer en la parte real e imaginaria. La solución de esta ecuación se conoce como flujo de potencia desacoplado. Sin embargo para el flujo de potencia DC solo es de nuestro interés la parte real o, lo que es lo mismo, la potencia activa. Es decir:

$$[\Delta\theta] = \left[\frac{\delta P}{\delta\theta} \right]^{-1} [\Delta P] = [B']^{-1} [\Delta P]$$

Luego, el flujo de potencia en cada línea es:

$$P_{ik} = \frac{1}{x_{ik}} (\theta_i - \theta_k)$$
$$P_i = \sum_{k=1}^N P_{ik}$$

Anexo B

TUTORIAL PowerWorld

Este tutorial es un documento guía para la utilización del simulador “PowerWorld” y de las herramientas para la operación segura de sistemas de potencia que este posee. Incluye las herramientas que fueron explicadas en los capítulos anteriores. La versión del simulador utilizada es la 12. Ya que esta versión hasta la actualidad solo está en inglés, se utilizará este mismo lenguaje para nombrar los botones y comandos utilizados en cada paso, de manera de hacer más fácil su entendimiento.

Creación de un nuevo caso

A continuación se describe como crear un modelo simple de un sistema de potencia usando el simulador “Powerworld”.

Una vez iniciado el programa “Powerworld”, para crear un nuevo caso, seleccionar **file > New Case** desde el menú principal o haciendo clic en el botón de *New Case*  en la barra de herramientas de archivo. Una vez realizado esto se tornará blanco el fondo de pantalla, el color de fondo por defecto para un nuevo diagrama unifilar de PowerWorld. Los diagramas unifilares son usados en el análisis de los sistemas de potencia para representar los sistemas trifásicos

El componente más importante en el modelo de un sistema de potencia es la *Barra*. En la construcción del modelo del sistema de potencia en el simulador primeramente se dibujarán las barras y luego se agregarán generadores, cargas, líneas, etc. Para completar el sistema.

Para insertar una barra:

1. Seleccionar: **Insert > Bus** desde el menú principal o seleccionar el botón de barra  en la barra de herramientas, esto prepara al simulador para insertar una barra.

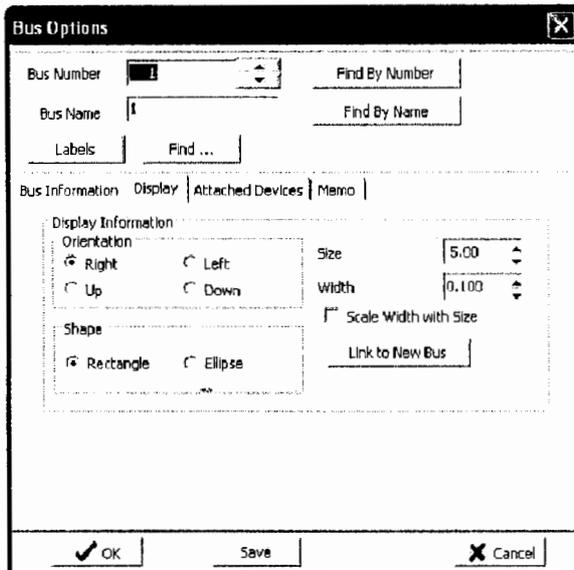


Figura B.1: Menú de opciones de diseño de barra del “PowerWorld”

2. Luego, haciendo clic izquierdo en la pantalla en la localización que se desea se coloca la nueva barra. Esto provoca que se despliegue el cuadro de diálogo (mostrado arriba) el que es usado para especificar el nombre, orientación, forma,

tamaño, grosor, área, zona y voltaje nominal de la barra, así como también la carga o compensación conectada a esta.

3. El campo Bus Number automáticamente muestra "1". El simulador requiere que cada barra tenga un número único. Luego está el campo Bus Name en el que se define el nombre deseado. Por conveniencia este campo está limitado en 8 caracteres, ya que muchos usuarios históricamente y por facilidad así lo definen.
4. Lo siguiente es revisar el campo System Slack Bus ubicado en la parte inferior que corresponde al área del voltaje de barra (Bus Voltage) de esta forma determinamos la barra oscilante del sistema.

The image shows a 'Bus Options' dialog box with the following fields and controls:

- Bus Number:** 1 (with a spin button) and a 'Find By Number' button.
- Bus Name:** 1 and a 'Find By Name' button.
- Labels:** Find ... button.
- Bus Information | Display | Attached Devices | Memo** (tabs)
- Area, Zone, Ownership and Substation:** A section with four rows of fields, each with a dropdown menu and a text input field.
- Owner Number:** 1 (with a spin button) and Owner Name text input.
- Substation Number:** text input and Substation Name text input.
- Bus Voltage:** 138.00 (with a spin button) and a checked checkbox for System Slack Bus.
- Voltage (p.u.):** 1.00 (with a spin button) and Angle (degrees): 0.00 (with a spin button).
- Buttons:** OK (checked), Save, and Cancel (X).

Figura B.2: Menú de opciones de parámetros de barra del PowerWorld

5. Finalmente seleccionamos OK para finalizar la creación de la barra y cerrar el cuadro de diálogo. Luego de cerrar el cuadro de diálogo la nueva barra aparecerá en el unifilar en la localización que haya sido especificada.

Inserción de un Generador

Los generadores pueden ser insertados de manera similar que una barra:

1. Seleccionar **Insert > Generator** desde el menú principal o haciendo clic en el botón de generador  en la barra de herramientas de inserción.
2. Haciendo clic izquierdo en una barra del diagrama unifilar se agregará dicho generador a la barra seleccionada y aparecerá el cuadro de diálogo del generador automáticamente. En el cuadro de diálogo se especifica el identificador de la nueva unidad generadora, el tamaño en que se mostrará la figura del generador, la orientación, límites de MW y MVAR, el punto de ajuste del voltaje y el modelo de costo.
3. A cada generador se le debe especificar una cantidad de MW de salida cuando es insertado. Ingrese '413' en el campo de *MW Output*. **Nota:** los MW de salida son arbitrarios en realidad, ya que dependen de la carga del sistema y de las pérdidas que se den.

Generator Options [X]

Bus Number: 1 [Find By Number] Status: Open Closed

Bus Name: 1 [Find By Name] Area Name: 1

ID: 1 [Find ...]

Fuel Type: Unknown [Labels]

Unit Type: UN (Unknown)

Display Information: MW and Voltage Control | Costs | Fault Parameters | Owners, Area, Zone | Memo

MW Control

MW Output: 413 Available for AGC Part. Factor: 10.00

Min. MW Output: 0.0 Enforce MW Limits MW Ramp Limit: 20.0

Max. MW Output: 1000.0

Voltage Control

Mvar Output: 0.0 Regulated Bus Number: 1

Min Mvars: -9900 Available for AVR SetPoint Voltage: 1.0000

Max Mvars: 9900 Use Capability Curve Remote Reg %: 100.0

MW

Min Mvar

Max Mvar

[OK] [Save] [X Cancel] [? Help]

Figura B.3: Menú de opciones de parámetros de generador del PowerWorld

4. Seleccionar la viñeta *Display Information*. El campo *Orientation* es usado para especificar la dirección respecto a la barra en la que se extenderá la gráfica del generador. El cuadro de chequeo *Anchored* fuerza al generador a moverse con su especificada barra cuando se realiza una reposición de la barra en el diagrama unifilar.

5. Finalmente con un clic en el botón **OK** del cuadro de dialogo del generador se acepta los valores por defecto de todos los otros campos. Al cerrarse el cuadro de diálogo el nuevo generador aparecerá en el diagrama unifilar conectado a la barra previamente seleccionada. Entonces hasta aquí el diagrama unifilar estaría como se muestra:

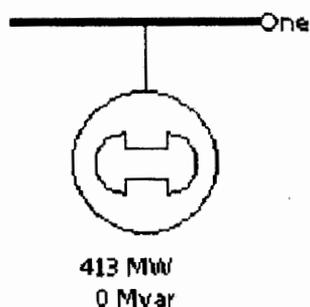


Figura B.4: Diagrama unifilar de barra y generador en el PowerWorld

Guardar el caso

Para guardar un caso seleccionamos en el menú principal **File > Save Case** o hacemos clic en el botón de *Save Case* . Antes de que el caso se guarde, el simulador valida el caso asegurándose que no contenga ningún tipo de errores. Los resultados de esta validación son mostrados en el despliegue del *Message Log* usualmente mostrado en la parte inferior derecha. Si este no es visible, se hace clic que el botón **Log**  en la barra de herramientas del programa. Ya que es la primera vez

que se guarda este caso aparece el dialogo de guardar como. Ingrese el nombre del caso, para efectos del ejemplo lo llamaremos “Primer caso” y seleccione **OK**. Por defecto el caso se guarda usando el formato PowerWorld Binary (*.pwb). Cuando se guarde el caso en el futuro no será necesario reingresar el nombre. El simulador también te pregunta si quieres guardar el diagrama unifilar. Los archivos de los diagramas unificables tiene por defecto extensión *.pwd que quiere decir PowerWorld Display. Ojo que debido a que el caso y el unifilar son guardados en archivos separados, múltiples unificables pueden ser designados para un mismo caso y el mismo unifilar puede ser usado para varios casos.

Ahora ingresemos la segunda barra. Utilizando el mismo procedimiento explicado anteriormente para el ingreso de una barra. Esta nueva barra será la número 2 y se llamará ‘**Two**’. Escribiendo en cada uno de los respectivos campos. Modelaremos una carga de 200 MW y 100 Mvar para esta nueva barra. Seleccionar la viñeta *Attached Devices* y en área de *Load Summary Information* ingresar **200** en el campo *Base MW* y **100** en el campo *Base Mvar*. Luego seleccionar **OK** para aceptar los valores por defecto, cerrar el cuadro de diálogo de la barra e insertar la barra.

Hasta aquí, en el diagrama unifilar no se muestra la carga de la barra 2 que se especificó, sin embargo si está siendo considerada para el modelo del sistema de potencia. Esto puede ser confirmado haciendo clic derecho sobre la barra 2,

seleccionando *Bus Information Dialog* y revisando en el campo de *Load Summary Information*.

Para dibujar la carga en el diagrama unifilar:

1. Seleccionar **Insert > Load** desde el menú principal o seleccionando el botón de carga  en la barra de herramientas de inserción.
2. Hacer clic izquierdo en el centro de la esta barra. El cuadro de diálogo de opciones de carga automáticamente se abre. Los campos *Constant Power MW* y *Mvar* confirman que la carga es 200 MW y 100 Mvar. Adicionalmente para las cargas de potencia constante, el simulador también modela las cargas que dependen del voltaje.
3. Seleccionar **Up** en el campo *Orientation* dentro de la viñeta *Load Information* para hacer que el gráfico de la carga apunte hacia arriba.
4. Clic **OK** para: aceptar los valores por defecto de todos los demás campos, cerrar el cuadro de diálogo e insertar la carga. Un símbolo de disyuntor se incluye automáticamente con cada carga.

Load Options

Bus Number: 2 Find By Number
 Bus Name: 2 Find By Name
 ID: 1 Find ...

Area Number: 1 Area Name: 1
 Zone Number: 1 Zone Name: 1

Owner Number: 1 Same Owner as Terminal Bus
 Owner Name: 1

Labels: _____

Load Information } OPF Load Dispatch {

	Constant Power	Constant Current	Constant Impedance
MW Value	200.000	0.000	0.000
Mvar Value	100.000	0.000	0.000

Display Information

Display Size: 10.00
 Scale Width with Size
 Display Width: 3.75
 Pixel Thickness: 1

Orientation:
 Right Left
 Up Down

Anchored
 Link To New Load

OK Save Cancel ? Help

Figura B.5: Menú de opciones de carga en el PowerWorld

Para mover objetos en el unifilar:

- Clic izquierdo en el objeto deseado. Arrastrar y llevar el objeto hacia su nueva localización manteniendo presionado el botón izquierdo del ratón. Nota: se puede también mover todos los objetos del unifilar simultáneamente haciendo clic izquierdo en una parte no específica del diagrama y luego arrastrar y llevar hasta la localización deseada.

- Para mover la barra 2, hacer clic derecho sobre la barra (no en la carga adjuntada). Arrastrar la barra a la nueva localización. Ojo, que la carga se mueve con la barra debido a que esta está anclada. También se puede mover los elementos conectados a la barra, tales como generadores y cargas, del mismo modo.

El diagrama unifilar hasta ahora se vería así:

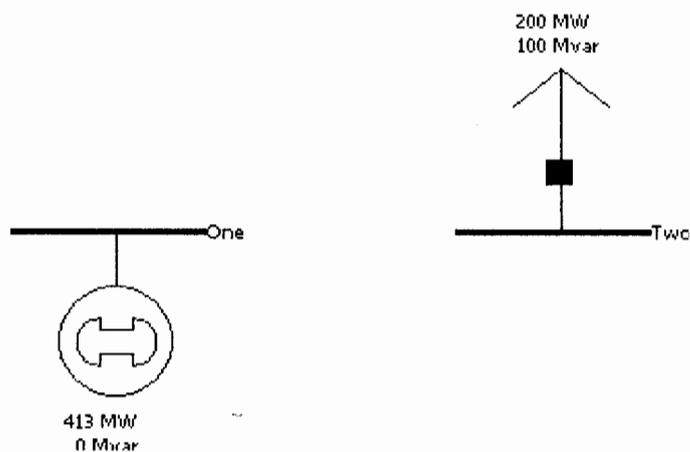


Figura B.6: Diagrama unifilar del sistema de dos barras sin L/T en el PowerWorld

Inserción de una línea de transmisión

1. Seleccionar **Insert > Transmisión Line** desde el menú principal o hacer clic en el botón de línea de transmisión AC  en la barra de herramientas de inserción.

2. Hacer clic izquierdo en el punto donde se requiere que la nueva línea inicie. Este punto se localiza en una de barras. Por ejemplo en la barra 1.

3. Las líneas de transmisión y transformadores son dibujados como una serie de segmentos de líneas. Sin mantener presionado el botón del ratón, arrastre el ratón hacia arriba. Nótese que un segmento de línea conecta al punto de origen hasta donde el puntero del ratón esté. Para terminar un segmento de línea, hacer clic izquierdo. Cada vez que se haga clic se termina un segmento de línea y un nuevo vértice de la línea se define. Para dibujar el siguiente segmento de línea, mueva el ratón hasta la localización deseada del siguiente vértice. Nota: los vértices pueden ser luego borrados o movidos para una reconfiguración de la línea. Para crear líneas curvas, mantener presionado en botón izquierdo del ratón mientras es arrastrado.

4. Para terminar el segmento final y concluir el dibujado de la línea, se hace doble clic con el botón izquierdo en el punto deseado de finalización (barra 2 para este ejemplo). El punto de finalización de la línea es la otra barra terminal.

5. El cuadro de diálogo de la línea de transmisión/transformador (mostrado abajo) aparece automáticamente al finalizar de dibujar la línea. El diálogo debería contener **1** en el campo *From Bus Number* y **2** en el campo *To Bus Number*. De no ser así seguramente no se apuntó correctamente sobre alguna de barras

terminales de la línea. De ser este el caso simplemente ingresar el número correcto de barra en el campo correspondiente.

Transmission Line/Transformer Options

From Bus: 1 To Bus: 2 Circuit: 1

Find By Numbers Find ...

Find By Names

Nominal kV: 138.0 138.0

Area Name: 1 1

Labels

Parameters / Display | Series Capacitor | Fault Parameters | Owners

Parameters

Status: Open Closed

Series Resistance (R): 0.02

Series Reactance (X): 0.0E

Shunt Charging (B): 0.1

Length: 0.00

Limit A (MVA): 1000

Limit B (MVA): 0.000

Limit C (MVA): 0.000

Limit D (MVA): 0.000

Limit E (MVA): 0.000

Limit F (MVA): 0.000

Convert Line to Transformer

Display

Pixel Thickness: 1

Anchored:

Symbol Separation: 1

Symbol Size: 1

Symbol Percent Length: 0

OK Save Cancel Help

Figura B.7: Menú de opciones de parámetros de línea de transmisión / transformador del PowerWorld

6. Los campos: Series Resistance, Series Reactance y Shunt Charging son usados para ingresar los parámetros en por unidad asociados con la línea. El campo Shunt Charging contiene la capacitancia de carga en por unidad para la línea. Para el

ejemplo, ingrese **0.02** en el campo de la resistencia, **0.08** en el campo de la reactancia y **0.1** en el campo de la capacitancia de carga.

7. El campo de Limit (MVA) contiene la capacidad de la línea. Ingrese el valor de 1000 en el campo Limit A (MVA).
8. Seleccione OK para: aceptar los valores por defecto restantes, cerrar el cuadro de diálogo e insertar la nueva línea.

Por defecto la línea esta asegurada a cada una de las barras terminales definidas. Así si se mueve la barra 2, por ejemplo, la línea se moverá con esta.

El simulador para efectos de ayuda al usuario posee una pequeña base de datos con las impedancias de algunos tipos de conductores. Esto se encuentra en el botón *Calculate Per Unit Impedances* donde se desplegará una ventana como la mostrada abajo. Esta ventana permite ayudar al cálculo de las impedancias a usarse en el simulador, adicionalmente en la parte inferior se puede seleccionar un tipo de conductor y el simulador automáticamente establece los valores de los parámetros que posee cada uno y el usuario únicamente debe determinar la longitud del conductor.

Line Per Unit Impedance Calculator

Actual Impedance and Current Limits		Line Length	Per Unit Impedance and MVA Limits	
R (Ohms/mile)	0.083800	30.000 miles	R (pu)	0.013184
X (Ohms/mile)	0.716130	When changing convert: <input checked="" type="radio"/> PU/MVA --> <input type="radio"/> <-- Electrical	X (pu)	0.112740
B (Mhos/mile)	6.008600 $\times 10^{-6}$	↔	B (pu)	0.034339
G (Mhos/mile)	0.000000 $\times 10^{-6}$	Length Units	G (pu)	0.000001
Limit A (Amps)	1308,000	<input checked="" type="radio"/> miles	Limit A (MVA)	312,642
Limit B (Amps)	1308,000	<input type="radio"/> kilometers	Limit B (MVA)	312,642
Limit C (Amps)	1308,000	System Base Values	Limit C (MVA)	312,642
Limit D (Amps)	1308,000	Power Base (MVA)	Limit D (MVA)	312,642
Limit E (Amps)	1308,000	100,0000	Limit E (MVA)	312,642
Limit F (Amps)	1308,000	Voltage Base (kV)	Limit F (MVA)	312,642
Limit G (Amps)	1308,000	138.000	Limit G (MVA)	312,642
Limit H (Amps)	1308,000	Impedance Base (Ohms)	Limit H (MVA)	312,642
		190,440		
		Admittance Base (Mhos)		
		0,00525100		

Set Actual Impedance and Current Limits According to a Conductor Type
 Choose from list to set values Conductor Type Selected: Bittern (161 kV)

OK Help Cancel

Figura B.8: Herramienta para calcular impedancias del PowerWorld

Inserción del diagrama pastel en una línea de transmisión

Este diagrama facilita el monitoreo de la cargabilidad de una línea o transformador. Cuando una línea es dibujada este diagrama se incluye automáticamente. Se puede adicionar un diagrama pastel haciendo clic sobre el botón  y luego hacer clic cerca de la línea. Entonces aparecerá el cuadro de diálogo del diagrama pastel de línea/transformador (mostrado abajo). Hay que asegurarse que las barras de partida y

llegada de línea tenga los números correctos, que la capacidad de los MVA sea correcta y que se encuentre asegurada. También se puede cambiar el tamaño.

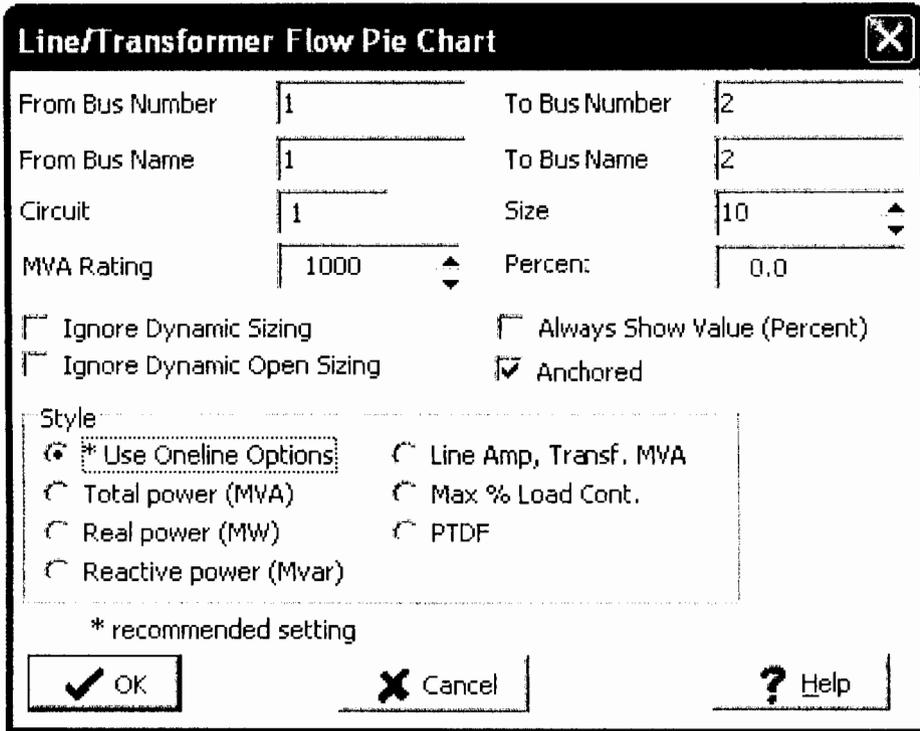


Figura B.9: Menú de opciones del diagrama pastel del PowerWorld

El color y la apariencia del diagrama tipo pastel son configurados en la pantalla *Online Display Options* que aparece al hacer clic derecho en cualquier parte del fondo del unifilar, seleccionando *Online Display Options* en el menú desplegable y luego seleccionando la viñeta que indica *Pie Charts*. Tal como se muestra:

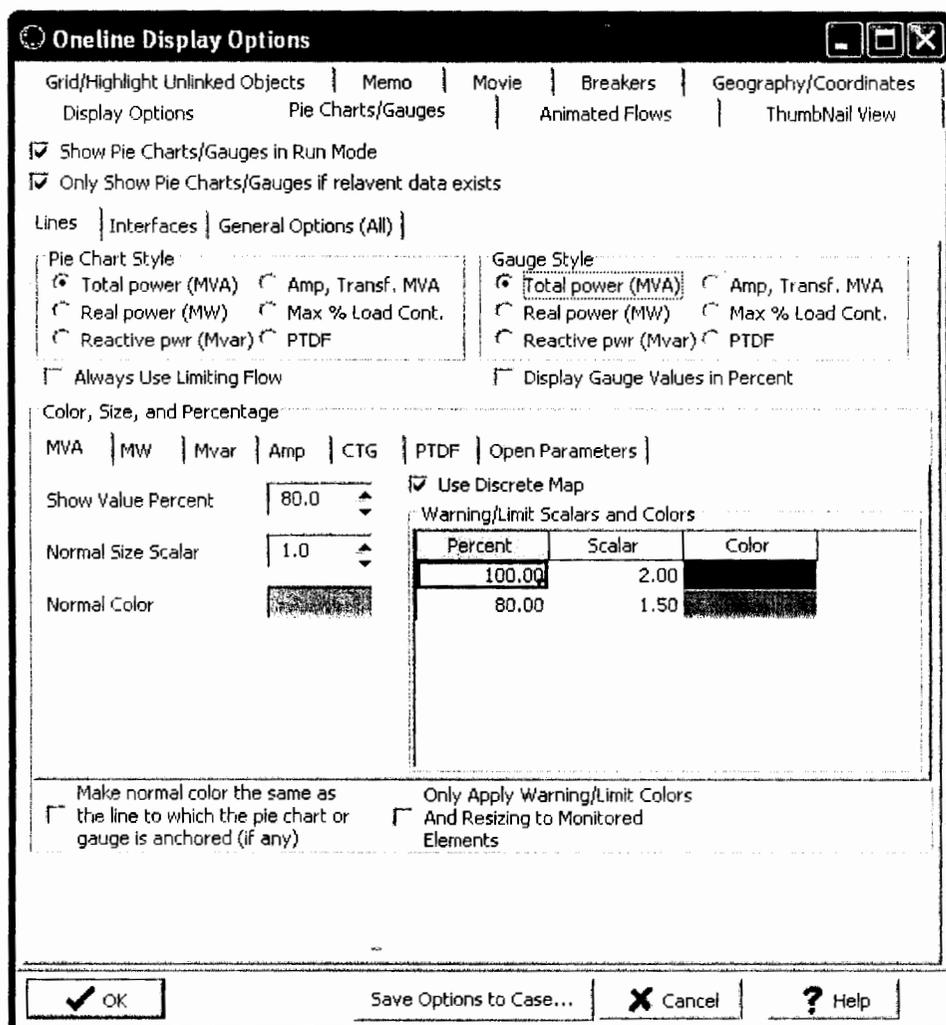


Figura B.10: Menú de opciones para el diagrama unifilar del PowerWorld

Inserción de disyuntores (circuit breakers)

Los disyuntores son usados para el control del estado del elemento. Generalmente los disyuntores están incluidos en cada terminal de la línea, esto es cuando el simulador

está configurado para insertarlos automáticamente. Para configurar esta opción se debe ir al *Default Drawing Options Dialog*.

Para insertar un disyuntor:

1. Hacer clic sobre la línea cerca de una barra y seleccionar **Insert > Circuit Breaker** desde el menú principal o seleccionar el botón del disyuntor  y luego hacer clic sobre la línea cerca de la barra. Inmediatamente se verá el cuadro de dialogo del disyuntor.
2. Clic **OK** para insertar el disyuntor.

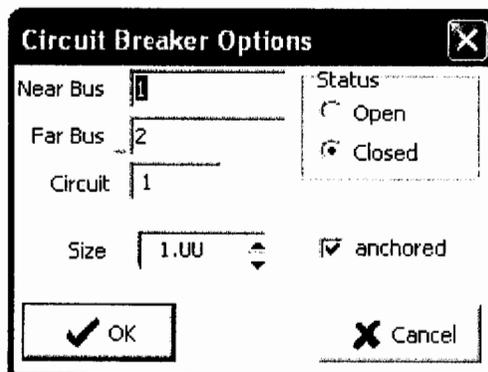


Figura B.11: Menú de opciones de disyuntores del PowerWorld

Se puede repetir este paso y colocar otro disyuntor a ambos lados de la línea. Luego de esto el unifilar se verá similar a la imagen que se muestra abajo.

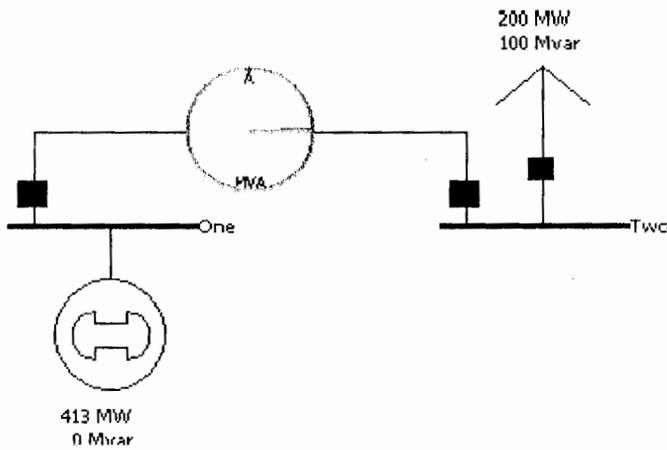


Figura B.12: Diagrama unifilar del sistema de dos barras en el PowerWorld

Inserción de un transformador

Para insertar un transformador se necesita primero dos barras con diferentes niveles de voltaje. Por lo tanto insertar una nueva barra, llamarla **Three** e ingresar **69 KV** en el voltaje nominal en el cuadro de diálogo de la barra.

Para insertar un transformador entre las barras 2 y 3:

1. Ir a **Insert > Transformer** en el menú principal, o seleccionar el botón de inserción de transformador .

2. Clic sobre la barra 3, y dibujar una línea hasta la barra 2 tal como se hizo para un línea de transmisión. Aparecerá entonces el cuadro de diálogo de Línea/Transformador automáticamente.

Transmission Line/Transformer Options

From Bus: 2 To Bus: 3 Circuit: 1

Number: 2 Name: 2 Nominal kV: 138.0 Area Name: 1

Find By Numbers Find By Names Find ...

From End Metered

Parameters / Display | Transformer Control | Series Capacitor | Fault Parameters | Owners

Parameters

Status: Open Closed

Series Resistance (R): 0.02

Series Reactance (X): 0.08

Shunt Charging (B): 0.1

Limit A (MVA): 1000

Limit B (MVA): 0.000

Limit C (MVA): 0.000

Limit D (MVA): 0.000

Limit E (MVA): 0.000

Limit F (MVA): 0.000

Line Shunts

Calculate Per Unit Impedances Length: 0.00

Convert Transformer to Line

Display

Pixel Thickness: 1 Symbol Segment: 2

Anchored Symbol Size: 1.50

Link to New Line Symbol Percent Length: 1

OK Save Cancel Help

Figura B.13: Menú de opciones de parámetros de un transformadores en el PowerWorld

3. Seleccionada la viñeta **Parameters / Display**, ingresar **0.02** para *Series Resistance*, **0.08** para *Series Reactance*, **0.1** para *Shunt Charging* y **1000** para *Limit A (MVA)*.

4. Seleccionar la viñeta **Transformer Control**. Note que la relación de transformación (Off-nominal Turns Ratio) muestra **1.000**. La verdadera relación de vueltas no necesita ser especificado ya que este es automáticamente determinado por los voltajes que existe entre las barras a las que está conectado. En realidad la relación de transformación se usa para especificar la posición del tap.
5. Clic **OK** para aceptar los valores por defecto, cerrar el diálogo e insertar el transformador.
6. Repetir este procedimiento para agregar un transformador entre las barras 1 y 3.

Agregar una carga de 400 MW y 200 Mvar a la barra 3. Si se agrega la carga desde el dialogo de la barra, esta no aparecerá en el diagrama unifilar. Para que la gráfica de la carga aparezca podemos hacer uso de la auto inserción. Para realizar esto:

- Seleccionar **Insert > Auto Insert > Loads...** El diálogo de la auto inserción de cargas se abrirá automáticamente

- Clic **OK** para aceptar los valores por defecto e insertar el gráfico de la carga en el unifilar.

Note que líneas, cargas, interconexiones, generadores, capacitores y reactores pueden ser todas insertadas desde este menú si una grabación existe.

- Clic izquierdo y arrastre la carga a la localización deseada en la barra 3. Se puede cambiar el tamaño de la barra simplemente haciendo clic izquierdo en cualquiera de los vértices finales y arrastrando hasta el tamaño deseado.
- Clic derecho sobre la carga y seleccionar **Load Information Dialog**. Se puede cambiar la orientación de la carga y verificar todos los parámetros.
- Clic **OK**.

Ahora agreguemos un generador a la barra 3:

- Seleccionar **Insert > Generator** desde el menú principal, o clic en el botón de generador  desde la barra de herramientas de insertar.

- Clic izquierdo sobre la barra 3 y se abrirá el dialogo de opciones del generador.
- Seleccionar la viñeta de *MW and Voltage Control*. Ingresar **300** en el campo MW.
- Clic OK.

Entonces hasta ahora el unifilar debe parecerse a este:

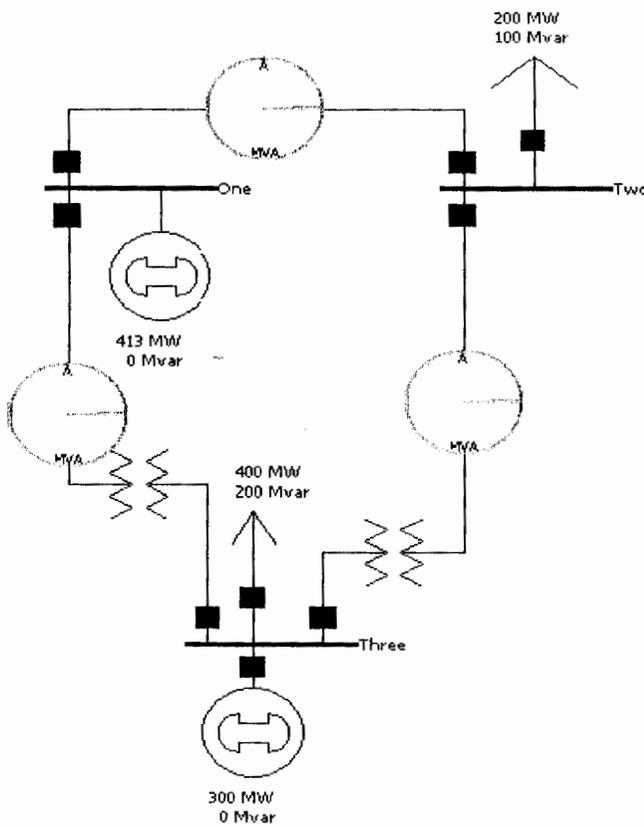


Figura B.14: Diagrama unifilar del sistema "Primer caso" en el PowerWorld

Inserción de Elementos de Compensación

Los elementos de compensación consisten en capacitores para proveer potencia reactiva (Mvar) al sistema o reactores para absorberla. Los compensadores están representados por un número de bloques de admitancia que pueden ser conectados en un número discretos de pasos. La determinación del estado de estos elementos de compensación está dado por el estado del disyuntor.

- Para insertar un elemento de compensación en la barra 3, seleccionar **Insert > Switched Shunt** desde el menú principal, o seleccionar el botón de elemento de compensación .
- Clic cerca de la barra 3 y se abrirá el diálogo de elemento de compensación (mostrado abajo).
- Verificar que el número de barra sea 3, sino cambiarlo.
- Ingresar **10** para *Nominal Mvar*.
- Clic **OK** para aceptar los valores por defecto en los campos restantes, cerrar en diálogo e insertar el elemento de compensación.

Switched Shunt Options ✕

Bus Number:
 Status: Open Closed

Bus Name:

Shunt ID:

Display Size:

Scale Width with Size
 Orientation: Right Left Anchored

Display Width:
 Up Down

Parameters | **Control Parameters** | Fault Parameters

Nominal Mvar:

Control Mode:
 Fixed
 Discrete
 Continuous
 Bus Shunt (Fixed)

Control Regulation Settings:
 Voltage High Value:
 Generator Pfrat Low Value:
 Reg. Bus #: Target Value:

Switched Shunts Blocks

Number of Steps	Mvars per Step

Figura B.15: Menú de opciones para un compensador estático en el PowerWorld

Y el unifilar queda así:

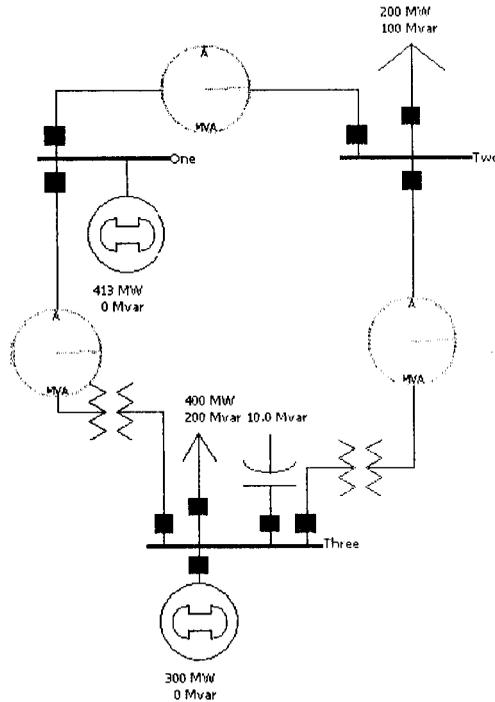


Figura B.16: Diagrama unifilar del sistema “Primer caso” con compensador estático en el PowerWorld

Insertando Texto y Campos en Barras y Líneas

Campos informativos pueden ser ingresados directamente en el unifilar para permitir un fácil monitoreo para cuando se ejecute la simulación. Para insertar un campo de texto en general:

- Seleccionar **Insert > Text** desde el menú principal. Hacer clic izquierdo en el unifilar en la localización deseada para el texto y se abrirá el diálogo para el texto. (para este ejemplo, hacerlo en la parte superior central del unifilar).

- Escriba la frase en el campo *Enter the text*. (para el ejemplo: escriba “First Case”) Y haga clic en **OK**.
- Para darle formato al texto, seleccione el texto en el unifilar y seleccione **Format > Font**. Se mostrará el diálogo de formato del texto. (Para el ejemplo: el tamaño **26** y el color **blue**).
- Para cambiar el color del fondo del texto, seleccione **Format > Line/Fill**. Si el menú de formato está abierto, seleccione la viñeta *Line/Fill*. Haga las modificaciones deseadas y seleccione **OK**.
- El texto puede ser movido de la misma forma como se mueve cualquier otro objeto.

Campos de cantidades también pueden ser mostrados. Por defecto, el simulador inserta los nombres de las barras, MW y Mvar de generadores y cargas, y Mvar de compensadores. Para el ejemplo agregaremos un campo con la magnitud de voltaje para cada barra y un campo que muestre el flujo de potencia en las líneas de transmisión y transformadores. A estos campos también se les puede dar un formato deseado de la misma forma que cualquier texto.

Para agregar campos adicionales a una barra particular:

- Clic derecho en la barra para abrir el menú local de la barra.
- Seleccionar *Add New Fields Around Bus*. Esto abrirá el diálogo para insertar campos en la barra (como se muestra en la figura abajo). Se puede agregar 8 campos por barra. Seleccione la posición donde desea agregar el nuevo campo (para el ejemplo usaremos posición 5). Y luego seleccione **OK**.

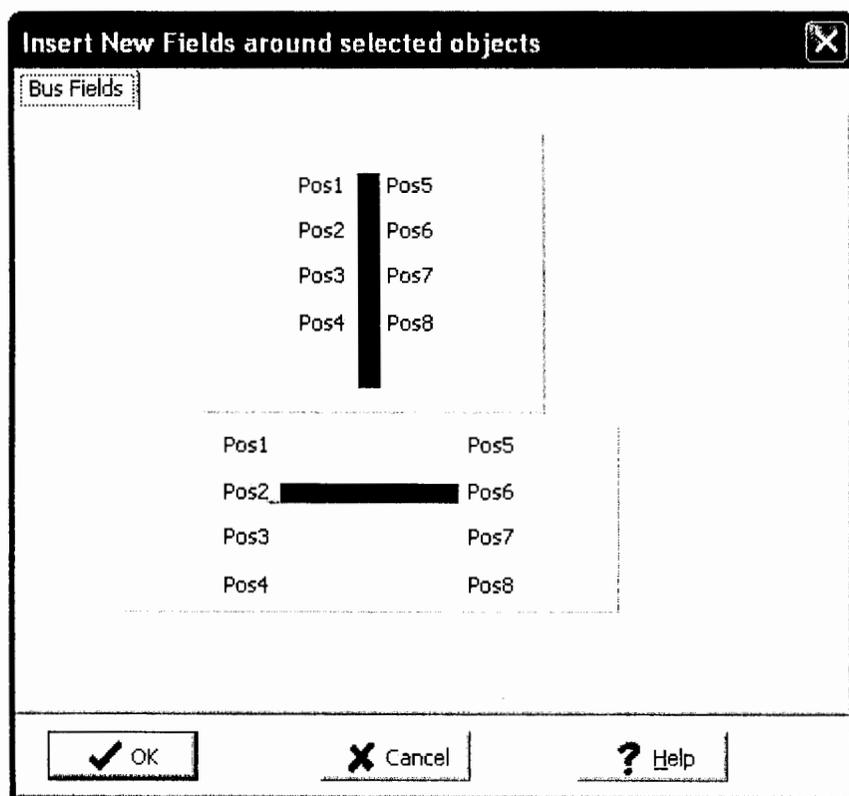


Figura B.17: Menú para insertar campos alrededor de una barra en el

PowerWorld

- Esto abrirá el diálogo de opciones de campo (mostrado abajo), seleccionar el campo **Bus Voltage** para agregar este campo en la posición seleccionada y clic **OK**.

Bus Field Options

Total Digits in Field: 6 Digits to Right of Decimal: 2

Include Suffix:

Field Prefix: _____

Type of Field:

<input type="radio"/> Bus Name	<input type="radio"/> Switched Shunt Mvar	<input type="radio"/> Mvar Marginal Cost
<input type="radio"/> Bus Number	<input type="radio"/> Gen MW Output	<input type="radio"/> MW Loss Sensitivity
<input checked="" type="radio"/> Bus Voltage	<input type="radio"/> Gen Mvar Output	<input type="radio"/> Gen Setpoint Voltage
<input type="radio"/> Bus Angle (degrees)	<input type="radio"/> Gen AGC Status	<input type="radio"/> Select a Field:
<input type="radio"/> Load MW	<input type="radio"/> Gen AVR Status	
<input type="radio"/> Load Mvar	<input type="radio"/> MW Marginal Cost	Find Field ...

Buttons: OK Remove Field Cancel Help

Figura B.18: Menú de opciones de campos de barras en el PowerWorld

- El parámetro y posición son mostrados resaltados en el diálogo de inserción de nuevos campos. Clic **OK**. Note que el campo en la barra especificada se ha agregado al unifilar. Repetir este procedimiento en las otras barras, también puede mover los campos manualmente con el ratón.

Los campos también pueden ser insertados usando la opción **Insert > Field** desde el menú principal o usando el botón en la barra de herramientas. Ahora, insertaremos campos que muestren el flujo de potencia a cada lado de la línea.

- Seleccionar **Insert > Field > Line Field** o seleccionar el botón en la barra de herramientas.
- Clic izquierdo cerca de la barra **1** y de la línea de transmisión entre las barras 1 y 2 en el lugar donde se quiere que aparezca el texto del flujo de potencia. Automáticamente se abrirá el diálogo *Line Field Options* (mostrado abajo).
- Los campos *Near Bus* y *Far Bus* deben mostrar 1 y 2 respectivamente. Si no es así corríjalo.
- Seleccionar *AC Line MW Flow* y haga clic en OK. El campo es mostrado en el unifilar en el lugar que se especificó. Al campo se le puede dar formato o moverlo tal como se vio anteriormente.
- Repetir esto al otro lado de la línea, en este caso debe observarse que en los campos *Near Bus* y *Far Bus* aparecen 2 y 1 respectivamente.

También puede monitorearse el flujo de Mvar, para esto se repite lo anterior y se selecciona **AC Line Mvar Flow**. Finalmente el diagrama unifilar debe verse así:

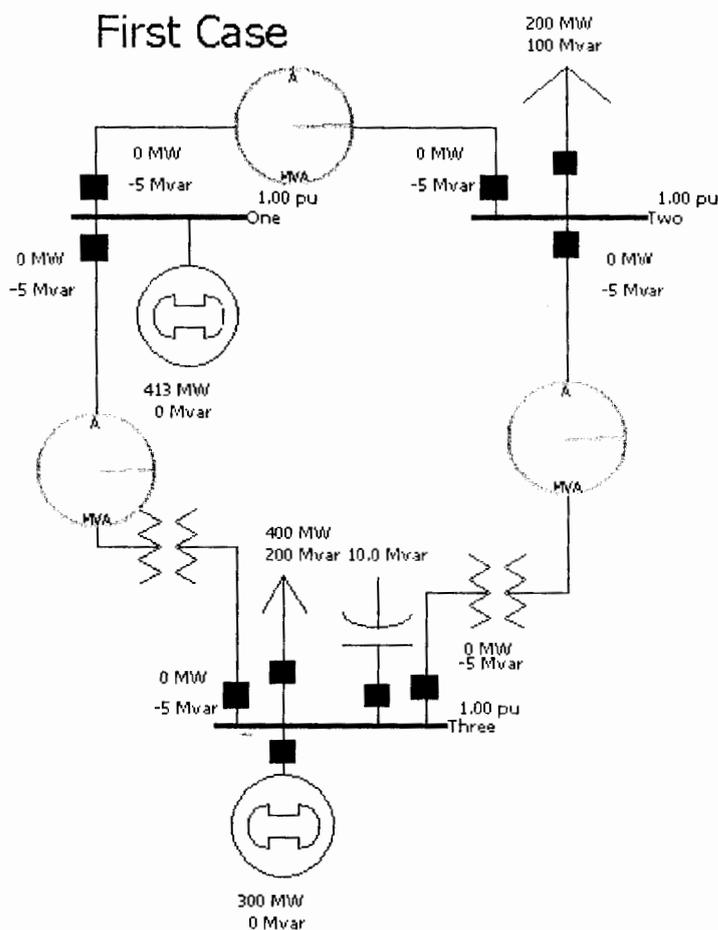


Figura B.19: Diagrama unifilar del sistema “Primer caso” finalizado en el PowerWorld

- Guarde el caso

Resolución del Caso.

- Clic sobre el botón **Run Mode** en la barra de herramientas Programa. Note que si el caso tiene un error de validación, una alerta aparecerá. Deberá entonces rectificar este problema antes de ingresar al modo ejecución.
- Seleccionar **Simulation > Play** para iniciar la simulación o presione el botón **Play** ► en la barra de herramientas **Run Mode**. Alternativamente, para desarrollar una sola solución del flujo de potencia, haga clic en el botón **Single Solution**.

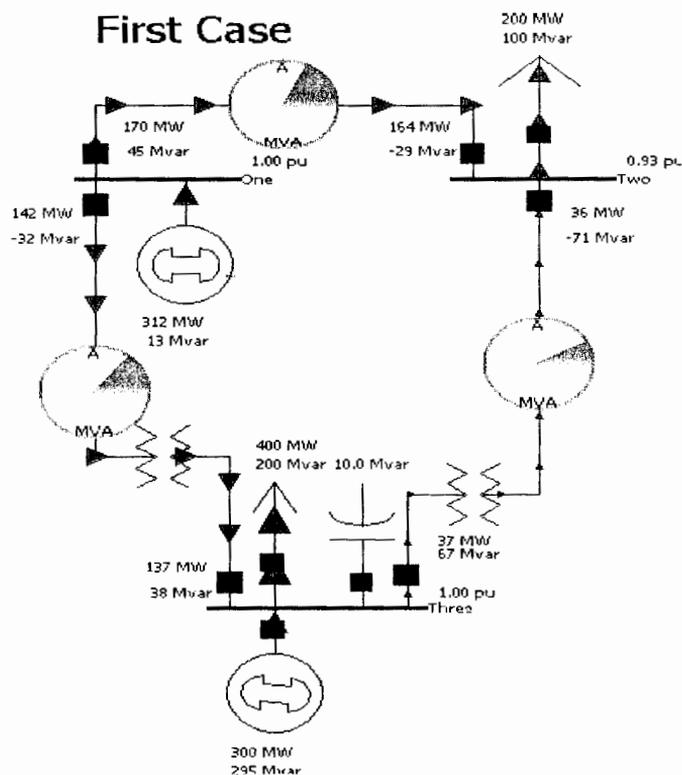


Figura B.20: Solución del sistema "Primer caso" en el PowerWorld

Agregación de una Nueva Área

Ahora creemos una segunda área de operación para el caso. Usualmente grandes sistemas interconectados tienen un número de áreas de control, en la que cada área de control se responsabiliza por la operación particular de esa parte del sistema. Las áreas de control son conectadas con sus vecinas a través de líneas. Cada área de control es responsable por procurar la potencia suficiente para abastecer su propia carga más pérdidas. El área de control puede obtener esta potencia con generación propia o comprando a alguna otra área. Esta capacidad de comprar o vender es a lo que se conoce como transacciones de potencia y es una de las principales ventajas de la operación interconectada.

Para crear otra área de control:

- Cambie a modo edición. Haga clic derecho sobre la barra 3 y seleccione **Bus Information Dialog**.
- Ingresando un número para un área que en realidad no existe, automáticamente se está creando una nueva. Ingrese **2** en el campo *Area Number Field* y **TWO** en el campo *Area Name Field*. Clic **OK**.

- Para verificar que el caso ahora tiene dos áreas, seleccionar desde el menú principal **Case Information > Case Summary**. La información del caso muestra el caso entero de forma no gráfica, el sumario del caso (mostrado abajo) muestra el número de barras, generadores, líneas, transformadores y áreas de control en el caso. Ninguno de estos valores puede ser modificado desde aquí.

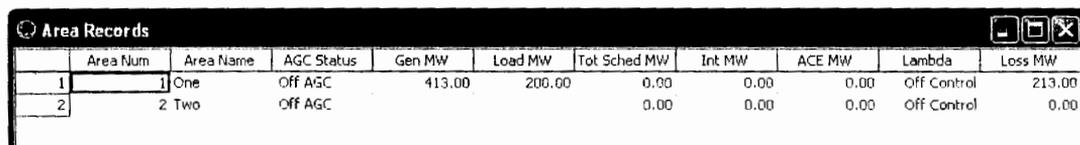
Case Summary for Current Case ✕

Number of Devices in Case:		Case Totals (for in-service devices only)	
		MW	Mvar
Buses	3	Load	200.0
Generators	1	Generation	413.0
Loads	1	Shunts	0.0
Switched Shunts	1	Losses	0.0
Lines/Transformers	3	Generator Spinning Reserves	
2 Term. DC Lines	0	Positive [MW]	Negative [MW]
N-Term. DC Lines	0	587.0	413.0
Control Areas	2	Slack Buses:	
Zones	1	1 (1); in Area One (1)	
Islands	1		
Interfaces	0		
Injection Groups	0		
Case pathname			

Figura B.21: Sumario de un caso en el PowerWorld

Ahora asegurémonos de que ambos controles de las áreas estén inicialmente en control automático de generación (AGC). Esto nos asegura que la generación de cada área sea igual a la carga más las pérdidas y más las transacciones programadas.

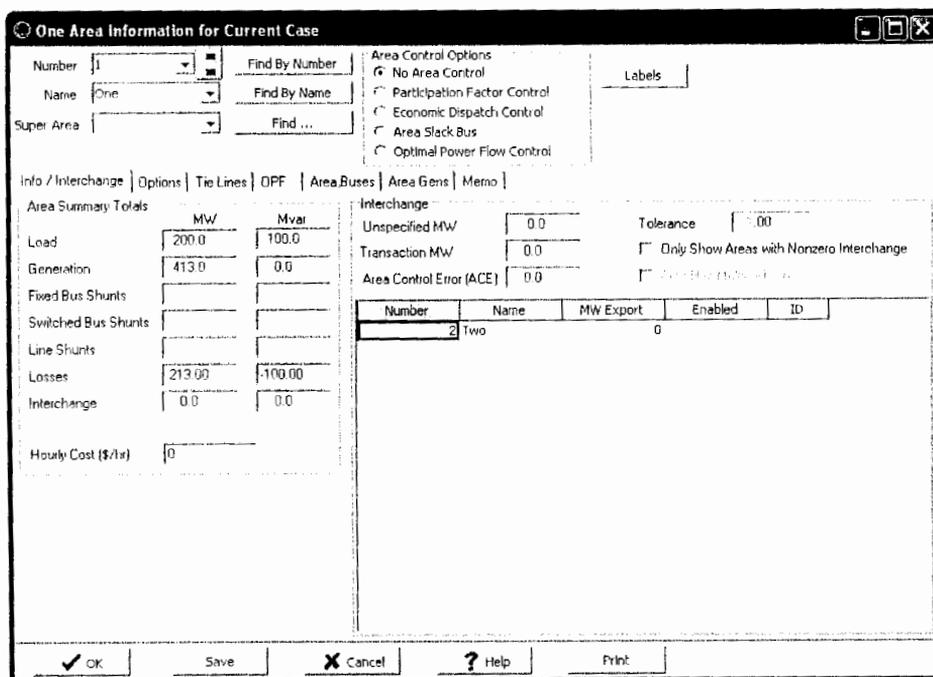
- Seleccionar **Case Información > Areas**. Este diálogo (mostrado abajo) provee un sumario conveniente de todos los controles de las áreas en el caso. Similares despliegues existen para barras, generadores, líneas/transformadores, etc.



Area Num	Area Name	AGC Status	Gen MW	Load MW	Tot Sched MW	Int MW	ACE MW	Lambda	Loss MW
1	One	Off AGC	413.00	200.00	0.00	0.00	0.00	Off Control	213.00
2	Two	Off AGC			0.00	0.00	0.00	Off Control	0.00

Figura B.22: Datos de áreas de un caso en el PowerWorld

- Clic derecho en cualquier lugar sobre la primera área y seleccionar la opción *Show Dialog*. Entonces se presentara un cuadro de diálogo como el mostrado abajo.



Number: 1, Name: One, Super Area: [dropdown], Find By: Number/Name, Find: [button]

Area Control Options:
 No Area Control
 Participation Factor Control
 Economic Dispatch Control
 Area Slack Bus
 Optimal Power Flow Control

Area Summary Totals:

	MW	Mvar
Load	200.0	100.0
Generation	413.0	0.0
Fixed Bus Shunts		
Switched Bus Shunts		
Line Shunts		
Losses	213.00	-100.00
Interchange	0.0	0.0

Hourly Cost (\$/hr): 0

Interchange:

Number	Name	MW Export	Enabled	ID
2	Two	0		

Buttons: OK, Save, Cancel, Help, Print

Figura B.23: Información de un área en un caso en el PowerWorld

- Cambiar el área *Name* a “**ONE**” y establezca el estado del AGC en *Area Control Options* a **Economic Dispatch Control**. Seleccione **SAVE** para guardar la información.
 - Hacer clic sobre la flecha de arriba a la derecha del campo *Area Number*. Se presentará el diálogo con los datos de la siguiente área. Establecer el estado de AGC en **Economic Dispatch Control**, y seleccione **OK** para guardar los cambios y cerrar el cuadro de diálogo.
 - Note que en el campo *AGC Status* en el diálogo **Area Records Display** ahora muestra **ED**. Cerrar este cuadro de diálogo.
-

Para hacer uso de las herramientas, el simulador debe estar en **Run Mode**. Las herramientas se utilizan una vez cargado un caso o archivo de un determinado sistema.

Análisis de Contingencia

Para acceder al menú principal del análisis de contingencia seleccionamos **Contingency Analysis** en el menú desplegable de **Tools** en la barra de herramientas principal.

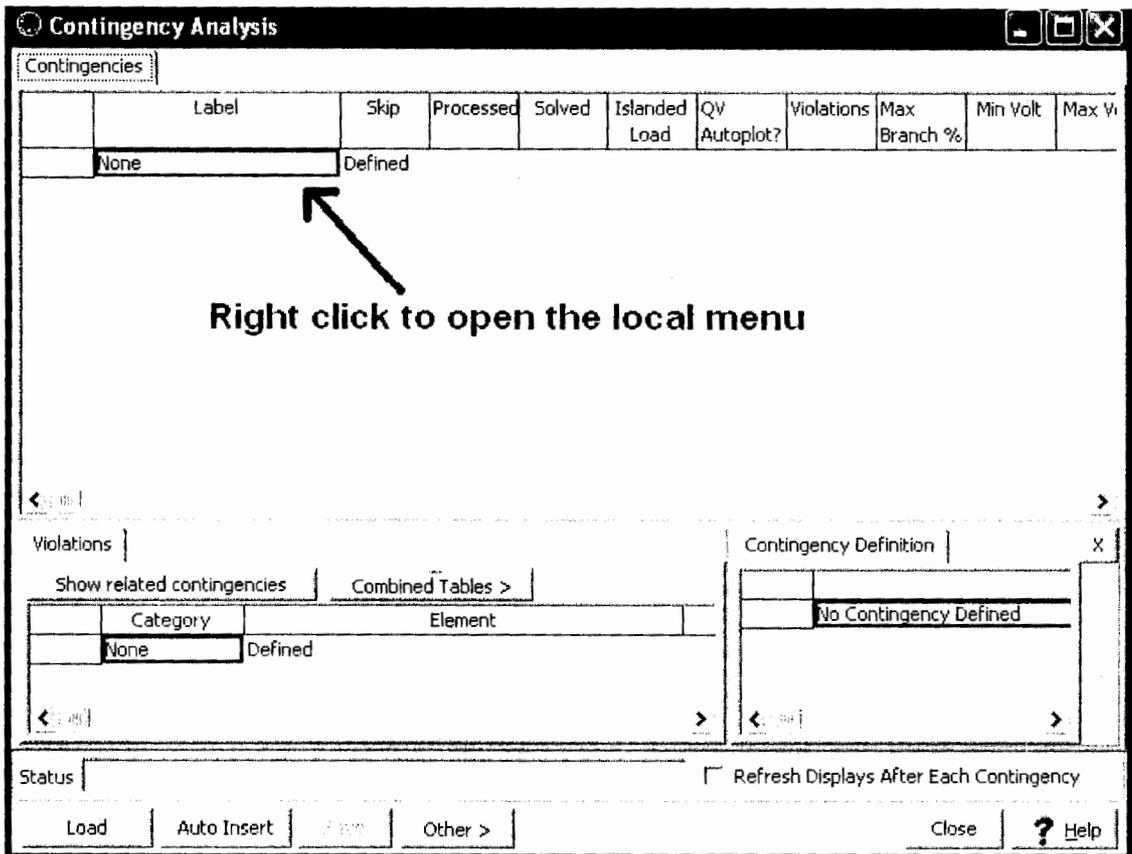


Figura B.24: Menú para el análisis de contingencia en el PowerWorld

Al acceder a la herramienta de análisis de contingencia por vez primer, no hay ninguna definida y solo esta visible la viñeta de contingencias. Luego de añadir

contingencias, aparecen todas las cuatro viñetas (Contingencies, Lines/Buses/Interfaces, Options y Summary).

Definición de Contingencias

Se pueden definir contingencias simples (un elemento) o múltiples (varios elementos). Hay cuatro opciones para la definición de contingencias: Cargar contingencias desde un archivo, inserción normal de contingencias, inserción automática de contingencias o inserción rápida de contingencia de un simple elemento. Únicamente usaremos la inserción rápida de una contingencia simple y la inserción automática de contingencias.

Inserción rápida de una contingencia simple

Hacer clic derecho para desplegar el menú y seleccionar **Special Insert** y luego **Quick Insert of Single Contingency Element**, y se abrirá el cuadro de dialogo de contingencia de elemento. Aquí se define el tipo del elemento, luego el elemento propiamente, la acción a la que se someterá el elemento, monto, etc. Los tipos de acción están disponibles dependiendo del tipo de elemento seleccionado. En **Amount** (monto) se determina la cantidad (MW, MW con factor de potencia constante, porcentaje, etc) de cambio del elemento en contingencia.

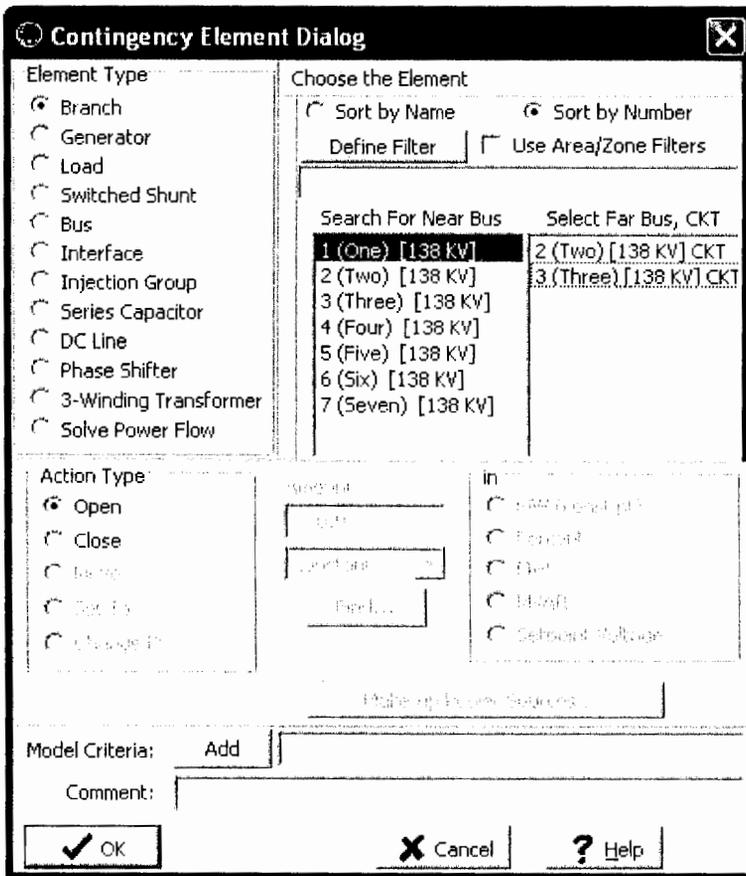


Figura B.25: Cuadro de diálogo para la elección de elementos a considerarse en el análisis de contingencia en el PowerWorld

Make-up Power Sources... permite determinar que barras (generación o carga) contribuyen al cambio provocado por la contingencia, determinado por los porcentajes de participación que se designen. Si no se ingresa valor alguno todas la barras en modo AGC participarán en el cambio.

Model Criteria permite describir alguna condición bajo la cual una acción se lleve a cabo.

Además se puede escribir algún comentario particular de dicha contingencia.

Luego simplemente se selecciona **OK** para insertar el elemento.

Inserción automática de contingencias

Hacer clic derecho para desplegar el menú y seleccionar **Special Insert** y luego **Auto Insert Contingency**, y se abrirá el cuadro de dialogo de inserción automática de contingencia. Otra ruta para el acceso es utilizando el botón **Auto Insert** que aparece en la parte inferior del menú principal de contingencias.

Se puede insertar contingencias que consideran salidas de líneas, transformadores, generadores, combinaciones de las anteriores o barras. El número de contingencias insertadas puede ser limitado o restringido por filtros. Para agregar las contingencias se usa el botón **Do Insert Contingencias**. Para insertar líneas y generadores se necesita realizar la inserción 2 veces, cada una seleccionando un elemento.

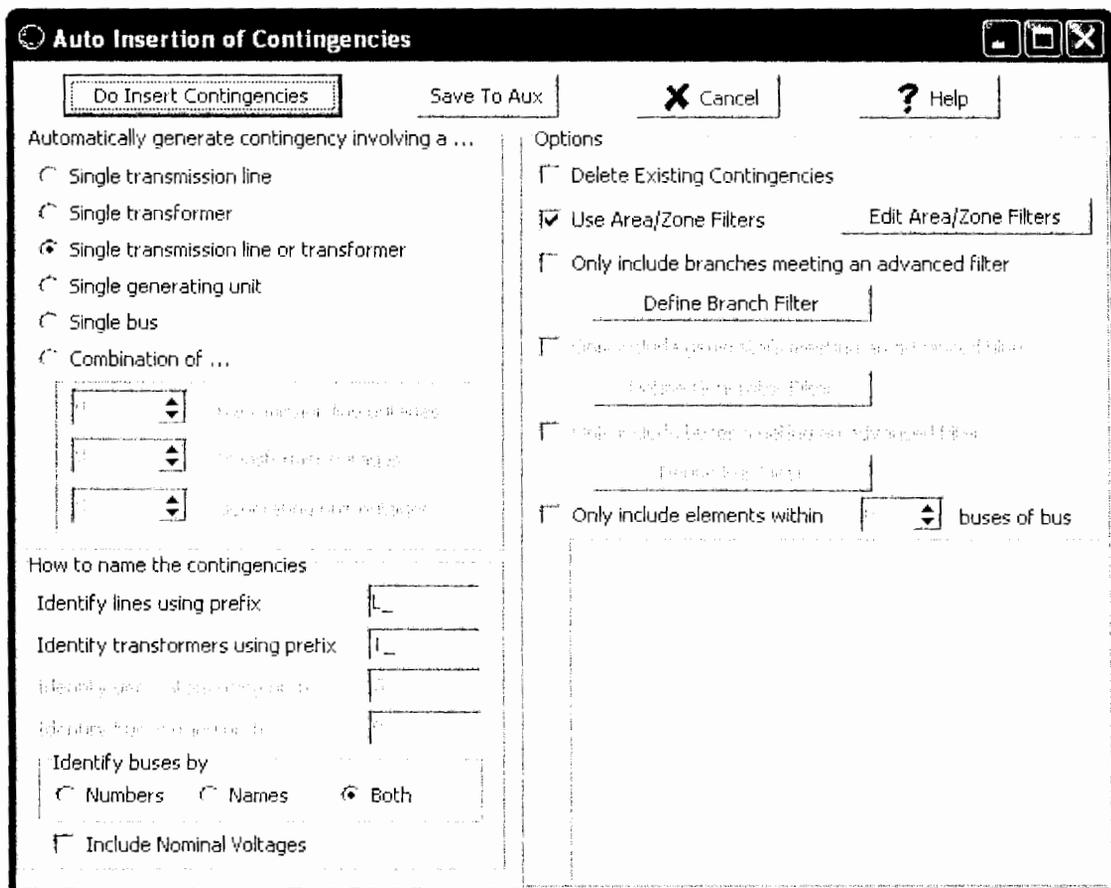


Figura B.26: Menú para insertar automáticamente las contingencias en el

PowerWorld

Nota: al hacer la auto inserción en unidades de generación de la barra de oscilación (slack). Esto no es recomendable realizar, ya que el flujo de potencia no convergerá si sale el generador en la barra de oscilación.

Ejecución del Análisis de Contingencias

Cuando se ejecuta el análisis de contingencia se tienen tres opciones:

- Ejecutar el análisis para todas las contingencias enlistadas (haciendo uso del botón **Start Run** en el cuadro de diálogo de la lengüeta **Contingencias**, Seleccionando **Start** en el cuadro de dialogo de la lengüeta **Summary** o desde el menú desplegable de la lista de contingencias al seleccionar **Run Contingency Analysis**)
- Ejecutar una sola contingencia
- Ejecutar una sola contingencia y guardar el estado de post-contingencia como una nueva referencia de estado.

Al ejecutar el análisis para todas las contingencias enlistadas aparecerán los botones **Pause** y **Abort**, muy útiles en caso de tener listas extensas. Luego de ejecutar el análisis se tendrá un cuadro de diálogo así:

Contingency Analysis

Contingencies | Lines, Buses, Interfaces | Options | Summary

	Label	Skip	Processed	Solved	Violations	Max Branch %	Min Volt	Max Volt	Inte
1	L_000011-000022C1	NO	YES	YES	1	131.1			
2	L_000011-000033C1	NO	YES	YES	1	128.7			
3	L_000077-000055C1	NO	YES	YES	1	106.3			
4	L_000022-000033C1	NO	YES	YES	0				
5	L_000022-000066C1	NO	YES	YES	0				
6	L_000033-000044C1	NO	YES	YES	0				
7	L_000022-000055C1	NO	YES	YES	0				
8	L_000044-000055C1	NO	YES	YES	0				
9	L_000066-000077C1	NO	YES	YES	0				
10	L_000066-000077C2	NO	YES	YES	0				
11	L_000022-000044C1	NO	YES	YES	0				

Violations

Show related contingencies | Combined Tables >

Category	Element
1 Branch MVA	1 (1) -> 3 (3) CKT 1 at 1

Contingency Definition

1	OPEN Branch 1 (1) TO 2 (2) C
---	------------------------------

Status: Finished with 3 Violations and 0 Unsolveable Contingencies. Initial State Refresh Displays After Each Contingency

Load | Auto Insert | Save | Other > | Start Run | Close | ? Help

Figura B.27: Cuadro de diálogo del análisis de contingencias ejecutado

Los resultados del análisis se presentan en el cuadro de diálogo de la lengüeta **Contingencias** en orden descendente por la peor violación, como se muestra en la figura anterior. En la parte inferior se presenta el estado del análisis en información como el número de violaciones y caso no resueltos.

En la sección **Violations** (parte inferior izquierda) aparecen las violaciones que se presentan en cada contingencia seleccionada.

En el despliegue de la lengüeta **Summary** se presenta el estado de la ejecución del análisis de contingencia

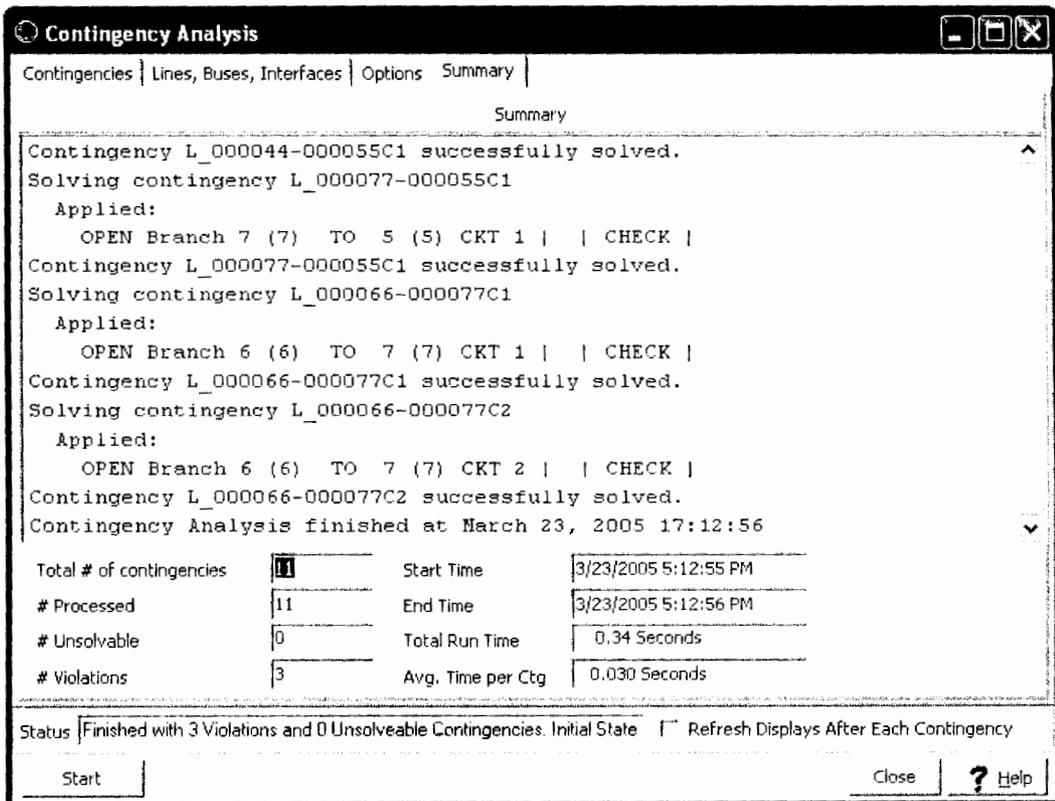


Figura B.28: Sumario de ejecución del análisis de contingencias en el PowerWorld

En el despliegue de la lengüeta **Line, Buses, Interfaces** aparecen las sub-lengüetas: Line/Transformers, Buses, Interfaces. Estas presentan información mas detallada de las contingencias.

Contingency Analysis

Contingencies | Lines, Buses, Interfaces | Options | Summary |

Lines/Transformers | Buses | Interfaces | Nomogram Interfaces |

	From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Xfmr	Aggr Percent Overload
1	1 1		3 3		1	No	31.09
2	1 1		2 2		1	No	28.71
3	2 2		5 5		1	No	6.30
4	2 2		3 3		1	No	0.00
5	2 2		6 6		1	No	0.00
6	3 3		4 4		1	No	0.00
7	6 6		7 7		1	No	0.00
8	7 7		5 5		1	No	0.00
9	4 4		6 6		1	No	0.00

Contingencies | Contingency Definition

Show Other Violations | Combined Tables >

	RANK Overload	Label	Category
1	2.7	L_000077-000055C1	Branch MVA

	Action
1	OPEN Branch 7 (7) TO 5 (5) CKT 1

Status: Finished with 3 Violations and 0 Unsolvable Contingencies. Initial State Restore Refresh Displays After Each Contingency

Load | Auto Insert | Save | Other > | Start Run | Close | ? Help

Figura B.29: Despliegue de elementos para el análisis de contingencias en el PowerWorld

Por ejemplo, en la sub-lengüeta **Lines/Transformers** al seleccionar una en la ventana de **Contingency Definition** veremos que contingencias ocasionan violaciones en este elemento, mientras que en la ventana de **Contingencies** veremos más información de acuerdo a los campos que esta contenga, como límites, porcentajes de sobrecarga, etc.

Flujo Óptimo de Potencia

El simulador de flujo de potencia óptimo usa programación lineal (LP) OPF. El propósito de un OPF es minimizar una función objetivo cambiando diferentes

elementos de control tomando en cuenta tanto restricciones de igualdad como de desigualdad las cuales son usadas para modelar las restricciones de balance de potencia y varios límites operacionales. El simulador determina la solución óptima iterando desde una solución estándar de potencia y luego resolviendo una programación lineal para cambiar los controles del sistema con el fin de eliminar cualquier violación de límites.

Para esta sección del tutorial, iniciaremos con el caso provisto Three-bus (B3LP) que está en el directorio *PowerWorld/Simulator/Sample Cases*. La barra 1 es la barra oscilante. Todas las barras están conectadas por líneas cuya reactancia es de 0.1 pu y 100 MVA de límite. Se tiene únicamente una carga de 180 MW en la barra 3. Los costos marginales de los generadores son:

- Barra 1: 10 \$/MWh; rango de: 0 a 400 MW
- Barra 2: 12 \$/MWh; rango de: 0 a 400 MW
- Barra 3: 20 \$/MWh; rango de: 0 a 400 MW

Para iniciar:

- Cargar el caso B3LP.
- Verificar las especificaciones arriba indicadas en cada línea, barra y generador.
- Seleccionar **Run Mode**.
- Para ser incluido en el OPF, se requiere que todos los campos del estado del AGC estén con OPF. Para realizar esto, seleccione **LP OPF > OPF Areas**.

Automáticamente se abrirá el cuadro de diálogo del estado del AGC. Verifique que esté seleccionado **OPF**. De no ser así, haga doble clic sobre el campo para cambiar este valor y luego cierre.

- Seleccione **LP OPF > Primal LP** para resolver el caso. Nota: los límites de las líneas no están forzados inicialmente.

Entonces nuestra pantalla se verá similar a la que se muestra a continuación:

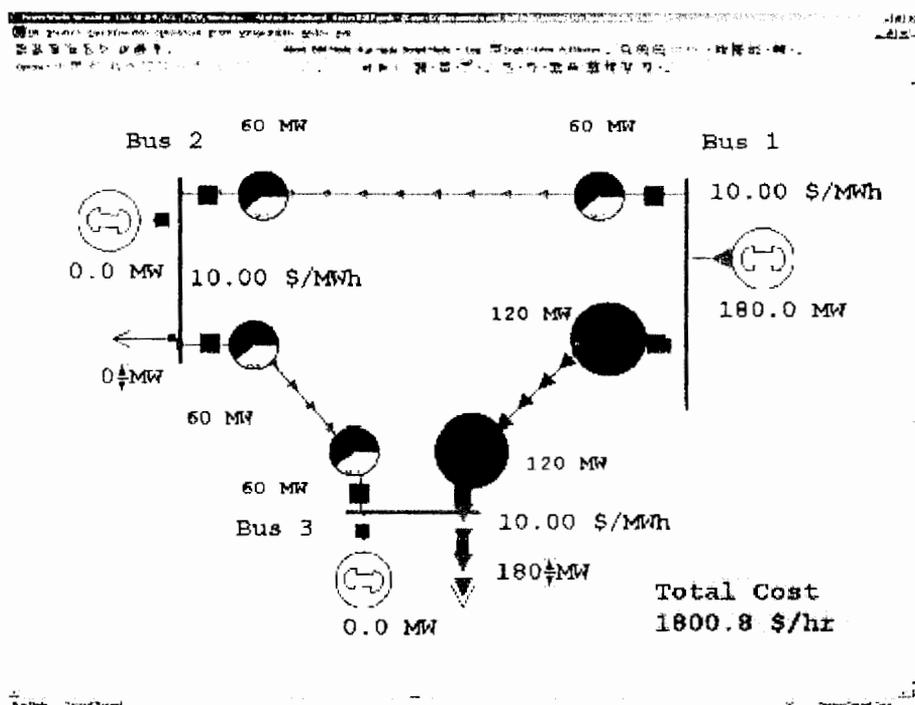


Figura B.30: Flujo de potencia para un sistema de 3 barras sin forzamiento de límites

Note que la línea desde la barra 1 a la barra 3 está sobrecargada y que todas las barras tienen el mismo costo marginal.

- Seleccionar **LP/OPF > OPF Areas**.

La columna *Branch MVA* especifica cuando si o no deben ser forzados a los límites de MVA en las líneas de transmisión y/o transformadores que tienen por lo menos un terminal en esta área. Para que una línea de transmisión o transformador sea incluida en las restricciones del OPF, no debe estar desactivado *Line/Transformer constraints* en el cuadro de diálogo **OPF Options**, y que individualmente debe estar activado el forzamiento de límites tanto para línea como para transformador en la pantalla **OPF Line/Transformer MVA Constraints**.

- Hacer doble clic en el campo *Branch MVA* para cambiar el valor a **YES**. Cerrar la ventana *OPF Area*.
- Seleccionar **LP/OPF > Options**.
- Automáticamente se abre el cuadro de diálogo **LP OPF**. Seleccionar la viñeta **Constraint Options** y luego hacer clic en *Disable Line/Transformer MVA Limit Enforcement* para quitar la marca.
- Clic **Solve LP OPF** y luego **OK**.

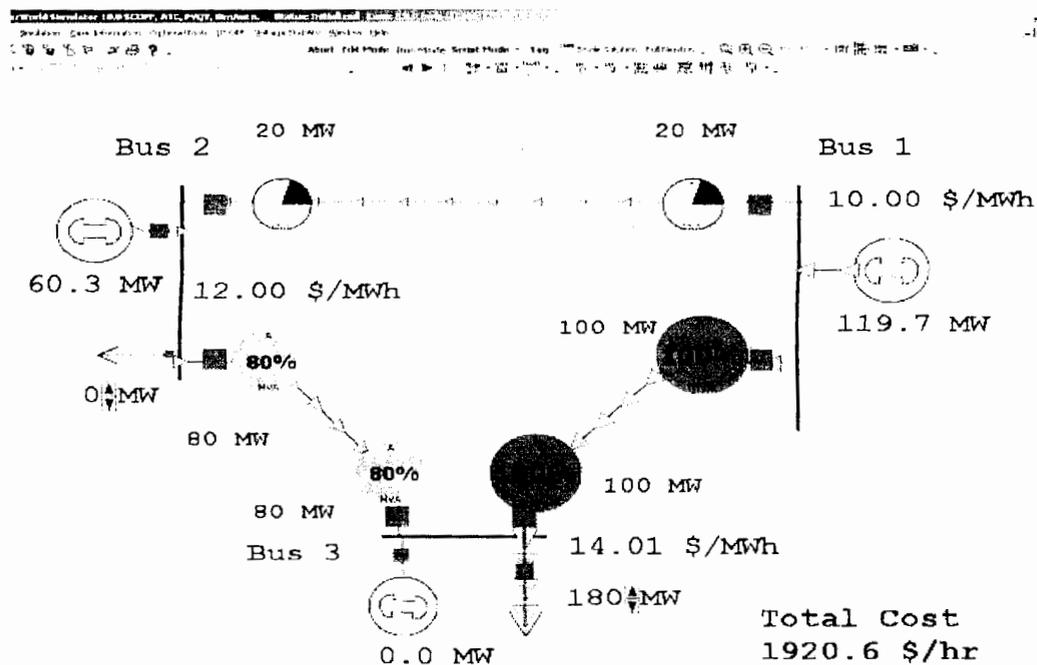


Figura B.31: Flujo de potencia para un sistema resuelto por OPF con forzamiento de los límites de los elementos

El LP OPF redespacha de tal forma de remover las violaciones de límites. Los costos marginales en las barras cambiarán. El nuevo costo marginal de en la barra 3 es de 14 \$/MWh.