



UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN
NICOLÁS DE HIDALGO

*DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA*

“IMPACTO ECONÓMICO DE LA
LOCALIZACIÓN DE DISPOSITIVOS SIFLETCA
PARA LA REDUCCIÓN DE LA CONGESTION EN
SISTEMAS ELECTRICOS”

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA
ELÉCTRICA

PRESENTA
ING. MARCOS DARÍO AHUMADA MÉLENDEZ

ASESOR
DR. CLAUDIO RUBÉN FUERTE ESQUIVEL

MORELIA, MICHOACÁN

MARZO DEL 2005



Agradecimientos

Sin tratar de que esto sea un pago por todo lo que han hecho por mí, agradezco infinitamente a mis padres Gloria Meléndez Ortega y Miguel Ahumada Gonzalez por el apoyo incondicional y cariño que me brindaron durante el transcurso de la maestría.

A mis amigos y compañeros de generación: Silvia Correa, Luis Contreras, Carlos Estrada y Moisés Salazar por su amistad y por la oportunidad que me dieron de vernos juntos terminar esta etapa de nuestras vidas.

A todos los profesores de la división de estudios de posgrado, es especial a mi asesor de tesis Claudio R. Fuerte Esquivel.

Por las extensas pláticas durante las caminatas a casa, y por compartir conmigo su muy peculiar forma de ver el mundo agradezco a J. L. Guillén, a Alejandro Pizano por compartir con nosotros aquellos buenos y malos tiempos.

A las personas que dijeron la frase correcta en el lugar y tiempo correctos, especialmente a la excelentísima Sra. Magdalena Magaña.

A Beatriz Arce quien involuntariamente y con mucha incertidumbre ha sabido esperar.

A todas las personas que con sus comentarios, su amistad y compañía hicieron más llevadera mi vida en esta ciudad, de verdad, mil gracias.

Pero antes que todo agradezco infinitamente a DIOS, que me dio la salud y la fuerza necesaria para no claudicar en el cumplimiento de mi objetivo.

Resumen

La determinación de ubicaciones adecuadas para dispositivos SIFLETCA es un problema práctico cuando es necesario instalar tales controladores en los sistemas de potencia modernos. Además, es necesario encontrar la mejor localización debido al considerable costo de los dispositivos. El principal objetivo de esta tesis es encontrar una localización óptima en el sistema de potencia de un dispositivo para reducir la congestión en el sistema, evitando redespacho de generación y liberación de carga. Para lograr este propósito, un método sistemático es desarrollado, basado en el análisis de sensibilidades y en un índice que ayuda a encontrar el grado de utilización de cada línea llamado índice de congestión de la red. Otro objetivo es encontrar el costo de generación para cada una de las ubicaciones usando la solución de flujos de potencia óptimos. Casos de contingencia, tales como pérdida de una línea por falla o por mantenimiento, son considerados en esta tesis. Cinco tipos de controladores SIFLETCA son considerados en el método propuesto: CAS, TD, CEV; TTC y CUF. El comportamiento del procedimiento propuesto es mostrado en cuatro redes de prueba de diferentes tamaños. Los resultados muestran que el método propuesto provee de una indicación precisa para la localización de controladores SIFLETCA.

Abstract

Determining suitable locations of FACTS devices is a practical problem when it is necessary to install these controllers in modern power systems. Furthermore, it is necessary to find the best locations due to the considerable cost of these devices. The principal aim of this thesis is to find an optimal location in the power system of a device in order to reduce the congestion in the system, avoiding generation re-dispatch and load curtailment. In order to achieve this goal, a systematic approach is developed based on the sensitivity analysis and an index that helps to find the measure of the utilization of each line called congestion network index. Another goal is to find the generation price for each one of those locations, by means of the use of optimal power flow solution. Cases of contingencies such as loss of a line due to fault or maintenance are considered in this thesis. Five types of FACTS controllers are considered in the proposed approach: ASC, PS, SVC, LTC and UPFC. The behavior of the proposed procedures is shown on four test networks of different sizes. Results show that the proposed approach provides accurate indication for the location of FACTS controllers.

Índice

Agradecimientos	III
Resumen	IV
Abstract	V
Índice	VI
Lista de Símbolos	IX
Lista de Tablas	XI
Lista de Figuras	XIII

Capítulo 1 Introducción

1.1	Introducción.....	1
1.2	Estado del arte	2
1.3	Objetivo	4
1.4	Justificación.....	5
1.5	Estructura de la tesis.....	5

Capítulo 2 Sensibilidades en un sistema eléctrico incluyendo dispositivos SIFLETCA

2.1	Introducción.....	6
2.2	Teoría de sensibilidades, conceptos básicos.....	7
2.3	Análisis de sensibilidades en un sistema eléctrico incluyendo dispositivos SIFLETCA	9
2.4	Sensibilidades en un sistema eléctrico usando índices de desempeño	15
2.5	Sensibilidades del índice de desempeño respecto a las variables de estado.....	16
2.5.1	Sensibilidades respecto a la potencia activa o reactiva en una línea de transmisión	18
2.5.2	Sensibilidades respecto a la magnitud de voltaje en un nodo	20
2.6	Criterio para la localización de los dispositivos SIFLETCA	22
2.7	Conclusiones.....	23

Capítulo 3 Uso de sensibilidades para la ubicación de dispositivos SIFLETCA en un sistema con contingencias

3.1	Introducción.....	24
3.2	Diseño general del experimento	25
3.2.1	Modelo del experimento incluyendo un CAS	25
3.2.2	Modelo del experimento incluyendo un CEV	26
3.2.3	Modelo del experimento incluyendo un TD.....	28
3.2.4	Modelo del experimento incluyendo un Transformador con cambiador deTAP bajo carga	29
3.2.5	Modelo del experimento incluyendo un CUFP	31
3.3	Sistema de 5 nodos y 6 líneas.....	32
3.3.1	Caso base	32
3.3.2	Colocación de un CAS en el sistema de 5 nodos y 6 líneas	34
3.3.3	Colocación de un CEV en el sistema de 5 nodos y 6 líneas.....	38
3.3.4	Colocación de un TD en el sistema de 5 nodos y 6 líneas.....	39
3.3.5	Colocación de un TTC en el sistema de 5 nodos y 6 líneas	41
3.3.6	Colocación de un CUFP en el sistema de 5 nodos y 6 líneas.....	42
3.4	Sistema de 5 nodos y 7 líneas.....	43
3.4.1	Caso base	43
3.4.2	Colocación de un CAS en el sistema de 5 nodos y 7 líneas	45
3.4.3	Colocación de un CEV en el sistema de 5 nodos y 7 líneas.....	48
3.4.4	Colocación de un TD en el sistema de 5 nodos y 7 líneas.....	49
3.4.5	Colocación de un TTC en el sistema de 5 nodos y 7 líneas	50
3.4.6	Colocación de un CUFP en el sistema de 5 nodos y 7 líneas.....	50
3.5	Sistema de 14 nodos y 15 líneas.....	51
3.5.1	Caso base	51
3.5.2	Colocación de un CAS en el sistema de 14 nodos	53
3.5.3	Colocación de un CEV en el sistema de 14 nodos	54
3.5.4	Colocación de un TD en el sistema de 14 nodos.....	55
3.5.5	Colocación de TTC en el sistema de 14 nodos.....	56
3.5.6	Colocación de un CUFP en el sistema de 14 nodos	58
3.6	Influencia de la compensación en el índice de desempeño	59
3.7	Conclusiones.....	60

Capítulo 4 Costo de la localización de dispositivos SIFLETCA

4.1	Introducción.....	62
4.2	Flujos de potencia óptimos	62
4.3	Casos de estudio	65
4.3.1	Comparación entre FPO y Flujos de potencia.....	66
4.3.2	Costos de generación al ubicar un CAS en la red de 5 nodos y 7 líneas.....	68
4.4	Costo de generación con un CAS en el sistema de 14 nodos.....	70
4.5	Costo de generación al ubicar un CAS en el sistema de 30 nodos.....	73
4.6	Conclusiones.....	77

Capítulo 5 Conclusiones y Trabajos Futuros

5.1	Conclusiones Generales.....	79
5.2	Contribuciones.....	80
5.3	Trabajos Futuros.....	81

Apéndice A Localización de dispositivos SIFLETCA mediante el análisis singular

A.1	Introducción.....	82
A.2	Descomposición en valores singulares.....	82
A.2.1	Formulación del SEP en términos de la DVS.....	84
A.3	Localización de dispositivos SIFLETCA en el SEP mediante la DVS.....	86
A.3.1	Sistema de 5 nodos y 6 líneas.....	86
A.3.1	Sistema de 5 nodos y 7 líneas.....	87
A.3.2	Análisis de resultados de los métodos de sensibilidades y DVS.....	88
A.4	Conclusiones.....	89

Apéndice B Datos de Sistemas Eléctricos

B.1	Sistema de 5 Nodos y 6 líneas.....	90
B.2	Sistema de 5 Nodos y 7 líneas.....	91
B.3	Sistema AEP de 14 Nodos.....	92
B.4	Sistema de 30 Nodos.....	94

Bibliografía	97
---------------------------	----

Lista de Símbolos

V_k	Magnitud de voltaje del nodo k .
θ_k	Ángulo del voltaje del nodo k .
V_m	Magnitud de voltaje del nodo m .
θ_m	Ángulo del voltaje del nodo m .
θ_{slack}	Ángulo del voltaje del nodo de referencia.
G_{kk}	Conductancia total del nodo k .
G_{mm}	Conductancia total del nodo m .
G_{km}	Conductancia existente entre los nodos k y m .
B_{kk}	Susceptancia total del nodo k .
B_{mm}	Susceptancia total del nodo m .
B_{km}	Susceptancia existente entre los nodos k y m .
R	Resistencia.
X_L	Reactancia inductiva.
X_C	Reactancia capacitiva.
V_{kref}	Magnitud de voltaje especificado
P_{kref}	Potencia Activa especificada
Q_{kref}	Potencia Reactiva especificada
P_{km}	Potencia activa fluyendo del nodo k al nodo m
Q_{km}	Potencia reactiva fluyendo del nodo k al nodo m
\mathbf{x}	Vector de estado del sistema.
u	Parámetro sobre el cual se calculan las sensibilidades
q	Variable sobre la que no se calculan sensibilidades.
S	Sensibilidad.
$\partial x_{ek} / \partial u_j$	Jacobiano de las variables de estado respecto a todos los parámetros
$\partial \mathbf{g} / \partial \mathbf{x}_e$	Jacobiano de las ecuaciones del sistema respecto a las variables de estado
$\partial \mathbf{g} / \partial \mathbf{u}$	Jacobiano de las ecuaciones del sistema respecto a los parámetros
$\boldsymbol{\varphi}$	Vector de funciones del sistema.
\mathbf{h}	Vector de funciones del sistema explícitamente definido.
ΔP	Ecuaciones de balances de potencia activa nodal.
ΔQ	Ecuaciones de balances de potencia reactiva nodal.
ΔF	Ecuaciones de control para los dispositivos SIFLETCA serie.
\mathbf{x}_f	Variables de estado de los dispositivos SIFLETCA.
P_{li}	Potencia Transmitida en una línea
P_{li}^{MAX}	Límite potencia activa máxima transmisible en una línea

Nl	Número de líneas
ID	Índice de desempeño de flujos de potencia activa.
$\partial ID / \partial u_j$	Derivada del índice de desempeño respecto al parámetro de interés
\mathbf{w}	Vector singular izquierdo
\mathbf{v}	Vector singular derecho
x	Variable de estado.
Δx	Vector de incrementos de las variables de estado.
σ	Valor singular
Σ	Matriz que contiene los valores singulares en su diagonal
w_i	Ponderación de la importancia de una línea en el índice de desempeño
$h(x)$	Restricciones de igualdad.
$g(x)$	Restricciones de desigualdad.
$J(x)$	Matriz Jacobiana.
N_g	Número total de generadores del sistema eléctrico.
N_b	Número total de nodos del sistema eléctrico.
F_T	Costo total de generación.
$C_i(P_{Gi})$	Curva de costo del generador i .
a_i	Término independiente de la curva de costo del generador i .
b_i	Coefficiente del término lineal de la curva de costo del generador i .
c_i	Coefficiente del término cuadrático de la curva de costo del generador i .
T_v	Relación de transformación compleja del devanado primario
U_v	Relación de transformación compleja del devanado secundario

Lista de Tablas

Tabla 3.1 Flujos de potencia activa para la red de 5 nodos y 6 líneas.....	33
Tabla 3.2 Índices de desempeño de la red de 5 nodos, 6 líneas	34
Tabla 3.3 Sensibilidades con un CAS en el sistema de 5 nodos, 6 líneas	35
Tabla 3.4 Flujos de potencia al compensar la línea 5-3 con un CAS	35
Tabla 3.5 Índices de desempeño al compensar la línea-a 5-3 con un CAS.....	36
Tabla 3.6 Flujos de potencia al compensar la línea 1-2 sub-utilizada con un CAS	36
Tabla 3.7 Índices de desempeño al compensar la línea 1-2 sub-utilizada con un CAS	37
Tabla 3.8 Flujos de potencia al compensar la línea 4-5 correspondiente a la primer sensibilidad con un CAS	37
Tabla 3.9 Índices de desempeño al compensar la línea 4-5 con un CAS	37
Tabla 3.10 Sensibilidades para un CEV, modelo de susceptancia variable.....	38
Tabla 3.11 Sensibilidades para un CEV, modelo de ángulo de disparo	38
Tabla 3.12 Sensibilidades para un CEV, modelo de ángulo de disparo y transformador	38
Tabla 3.13 Sensibilidades con un TD en el sistema de 5 nodos, 6 líneas.....	39
Tabla 3.14 Flujos de potencia al compensar la línea 4-1 correspondiente a la primer sensibilidad con un TD	40
Tabla 3.15 Índice de desempeño al compensar la línea 4-1 con un TD.....	40
Tabla 3.16 Flujos de potencia al compensar la línea 4-5 con un TD	41
Tabla 3.17 Índices de desempeño al compensar la línea 4-5 con un TD	41
Tabla 3.18 Sensibilidades con un TTC en la red de 5 nodos, 6 líneas	42
Tabla 3.19 Sensibilidades para un CUFP en la Red de 5 nodos, 6 líneas para el caso base y salidas de las líneas 2-1 y 2-5	42
Tabla 3.20 Sensibilidades para un CUFP en la Red de 5 nodos, 6 líneas para el caso de las salidas de las líneas 3-5, 2-1 y 2-5.....	43
Tabla 3.21 Flujos de potencia activa para la red de 5 nodos y 7 líneas.....	44
Tabla 3.22 Índices de desempeño de la red de 5 nodos y 7 líneas	45
Tabla 3.23 Sensibilidades con un CAS en el Sistema de 5 Nodos y 7 líneas.....	45
Tabla 3.24 Flujos de potencia al compensar la línea 4-5 con un CAS.....	46
Tabla 3.25 índices de desempeño al compensar la línea 4-5 con un CAS	46
Tabla 3.26 Flujos de potencia al compensar la línea 2-3 con un CAS	47
Tabla 3.27 Índices de desempeño al compensar la línea 2-3 con un CAS	47
Tabla 3.28 Flujos de potencia al compensar línea 1-2 con un CAS.....	47
Tabla 3.29 Índices de desempeño al compensar línea 1-2 con un CAS.....	48
Tabla 3.30 Sensibilidades para un CEV con modelo de susceptancia variable en el Sistema de 5 nodos, 7 líneas	48
Tabla 3.31 Sensibilidades para un CEV con modelo de ángulo de disparo en el Sistema de 5 nodos, 7 líneas	48
Tabla 3.32 Sensibilidades para un CEV con modelo de ángulo de disparo y transformador en el Sistema de 5 nodos, 7 líneas	49
Tabla 3.33 Sensibilidades para un PS en el Sistema de 5 nodos, 7 líneas.....	49
Tabla 3.34 Sensibilidades para un transformador con cambiador de TAP bajo carga en el Sistema de 5 nodos, 7 líneas	50
Tabla 3.35 Sensibilidades para un CUFP en el Sistema de 5 nodos, 7 líneas	51

Tabla 3.36 Flujos de potencia activa para la red de 14 nodos, 15 líneas.....	52
Tabla 3.37 Índices de desempeño de la red de 14 nodos, 15 líneas	53
Tabla 3.38 Sensibilidades con un CAS en la red de 14 nodos, 15 líneas	54
Tabla 3.39 Sensibilidades con un CEV modelo susceptancia variable en la red de 14 nodos	54
Tabla 3.40 Sensibilidades para un CEV modelo de ángulo de disparo en la red de 14 nodos	55
Tabla 3.41 Sensibilidades para un CEV modelo de ángulo de disparo y transformador en la red de 14 nodos.....	55
Tabla 3.42 Sensibilidades para un TD en el sistema de 14 nodos, 15 líneas	56
Tabla 3.43 Sensibilidades para un LTC en el Sistema de 14 nodos, 15 líneas.....	57
Tabla 3.44 Sensibilidades para un CUFP en el Sistema de 14 nodos, 15 líneas	58
Tabla 4.1 Ubicaciones óptimas para un dispositivo SIFLETCA en derivación.....	87
Tabla 4.2 Ubicaciones óptimas para dispositivos SIFLETCA en derivación	88
Tabla 4.3 Comparación para los métodos de Sensibilidades y valores singulares para dispositivos en paralelo	89
Tabla 5.1 Datos para generadores del sistema de 5 nodos y 7 líneas.....	66
Tabla 5.2 Sensibilidades y flujos de potencia al compensar cada línea del sistema de 5 nodos, 7 líneas	68
Tabla 5.3 Resultados al compensar cada línea del sistema de 5 nodos, 7 líneas.....	68
Tabla 5.4 Datos para generadores del sistema de 14 nodos	71
Tabla 5.5 Sensitvidades y flujos de potencia al compensar líneas de la red de 14 nodos...	71
Tabla 5.6 Resultados al compensar líneas del sistema de 14 nodos.....	71
Tabla 5.7 Datos para generadores del sistema de 30 nodos.	73
Tabla 5.8 Sensitvidades y flujos de potencia al compensar líneas del sistema 30 nodos....	75
Tabla 5.9 Resultados al compensar líneas del sistema de 30 nodos.....	76

Lista de Figuras

Figura 2.1 Diagrama de flujo para el cálculo de las sensibilidades respecto a las potencias o respecto al voltaje	21
Figura 3.1 Compensador Avanzado Serie	26
Figura 3.2 Compensador estático de VAR's	27
Figura 3.3 Transformador Defasador, (a) Controlado mecánicamente, (b) controlado electrónicamente	29
Figura 3.4 Transformador con cambiador de TAP bajo carga, (a) con cambiador de TAP mecánico, (b) con cambiador de TAP mediante tiristores.....	30
Figura 3.5 Controlador unificado de flujos de potencia	32
Figura 3.6 Sistema de 5 nodos y 6 líneas	33
Figura 3.7 Sistema de 5 nodos, 7 líneas	44
Figura 3.8 Sistema de potencia de prueba IEEE de 14 nodos, 15 líneas AEP	52
Figura 3.9 Índice de desempeño con diferentes niveles de compensación de potencia	59
Figura 4.1 Resultados de Flujos de Potencia Convencionales	67
Figura 4.2 Resultados de Flujos de Potencia Óptimos	67
Figura 4.3 Índices de desempeño en el sistema de 5 nodos y 7 líneas	69
Figura 4.4 Costos de generación en el sistema de 5 nodos, 7 líneas	69
Figura 4.5 Pérdidas en el sistema de 5 nodos, 7 líneas.....	70
Figura 4.6 Índices de desempeño en el sistema de 14 nodos	72
Figura 4.7 Costos de generación en el sistema de 14 nodos	72
Figura 4.8 Pérdidas con diferentes líneas compensadas en el sistema de 14 nodos.....	72
Figura 4.9 Red IEEE de 30 nodos	74
Figura 4.10 Índices de desempeño con diferentes líneas compensadas en la red de 30 nodos	76
Figura 4.11 Costo de generación con diferentes líneas compensadas en la red de 30 nodos	76
Figura 4.12 Pérdidas con diferentes líneas compensadas en el sistema de 30 nodos.....	77

Capítulo 1

Introducción

1.1 Introducción

La industria del suministro de energía alrededor del mundo está sufriendo una profunda transformación como una necesidad de crear condiciones de mercado entre las empresas de servicio eléctrico, tales que promuevan precios más bajos de electricidad y alienten el uso eficiente de la infraestructura eléctrica. Sin embargo, los programas de expansión de empresas del servicio eléctrico han sido truncados por una variedad de problemas, tales como los ambientales, los derechos de vía y las presiones regulatorias, los cuales impiden obtener permisos para la construcción de nuevas líneas de transmisión y nuevas plantas de generación de electricidad.

Debido al hecho de que los flujos de potencia en la red obedecen básicamente a las leyes de Ohm y de Kirchhoff, su inadecuado control podría traer como consecuencia sobrecargas en algunas partes de la red, mientras otras partes podrían permanecer muy por debajo de su capacidad de transmisión. Las líneas sobrecargadas provocan la congestión de la red, la cual puede ser definida como “la incapacidad de una corriente de generación a ser transferida de una manera confiable y segura a través de una configuración dada del sistema” [Leonidaki *et al.* 2001]. El redespacho de generación y liberación de carga son dos maneras esenciales de remediar la congestión. Sin embargo, podría ser indeseable la reconfiguración de la generación debido a que la generación más barata podría no ser entregada a la carga deseada, incrementando el costo de la energía a los usuarios. Por lo tanto, la demanda de flexibilidad de los sistemas esta creciendo continuamente.

Un análisis a fondo de las opciones disponibles para maximizar los recursos de transmisión existentes, con altos niveles de confiabilidad y estabilidad, ha apuntado en dirección de los Sistemas Flexibles de Transmisión de Corriente Alterna (SIFLETCA). Los beneficios traídos por los controladores SIFLETCA incluyen la reducción de costos de

inversión en transmisión y operación, incremento de la seguridad y confiabilidad, incremento de la capacidad de transferencia de potencia y un mejoramiento global en la calidad de la energía eléctrica entregada a los consumidores [Hingorani 2000]. Por lo tanto, la inserción de estos controladores parece ser una estrategia prometedora para decrementar la congestión de la red sin mayores alteraciones al diseño del sistema. Sin embargo, estos beneficios dependen principalmente de la apropiada ubicación de los dispositivos SIFLETCA en el sistema de transmisión. Entonces, una apropiada estrategia de colocación deberá preceder la instalación de cualquier dispositivo.

1.2 Estado del arte

En la actualidad, la industria generadora de energía eléctrica ha puesto especial atención en el uso de dispositivos basados en la electrónica de potencia para realizar el control del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP). Dichos dispositivos conmutados, que reemplazan los controles electromecánicos tradicionales, tienen altas velocidades de respuesta, por lo que generan gran eficiencia y flexibilidad al controlar el sistema. Esta tecnología fue denominada por H. G. Hingorani en Abril de 1988 como Sistemas Flexibles de Transmisión de Corriente Alterna (SIFLETCA) [Hingorani 1988].

Varias metodologías tales como el factor de participación nodal [Mansour *et al.* 1994], multiplicadores de lagrange aumentados [Fang y Ngan 1999], métodos heurísticos [Paterni *et al.* 1999], programación lineal integral mixta [Lima *et al.* 2003], y métodos basados en sensibilidades [Cañizares y Faur 1999] y [Sing y David 2001], han sido propuestos para encontrar localizaciones adecuadas de dispositivos SIFLETCA para mejorar el desempeño estático de sistema de potencia.

En [Gerbex *et al.* 2001] se utiliza una metodología para obtener el tipo, localización y valores de algunos dispositivos SIFLETCA mediante algoritmos genéticos. Los dispositivos que son simulados en este estudio son: Controlador universal de flujos de potencia (CUFP), compensador serie (CS), transformador desfasador (TD) y compensador estático de vars (CEV). Esta metodología trata la elección y la óptima localización de múltiples dispositivos SIFLETCA en un sistema de potencia multi-máquina para maximizar la cargabilidad del sistema observando restricciones térmicas y de voltaje. El

objetivo es reducir el costo de generación eléctrica del sistema de potencia mediante la mejor utilización de sus líneas existentes. La localización de los dispositivos SIFLETCA, qué tipo y sus valores nominales son optimizados simultáneamente considerando el costo de generación e inversión de los controladores. El problema se formula por medio de la teoría de análisis combinatorio y es resuelto usando algoritmos genéticos que están basados en los mecanismos de selección natural y genética. Los algoritmos genéticos son técnicas de búsqueda global, estas pueden buscar varias posibles soluciones simultáneamente y no requieren conocimiento previo o propiedades especiales de la función objetivo.

En [Gamm y Golub 1998] se utiliza el método de descomposición singular de la matriz Jacobiana para localizar dispositivos SIFLETCA con la finalidad de mejorar la estabilidad del sistema. El proceso de ubicación de los dispositivos SIFLETCA consiste primeramente en la identificación de nodos débiles que son candidatos a compensar en derivación para reducir los cambios de voltaje debidos a variaciones de potencia reactiva. La ubicación de compensadores serie se realiza en aquellos elementos de transmisión cuyos cambios en sus parámetros tienen el mayor efecto en las variaciones de flujo de potencia. La magnitud del efecto de los parámetros de los elementos de la red o parámetros de operación en el valor singular mínimo pueden ser calculados a partir de la derivada del Jacobiano respecto a los parámetros.

En [Sing y David 2000] los autores proponen una metodología para la ubicación de dos dispositivos controladores con la finalidad de reducir la congestión del sistema. Los dos dispositivos utilizados son el CS y el TD. Esta metodología basada en sensibilidades presenta un simple y eficiente modelo para optimizar la localización de los dispositivos SIFLETCA usados para manejo de congestión. Se propone un índice de desempeño de flujo de potencia activa, el cuál indica una medida del grado de congestión que presenta el sistema. Se obtienen las derivadas parciales de dicho índice con respecto a las variables de estado de los dispositivos para encontrar lo que se define como índices de sensibilidades, los cuales nos indican la óptima localización del dispositivo. Para la ubicación del CS y el TD se siguieron dos criterios: el CS se sitúa en el elemento de transmisión con índice de sensibilidad más negativo, para el TD en el elemento de transmisión con el índice de

sensibilidad con mayor valor absoluto. Los autores Utilizan flujos de Corriente Directa (CD) para obtener los flujos de potencia activa en las líneas.

Usando técnicas de optimización en [Berizzi *et al.* 1996], la óptima localización y tamaño de compensación son calculados considerando también la posibilidad de hacer el uso del redespacho para reducir los costos totales de operación.

Utilizando sensibilidades e índices de desempeño de flujos de potencia activa, en [Sing 2001] se encuentran localizaciones óptimas en la red para dispositivos controladores. Donde dicha ubicación trae consigo un aumento en el aseguramiento del sistema.

A diferencia del método presentado en [Sing 2001] y [Sing y David 2000], en este trabajo se utiliza una metodología basada en flujos de potencia de corriente alterna (CA) y el concepto de sensibilidades para la determinación de la ubicación óptima de controladores SIFLETCA. También se incluye el costo de dicha ubicación.

1.3 Objetivo

El objetivo de esta tesis radica en encontrar, por medio del método de sensibilidades, ubicaciones óptimas de dispositivos SIFLETCA en diferentes nodos o ramas de la red con y sin contingencias, así como el impacto de dichas ubicaciones sobre el índice que mide el desempeño ó congestión del sistema.

Mediante la Descomposición en Valores Singulares de la matriz jacobiana, se encontrarán nodos débiles de la red propensos a compensar, y se verá como por la introducción de dispositivos SIFLETCA el mínimo valor singular se modifica (aumenta), alejando al jacobiano de la singularidad, lo cual mejora la estabilidad del sistema.

Utilizando Flujos de Potencia Óptimos se mostrarán las modificaciones en los costos de generación debido a la colocación de dispositivos en diferentes localizaciones. Se verificará si al colocar el dispositivo donde indica la sensibilidad se obtiene el precio más barato por dicha ubicación.

1.4 Justificación

La aplicación en diversos sistemas eléctricos de dispositivos SIFLETCA ha demostrado su factibilidad para el control en estado estable y dinámico de las variables eléctricas que determinan el estado de operación del sistema. Sin embargo, el impacto de estos dispositivos depende en gran medida de su localización en la red eléctrica. Esta localización es función del tipo de aplicación de estos controladores; es decir, la localización será diferente si el dispositivo es utilizado para amortiguar oscilaciones dinámicas, si es utilizado para control de flujos de potencia, o para control de perfil de voltaje. Debido al interés de las compañías eléctricas por evitar el problema de congestión en estado estacionario, lo cual permita poder transmitir de manera segura la energía sin sobrecargar los elementos de transmisión, en este trabajo se propone una metodología para ubicar dispositivos SIFLETCA con el fin de reducir la congestión del sistema eléctrico. Asimismo, se evalúa el impacto económico de dicha ubicación sobre el despacho de generación.

1.5 Estructura de la tesis

En el capítulo 1 se da una breve introducción a este trabajo, se muestra la situación actual los sistemas electricos y se resaltan los beneficios de los dispositivos SIFLETCA. Se mencionan autores que han trabajado en la localización de dispositivos controladores mediante diferentes metodologías. Por último se describe el objetivo de este trabajo.

En el capítulo 2 se presentan conceptos básicos de la teoría de sensibilidades, así como la aplicación de esta teoría en un sistema eléctrico con dispositivos SIFLETCA. Se describe el cálculo de sensibilidades incluyendo índices de desempeño. Por ultimo se describe la formulación del análisis de sensibilidades respecto a la potencia activa, reactiva y voltaje.

En el capítulo 3 se presentan casos de estudio utilizando tres redes de diferentes tamaños, donde por medio de las sensibilidades se encuentran ubicaciones óptimas para los dispositivos controladores en sistemas con contingencias.

En el capítulo 4 se aborda el costo de las diferentes ubicaciones de los dispositivos controladores.

En el capítulo 5 se presentan conclusiones generales, aportaciones y trabajos futuros.

Capítulo 2

Sensibilidades en un sistema eléctrico incluyendo dispositivos SIFLETCA

2.1 Introducción

Las consideraciones de sensibilidad de sistemas son muy importantes hoy en día para los ingenieros. Los modelos matemáticos de sistemas que se han considerado son idealizados, no están definidos de manera precisa, o los mismos sistemas están sujetos a impredecibles cambios con el tiempo. Cambios tales como los debidos al ambiente, propiedades del material o por desgaste en los dispositivos que lo conforman, pueden provocar discrepancias entre la realidad física y el modelo matemático. Esto es de particular importancia para los ingenieros de control cuya labor es diseñar sistemas altamente sofisticados con óptimo comportamiento en base a los modelos matemáticos, pretendiendo que los resultados de dichos modelos describan de la mejor manera el comportamiento de los sistemas reales. Si estos modelos matemáticos idealizados resultan ser muy sensibles a los cambios en los parámetros, no serán entonces de utilidad dada la imprecisión de sus resultados. Es aquí donde el análisis de sensibilidades provee al ingeniero con métodos para minimizar tales efectos debidos a desviaciones en los parámetros [Frank 1978].

En este capítulo se da una breve explicación del método de sensibilidades por medio del cual se encuentra un lugar óptimo en la red donde el dispositivo SIFLETCA debe ser colocado. Se mostrará que la colocación del dispositivo en dicha ubicación se refleja en una disminución de un índice de desempeño, donde dicho índice nos indica de alguna manera el grado de congestión del sistema eléctrico. Se aplica en el concepto de derivadas parciales para el cálculo de las sensibilidades de los flujos de potencia activa en los elementos de transmisión respecto a los parámetros de control de los dispositivos. Entre muchas otras aplicaciones las sensibilidades son útiles para observar el cambio que se produce en el sistema debido a un cambio pequeño, natural o controlado, en uno o varios parámetros en los dispositivos controladores.

2.2 Teoría de sensibilidades, conceptos básicos

La teoría de sensibilidades puede ser interpretada como una sección de la teoría general de sistemas, tomando las variaciones de parámetros como entradas en vez de señales. Esta teoría se define como la dependencia de las variables de estado del sistema con respecto a ciertos parámetros de interés, tales como condiciones iniciales, frecuencias naturales, ancho de pulso o magnitud, tiempos de retardo, entre otros. La modificación natural o controlada de los parámetros afecta la dinámica y estado final de operación del sistema [Frank 1978].

La base de todas las consideraciones de sensibilidad para el caso de variación de parámetros invariantes en el tiempo es la llamada función de la ecuación de sensibilidad. Si esta ecuación es bien conocida, será fácil calcular el cambio en el comportamiento del sistema dada una variación en los parámetros. Por el contrario, al cálculo de desviaciones en los parámetros dado un comportamiento pre-establecido del sistema se conoce como el problema de sensibilidad inverso. Lo anterior divide la teoría de sensibilidades en dos categorías: análisis y síntesis. El análisis de sensibilidades es el problema que se aborda en este trabajo.

El problema matemático a ser resuelto en este trabajo consiste en el cálculo del cambio en el comportamiento del sistema debido a las variaciones en los parámetros, donde los parámetros de entrada del sistema sobre los cuales se calculan las sensibilidades se designan como un vector $\mathbf{u} = [u_1 \ u_2 \ \dots \ u_r]^T$. El modelo matemático del sistema relaciona el vector \mathbf{u} con el vector de estado \mathbf{x} que caracteriza al sistema. Se puede explicar la idea básica de la teoría de sensibilidades por medio de la siguiente representación.

La ecuación de estado del modelo dinámico de un sistema continuo esta dada por

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{q}, t) \quad (2.1)$$

donde \mathbf{x} representa el vector de las variables de estado con una condición inicial dada por $\mathbf{x}(t_0) = \mathbf{x}_0$ y \mathbf{q} representa el resto de las variables de entrada sobre las cuales no se requieren las sensibilidades. El vector de parámetros del modelo matemático consiste en un vector de parámetros iniciales que es denotado por \mathbf{u}_0 , y la variación de los parámetros es representada por el vector $\mathbf{u} = \mathbf{u}_0 + \Delta\mathbf{u}$, llamado vector real de parámetros. No es

recomendable definir la sensibilidad en términos de la ecuación (2.1) porque la resolución directa de esta ecuación puede tener varias soluciones, y además porque para pequeñas variaciones $|\Delta \mathbf{u}| \ll |\mathbf{u}_0|$ el resultado podría ser muy impreciso si se usan métodos numéricos o analógicos para resolver esta ecuación. Entonces, es práctica común en la teoría de sensibilidades definir la llamada función de sensibilidad S , la cual relaciona a los elementos del conjunto de las desviaciones en los parámetros $\Delta \mathbf{u}$ con el conjunto de cambios en el vector de estado $\Delta \mathbf{x}$ inducidos por los parámetros del sistema. En el caso de sistemas multivariables S , es una matriz de funciones conocida como matriz de trayectorias de sensibilidad.

La función S puede ser aproximada para variaciones pequeñas en los parámetros por la ecuación lineal [Tomovic y Vokobratovic 1972]

$$\Delta \mathbf{x} \approx S(\mathbf{u}_0) \Delta \mathbf{u} \quad (2.2)$$

que es una aproximación lineal de primer orden de $\Delta \mathbf{x}$ y la Ecuación (2.1). Debido a que S depende del vector de parámetros de entrada inicial \mathbf{u}_0 puede ser calculado de estas condiciones iniciales. Con esta aproximación, el análisis de sensibilidades se reduce en la práctica a la determinación (por cálculo o medición) de la función de sensibilidad $S(\mathbf{u}_0)$. Es evidente que por el uso de la ecuación linealizada (2.2), la teoría de sensibilidades está restringida solamente a pequeñas variaciones. Si las variaciones son infinitesimalmente pequeñas, entonces la Ecuación (2.2) es exacta y se transforma en,

$$d\mathbf{x} = S(\mathbf{u}_0) d\mathbf{u} \quad (2.3)$$

Hay varias formas de determinar las cantidades para la definición de la sensibilidad de parámetros de un sistema. En este caso se asume que el comportamiento del sistema está definido por el vector de funciones que es llamado vector función del sistema $\boldsymbol{\varphi}(\mathbf{u})$. El vector $\boldsymbol{\varphi} = [\varphi_1, \varphi_2, \dots, \varphi_s]^T$ puede representar cualquier propiedad o índice de desempeño, ya sea en el dominio de la frecuencia o en el dominio del tiempo. Se designa al vector de parámetros nominal como $\mathbf{u}_0 = [u_{10} \ u_{20} \ . \ . \ . \ u_{r0}]^T$ y a la función del sistema nominal por $\boldsymbol{\varphi}_0(\mathbf{u}_0)$. Entonces bajo ciertas condiciones de continuidad, se define en forma general la función de sensibilidad [Frank 1978].

$$S_j = \left. \frac{\partial \varphi(\mathbf{u})}{\partial u_j} \right|_{\mathbf{u}_0} = S_j(\mathbf{u}_0) = \left[\left. \frac{\partial \varphi_1(\mathbf{u})}{\partial u_j} \right|_{\mathbf{u}_0}, \left. \frac{\partial \varphi_i(\mathbf{u})}{\partial u_j} \right|_{\mathbf{u}_0}, \dots, \left. \frac{\partial \varphi_s(\mathbf{u})}{\partial u_j} \right|_{\mathbf{u}_0} \right]^T$$

$$i = 1, 2, \dots, s.$$

$$j = 1, 2, \dots, r.$$
(2.4)

\mathbf{u}_0 indica que las correspondientes derivadas parciales son evaluadas en los valores de los parámetros nominales. Debido a que S_j es la j -ésima columna de la matriz de trayectorias de sensibilidad y puede depender de otras variables, tales como el tiempo t o la frecuencia ω , es evidente que se debe usar el cálculo de varias variables para funciones compuestas. Los cambios en los parámetros pueden ser debidos a cambios en las condiciones de operación del sistema. En este trabajo sólo se analizan las sensibilidades en estado estacionario, es decir cuando el estado transitorio o dinámico del sistema se ha amortiguado después de un determinado período de tiempo.

2.3 Análisis de sensibilidades en un sistema eléctrico incluyendo dispositivos SIFLECTA

Generalmente el vector de funciones φ de índice de desempeño representa un conjunto de funciones objetivo o un conjunto de restricciones de igualdad. Para este caso, en un sistema eléctrico en estado estable que incluye dispositivos SIFLECTA, el vector φ es un conjunto de funciones que depende de los parámetros u (variables independientes). Este conjunto puede estar conformado de funciones de flujos de potencia activa a través de elementos de transmisión, pérdidas en el sistema de potencia, índice de congestión de los elementos de transmisión, costo de generación, etc.

Dado que el conjunto de funciones φ normalmente no está explícitamente definido como función de conjunto de parámetros u , se define el vector \mathbf{h}_u como la imagen de las funciones φ ,

$$\mathbf{h}_u = \varphi(\mathbf{u}) \tag{2.5}$$

En (2.5) se entiende que φ sólo depende de \mathbf{u} , y explícitamente no está definida puesto que las funciones que conforman φ no son exclusivamente funciones de \mathbf{u} . Por esta razón,

se utiliza el conjunto de funciones \mathbf{h}_u que depende de las variables de estado $\mathbf{x}_e(\mathbf{u})$. Entonces el vector \mathbf{h}_u se puede escribir en forma explícita como

$$\mathbf{h}_u = \mathbf{h}(\mathbf{x}_e(\mathbf{u}), \mathbf{u}) \quad (2.6)$$

Las funciones (2.5) y (2.6) son equivalentes, aunque están definidas en forma diferente.

Las ecuaciones del comportamiento del sistema $\varphi(\mathbf{u})$, se definen a partir de las variables de estado (dependientes) x_{ek} para $k = 1, 2, \dots, m$, así como funciones implícitas de las variables u_j (independientes), donde $j = 1, 2, \dots, r$. Teniendo el vector de funciones definido explícitamente, se utiliza la regla de la cadena para funciones compuestas [McCallum *et al.* 1999] con la finalidad de calcular las derivadas parciales de cada ecuación h_j de (2.6) respecto al parámetro variable u_j

$$S_{11} = \left(\frac{\partial \varphi_1(\mathbf{u})}{\partial u_1} \right) \Bigg|_{u_0} = \frac{\partial \varphi_1}{\partial u_1} = \frac{\partial h_1}{\partial x_{e1}} \frac{\partial x_{e1}}{\partial u_1} + \dots + \frac{\partial h_1}{\partial x_{ek}} \frac{\partial x_{ek}}{\partial u_1} + \dots + \frac{\partial h_1}{\partial x_{em}} \frac{\partial x_{em}}{\partial u_1} + \frac{\partial h_1}{\partial u_1} \frac{\partial u_1}{\partial u_1}$$

$$\vdots$$

$$S_{ij} = \left(\frac{\partial \varphi_i(\mathbf{u})}{\partial u_j} \right) \Bigg|_{u_0} = \frac{\partial \varphi_i}{\partial u_j} = \frac{\partial h_i}{\partial x_{e1}} \frac{\partial x_{e1}}{\partial u_j} + \dots + \frac{\partial h_i}{\partial x_{ek}} \frac{\partial x_{ek}}{\partial u_j} + \dots + \frac{\partial h_i}{\partial x_{em}} \frac{\partial x_{em}}{\partial u_j} + \frac{\partial h_i}{\partial u_j} \frac{\partial u_j}{\partial u_j} \quad (2.7)$$

Las derivadas $\frac{\partial h_i}{\partial u_j}$ y $\frac{\partial h_i}{\partial x_{ek}}$ se calculan para cada función h_i a partir de la ecuación (2.6).

Se puede expresar la ecuación (2.7) para cada uno de los elementos de la matriz de sensibilidades \mathbf{S} como

$$S_{ij} = \left(\frac{\partial \varphi_i(\mathbf{u})}{\partial u_j} \right) \Bigg|_{u_0} = \frac{\partial h_i}{\partial u_j} + \sum_{k=1}^m \frac{\partial h_i}{\partial x_{ek}} \frac{\partial x_{ek}}{\partial u_j} \quad (2.8)$$

donde $k = 1, 2, \dots, m$ e $i = 1, 2, \dots, s$. Asimismo donde cada renglón de \mathbf{S} corresponde a la función de interés h_i .

Con la ecuación (2.8) se pueden agrupar todas las variables x_{ek} en un vector y se puede escribir el conjunto como un vector de derivadas (gradiente) respecto al parámetro u_j .

$$S_j = \left(\frac{\partial \varphi(\mathbf{u})}{\partial u_j} \right) \Big|_{u_0} = \frac{\partial \mathbf{h}}{\partial u_j} + \frac{\partial \mathbf{h}}{\partial \mathbf{x}_e} \frac{\partial \mathbf{x}_e}{\partial u_j} \quad (2.9)$$

Donde en el lado derecho de la igualdad, el primer término representa la variación explícita de las funciones de interés \mathbf{h} con respecto a los parámetros. El segundo término de la ecuación (2.9) representa el cambio en las funciones \mathbf{h} debido a las variables de estado.

Matricialmente la ecuación (2.9) se puede escribir para el conjunto de parámetros u_j , para obtener la ecuación,

$$\mathbf{S} = \left(\frac{\partial \varphi(\mathbf{u})}{\partial \mathbf{u}} \right) \Big|_{u_0} = \left[\frac{\partial \mathbf{h}}{\partial \mathbf{u}} \right]_{s \times r} + \left[\frac{\partial \mathbf{h}}{\partial \mathbf{x}_e} \right]_{s \times m} \left[\frac{\partial \mathbf{x}_e}{\partial \mathbf{u}} \right]_{m \times r} \quad (2.10)$$

De la ecuación anterior se puede encontrar analíticamente las derivadas $\partial \mathbf{h} / \partial \mathbf{u}$ y $\partial \mathbf{h} / \partial \mathbf{x}_e$, ya que las funciones \mathbf{h} están definidas analíticamente en función de $\mathbf{x}_e(\mathbf{u})$ y \mathbf{u} . Sin embargo $\partial \mathbf{x}_e / \partial \mathbf{u}$ es desconocida, por lo que será necesario calcular numéricamente su derivada, en otras palabras, la variación de las variables de estado respecto a los parámetros \mathbf{u} . La solución numérica se obtiene a partir de las ecuaciones de balance de potencia, como se describe a continuación.

El estado estable de un sistema eléctrico puede ser representado por ecuaciones de red haciendo balances nodales de potencia. Estas ecuaciones de red que establecen las condiciones del sistema son ecuaciones algebraicas, y son éstas las que se utilizan, sin incluir ecuaciones diferenciales, en el cálculo de sensibilidades en un sistema. Las ecuaciones de balances de potencia de un SEP, incluyendo los dispositivos SIFLETCA, pueden expresarse en una sola ecuación matricial como

$$\mathbf{f} = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta F \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{V}, \mathbf{x}_f, \mathbf{u}) = 0 \\ \Delta Q(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{V}, \mathbf{x}_f, \mathbf{u}) = 0 \\ \Delta F(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{V}, \mathbf{x}_f, \mathbf{u}) = 0 \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

Donde

- ✓ ΔP son las ecuaciones de balances de potencia activa nodal del sistema eléctrico.
- ✓ ΔQ son las ecuaciones de balances de potencia reactiva nodal del sistema eléctrico sin incluir los nodos tipo *PV*, es decir, los nodos de generación donde la potencia reactiva es especificada
- ✓ ΔF representan ecuaciones de control correspondientes para los dispositivos SIFLETCA serie.
- ✓ θ representa el conjunto de variables de ángulos de voltaje de todos los nodos excepto el nodo de compensación.
- ✓ V es el conjunto de variables de magnitudes de voltaje en los nodos excepto en los nodos de voltaje controlado.
- ✓ x_f son las variables correspondientes a las variables de estado de los dispositivos SIFLETCA.
- ✓ $u = [u_1 \ u_2 \ . \ . \ . \ u_r]^T$ representa el conjunto de parámetros para los cuales se quiere calcular la función de sensibilidad y son consideradas como variables independientes.

V , θ , y x_f dependen de los parámetros de interés u y además corresponden a las mismas variables de estado usadas en la aplicación del método Newton para solucionar las ecuaciones de flujos de potencia. Estas variables se pueden agrupar en el vector dado por

$$x_e = [\theta(u), V(u), x_f(u)] \quad (2.12)$$

Por lo tanto, las variables de estado x_e son funciones de las variables independientes u , es decir,

$$x_e = x_e(u) \quad (2.13)$$

Combinando las ecuaciones (2.11), (2.12) y (2.13) en una sola ecuación, se puede reescribir como

$$f = g(x_e(u), u) = 0 \quad (2.14)$$

donde \mathbf{g} es un vector de m funciones de balance de potencia incluyendo los dispositivos SIFLETCA, por tanto la matriz Jacobiana obtenida al aplicar el método Newton es de orden $m \times m$. Hay que notar que el número de ecuaciones m es igual al número de variables de estado \mathbf{x}_e . A pesar de los cambios en los parámetros \mathbf{u} , la ecuación (2.14) debe de cumplirse incondicionalmente para que haya un balance energético en el sistema.

La expresión (2.14) que describe las ecuaciones de la red incluyendo los dispositivos SIFLETCA muestra explícitamente la dependencia de las variables de estado (variables dependientes) x_{ek} para $k = 1, 2, \dots, m$, como funciones explícitas de las variables independientes u_j , $j = 1, 2, \dots, r$, que componen al vector \mathbf{u} . Por medio de la regla de la cadena para funciones compuestas se calcula la derivada parcial con respecto al parámetro variable u_j para cada imagen f_i usada en el estudio de flujos de potencia

$$\begin{aligned} \frac{\partial f_1}{\partial u_1} &= \frac{\partial g_1}{\partial x_{e1}} \frac{\partial x_{e1}}{\partial u_1} + \dots + \frac{\partial g_1}{\partial x_{ek}} \frac{\partial x_{ek}}{\partial u_1} + \dots + \frac{\partial g_1}{\partial x_{em}} \frac{\partial x_{em}}{\partial u_1} + \frac{\partial g_1}{\partial u_1} \frac{\partial u_1}{\partial u_1} \\ &\vdots \\ \frac{\partial f_i}{\partial u_j} &= \frac{\partial g_i}{\partial x_{e1}} \frac{\partial x_{e1}}{\partial u_j} + \dots + \frac{\partial g_i}{\partial x_{ek}} \frac{\partial x_{ek}}{\partial u_j} + \dots + \frac{\partial g_i}{\partial x_{em}} \frac{\partial x_{em}}{\partial u_j} + \frac{\partial g_i}{\partial u_j} \frac{\partial u_j}{\partial u_j} \end{aligned} \quad (2.15)$$

Agrupando todas las variables x_{ek} en un vector, la n -ésima ecuación en (2.15), se puede escribir como derivadas respecto al parámetro u_j ,

$$\frac{\partial g_n}{\partial u_j} + \sum_{k=1}^m \frac{\partial g_n}{\partial x_{ek}} \frac{\partial x_{ek}}{\partial u_j} = 0 \quad (2.16)$$

donde $n = 1, 2, \dots, m$.

Restando a ambos miembros de la igualdad el primer término, y resolviendo para $\partial \mathbf{x}_e / \partial \mathbf{u}$ se tiene la siguiente expresión matricial.

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{x}_e}{\partial \mathbf{u}} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{g}}{\partial \mathbf{x}_e} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{g}}{\partial \mathbf{u}} \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

Donde

$\left[\frac{\partial \mathbf{g}}{\partial \mathbf{x}_e} \right]$ Jacobiano obtenido al evaluarlo en los valores de las variables de estado dadas por la solución de flujos de potencia.

$\left[\frac{\partial \mathbf{x}_e}{\partial \mathbf{u}} \right]$ Jacobiano de las variables de estado respecto a todos los parámetros de interés.

$\left[\frac{\partial \mathbf{g}}{\partial \mathbf{u}} \right]$ Jacobiano de las ecuaciones del sistema eléctrico incluyendo los SIFLETCA respecto a los parámetros.

En la expresión (2.17) se requiere la inversa del Jacobiano, ésta generalmente se obtiene al evaluar el jacobiano en el punto de operación del sistema utilizando la solución de un sistema eléctrico.

Una vez que se evalúan los Jacobianos $[\partial \mathbf{g} / \partial \mathbf{x}_e]$ y $[\partial \mathbf{g} / \partial \mathbf{u}]$ se producen ecuaciones lineales que siempre se pueden resolver si el Jacobiano del sistema no es singular. Esto significa resolver numéricamente sistemas de ecuaciones linealizadas a partir de la ecuación (2.16). Por lo tanto se resuelve numéricamente usando el método de Newton-Raphson. Para esto se debe tener en cuenta que el Jacobiano del sistema no este mal condicionado.

Este trabajo utiliza el método directo para calcular las sensibilidades del sistema S . Primero se calcula el Jacobiano de las variables de estado \mathbf{x}_e respecto a los parámetros de control \mathbf{u} resolviendo un sistema de ecuaciones lineales mediante la ecuación (2.17) para cada $\partial \mathbf{x} / \partial u_j$. El procedimiento de solución usado, factoriza la matriz de coeficientes cuadrada $[\partial \mathbf{g} / \partial \mathbf{x}_e]$ y realiza una sustitución hacia adelante y atrás para obtener la solución. La sustitución hacia adelante y atrás se tiene que hacer para cada parámetro u_j . Una vez calculado $[\partial \mathbf{x}_e / \partial \mathbf{u}]$, se puede usar cada $\partial x_{ek} / \partial u_j$ en la ecuación (2.8) para calcular

$\left. \frac{\partial \varphi_i(\mathbf{u})}{\partial u_j} \right|_{u_0}$, es decir, cada elemento de la matriz de sensibilidades S .

2.4 Sensibilidades en un sistema eléctrico usando índices de desempeño

El objetivo de esta sección es obtener la sensibilidad respecto a un índice de desempeño utilizando la ecuación (2.8), esto con el fin de que ésta sensibilidad nos indique el lugar óptimo para ubicar un dispositivo SIFLETCA en el sistema tal que minimice el índice de desempeño, y por ende descongestione al sistema.

Se puede definir un índice de desempeño para medir la congestión en un sistema eléctrico de potencia, utilizando la potencia activa transmitida en las líneas y su proporción con su capacidad máxima de transmisión de potencia activa. En este trabajo se define el índice de desempeño de congestión como [Singh 2001]

$$ID = \sum_{i=1}^{NI} ID_i = \sum_{i=1}^{NI} \frac{w_i}{2n} \left(\frac{Pl_i}{Pl_i^{MAX}} \right)^{2n} \quad (2.18)$$

donde

- ✓ Pl_i es una variable que representa la potencia activa transmitida en la línea i .
- ✓ Pl_i^{MAX} es límite potencia activa máxima transmisible en esa línea.
- ✓ w_i es una ponderación de la línea que se refleja en el índice total.
- ✓ n es un exponente entero positivo.
- ✓ NI es el número total de líneas.

Éste índice tiene la característica de que entre más severa sea la sobrecarga, el índice será mayor. Cabe mencionar que si se utilizan valores pequeños de n se puede presentar un efecto de enmascaramiento. Por ejemplo, se puede tener el mismo índice para una sobrecarga severa que para el caso de muchas sobrecargas menores. En la operación de un sistema eléctrico de potencia es más grave tener una línea que tenga una sobrecarga mayor que muchas pequeñas violaciones a los límites. En este trabajo se utiliza un valor de $n = 2$ y $w_i = 1.0$ según lo sugerido en [Sing y David 2000].

Para el caso de este trabajo, el índice es una medida del grado de utilización del sistema respecto a un límite de potencia activa previamente establecido, donde cada línea contribuye a éste índice para formar un índice general. Este índice aporta información de

importancia de acuerdo al enfoque que se le quiera dar, en [Singh 2001] se utiliza el índice como un indicador que muestra la ubicación de un dispositivo SIFLECTA que aumente la seguridad del sistema. El autor define a la seguridad desde el punto de vista de la solución del problema de flujos de potencia, esto es, el espacio de solución donde uno o varios de sus límites son violados. A esta región la denomina región insegura. El mismo autor utiliza el índice como una medida de congestión, definiendo a la congestión como la condición donde los flujos de potencia deseados en la red exceden límites de confiabilidad.

Relacionando el índice de desempeño con los elementos del conjunto imagen h_u de (2.6). Cada función h_{ui} del conjunto imagen esta asociada con el índice de desempeño de cada línea de transmisión. Esta expresión se puede escribir de la siguiente manera

$$h_{ui} = h_i(\mathbf{x}_e(\mathbf{u}), \mathbf{u}) = ID_i = \frac{w_i}{2n} \left(\frac{Pl_i(\mathbf{x}_e, \mathbf{u})}{Pl_i^{MAX}} \right)^4 \quad (2.19)$$

donde $i = 1, 2, \dots, s$, además $s = N_l$ (número de líneas). La potencia transmitida en la línea Pl_i depende de las variables de estado y los parámetros del sistema eléctrico.

2.5 Sensibilidades del índice de desempeño respecto a las variables de estado

Hasta aquí se ha definido h_{ui} de la expresión de Sensibilidad (2.10), el paso siguiente es calcular la matriz $[\partial h / \partial \mathbf{x}_e]$, que es el Jacobiano del conjunto de funciones respecto a las variables de estado. El i -ésimo renglón de esta matriz es dado por

$$\left[\frac{\partial h_i}{\partial \mathbf{x}_e} \right] = \frac{\partial \left(\frac{w_i}{4} \left(\frac{Pl_i(\mathbf{x}_e, \mathbf{u})}{Pl_i^{MAX}} \right)^4 \right)}{\partial \mathbf{x}_e} \quad (2.20)$$

Derivando la expresión anterior se tiene:

$$\left[\frac{\partial h_i}{\partial \mathbf{x}_e} \right] = w_i (Pl_i(\mathbf{x}_e, \mathbf{u}))^3 \left(\frac{1}{Pl_i^{MAX}} \right)^4 \left[\frac{\partial Pl_i(\mathbf{x}_e, \mathbf{u})}{\partial \mathbf{x}_e} \right] \quad (2.21)$$

La potencia activa fluyendo desde el nodo k hacia el nodo m y del nodo m al nodo k a través de una línea de transmisión conectada entre estos nodos puede expresarse en función de las variables de estado y los parámetros del sistema como,

$$P_{km} = V_k^2 G_{kk} + V_k V_m (G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \text{sen}(\theta_k - \theta_m)) \quad (2.22)$$

$$P_{mk} = V_m^2 G_{mm} + V_m V_k (G_{mk} \cos(\theta_m - \theta_k) + B_{mk} \text{sen}(\theta_m - \theta_k)) \quad (2.23)$$

donde la relación entre los parámetros de admitancia nodal y admitancia primitiva son $G_{kk} = G_{i0} - G_{ij}$, $G_{km} = G_{mk} = -G_{ij}$ y $B_{km} = B_{mk} = -B_{ij}$. La admitancia primitiva serie de cada línea es $Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij}$ para $i = k, j = m$.

En la solución del balance energético, la potencia saliendo de un nodo es diferente a la que se recibe debido a las pérdidas de la línea, la potencia llegando al nodo es la que se toma en cuenta en este análisis debido a que es la potencia neta que se transmite de un nodo a otro.

Suponiendo que $Pl_i = -P_{km}$, se deriva la ecuación (2.22) respecto a las variables de estado del sistema V_k, V_m, θ_k y θ_m obteniéndose

$$\frac{\partial Pl_i}{\partial V_k} = 2G_{kk} V_k + V_m (G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \text{sen}(\theta_k - \theta_m)) \quad (2.24)$$

$$\frac{\partial Pl_i}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \text{sen}(\theta_k - \theta_m)) \quad (2.25)$$

$$\frac{\partial Pl_i}{\partial \theta_k} = V_k V_m (G_{km} \text{sen}(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)) \quad (2.26)$$

$$\frac{\partial Pl_i}{\partial \theta_m} = -V_k V_m (G_{km} \text{sen}(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)) \quad (2.27)$$

Es importante notar que $\left[\frac{\partial Pl_i}{\partial \mathbf{x}_e} \right] = \left[\frac{\partial Pl_i}{\partial V_k}, \frac{\partial Pl_i}{\partial V_m}, \frac{\partial Pl_i}{\partial \theta_k}, \frac{\partial Pl_i}{\partial \theta_m} \right]$ es un vector que consta de

4 elementos diferentes de cero cuando ambos extremos de la línea son nodos tipo PQ , los

cuales son calculados a partir de las ecuaciones (2.24)-(2.27). Además, $\left[\partial P_{l_i} / \partial x_f \right]$ siempre será cero porque las potencias en las líneas no dependen explícitamente de la variable de estado de los controladores en la red.

En este trabajo la potencia activa serie P_{kref} (potencia activa especificada), Potencia reactiva serie Q_{kref} (potencia reactiva especificada) y Voltaje controlado en un nodo V_{kref} (magnitud de voltaje especificado) son los 3 parámetros de control \mathbf{u} que se consideran. En este caso sólo se usan estos tres parámetros que están relacionados con los dispositivos SIFLETCA, porque son los parámetros de control más comunes en los diferentes modelos para estado estable que existen para cada dispositivo SIFLETCA.

La sensibilidad total del índice de congestión con respecto al parámetro u_j es una cantidad escalar dada por la contribución de los elementos que componen la matriz de sensibilidades S . Matemáticamente se tiene

$$S_i = \frac{\partial ID}{\partial u_j} = \sum_{i=1}^{NI} S_{ij} \quad (2.28)$$

La ecuación anterior se desarrolla a continuación. La derivada del índice de congestión con respecto al parámetro u_j es

$$\frac{\partial PI}{\partial u_j} = \sum_{i=1}^{NI} \frac{\partial PI_i}{\partial u_j} = \sum_{i=1}^{NI} \frac{\partial}{\partial u_j} \left\{ w_i \left(\frac{PI_i}{PI_i^{MAX}} \right)^{2n} \right\} \quad (2.29)$$

2.5.1 Sensibilidades respecto a la potencia activa o reactiva en una línea de transmisión

Cuando el parámetro de control es potencia activa P_{kref} o reactiva Q_{kref} especificada para cada dispositivo SIFLETCA, uno de estos dos parámetros aparece en la ecuación de restricción ΔF dada en el vector de funciones de desbalances de potencia \mathbf{g} . Entonces, usando el método directo, primero se calcula $\left[\partial \mathbf{g} / \partial u_j \right]$, donde u_j es igual a P_{kref} o Q_{kref} , resultando un vector de una de las dos formas siguientes,

$$\left[\frac{\partial \mathbf{g}}{\partial u_j} \right] = \left[\frac{\partial \mathbf{g}}{\partial P_{kref}} \right] = \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ \pm 1 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.30)$$

$$\left[\frac{\partial \mathbf{g}}{\partial u_j} \right] = \left[\frac{\partial \mathbf{g}}{\partial Q_{kref}} \right] = \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ \pm 1 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.31)$$

donde el signo es igual al que tiene P_{kref} o Q_{kref} en la ecuación de desbalance de potencia. Este vector tiene solo un valor unitario en la k -ésima posición debido a que la derivada parcial de la ecuación de desbalance de potencia respecto al parámetro u_j es una cantidad constante.

Habiendo calculado $\left[\frac{\partial \mathbf{g}}{\partial u_j} \right]$, se resuelve el sistema lineal mostrado en la expresión (2.17) para $\left[\frac{\partial \mathbf{x}_e}{\partial u_j} \right]$, utilizando el método directo. Posteriormente, este último vector se postmultiplica por $\left[\frac{\partial \mathbf{h}}{\partial \mathbf{x}_e} \right]$ donde es calculado cada elemento por la ecuación (2.21). Además, en el método directo $\left[\frac{\partial \mathbf{h}}{\partial u_j} \right]$ es cero porque la potencia activa transmitida a través de una línea no depende de los parámetros P_{kref} o Q_{kref} , como se puede ver en la expresión (2.22).

Debido a la forma de $\left[\frac{\partial \mathbf{g}}{\partial u_j} \right]$, se puede calcular $\left[\frac{\partial \mathbf{x}_e}{\partial u_j} \right]$ de la ecuación,

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{x}_e}{\partial u_j} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{g}}{\partial \mathbf{x}_e} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ \pm 1 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} = \mp [\mathbf{xg}_k] \quad (2.32)$$

donde $[\mathbf{xg}] = \left[\frac{\partial \mathbf{g}}{\partial \mathbf{x}_e} \right]^{-1}$ y k corresponde a la k -ésima ecuación de (2.14) donde aparece P_{kref} o Q_{kref} con signo positivo. Por tanto $[\mathbf{xg}_k]$ es un vector igual a la k -ésima columna de $[\mathbf{xg}]$.

Sustituyendo (2.21) y (2.32), la ecuación (2.10) se puede escribir como

$$\mathbf{S} = \left[\frac{\partial \varphi(\mathbf{u})}{\partial u_j} \right]_{u_0} = -wPl^3 \left(\frac{\mathbf{I}}{Pl^{MAX}} \right)^4 \left[\frac{\partial Pl}{\partial \mathbf{x}_e} \right] [\mathbf{xg}_k] \quad (2.33)$$

donde u_j es uno de los parámetros P_{kref} o Q_{kref} .

2.5.2 Sensibilidades respecto a la magnitud de voltaje en un nodo

Para el cálculo de las sensibilidades respecto al voltaje, como primer paso se calcula $\left[\frac{\partial \mathbf{g}}{\partial u_j} \right]$, donde el parámetro de control del dispositivo es el voltaje en el nodo k , $u_j = V_k$, esto es $\left[\frac{\partial \mathbf{g}}{\partial u_j} \right] = \left[\frac{\partial \mathbf{g}}{\partial V} \right]$. Hecho lo anterior, se calcula la matriz $\left[\frac{\partial \mathbf{g}}{\partial \mathbf{x}_e} \right]$ que es el Jacobiano del sistema de las ecuaciones convencionales de flujos de potencia. De los dos términos anteriores es posible obtener numéricamente $\left[\frac{\partial \mathbf{x}_e}{\partial u_j} \right] = \left[\frac{\partial \mathbf{x}_e}{\partial V_k} \right]$ mediante el teorema de funciones implícitas a partir de

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{g}}{\partial \mathbf{x}_e} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{x}_e}{\partial V_k} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{g}}{\partial V_k} \end{bmatrix} \quad (2.34)$$

El vector $\left[\frac{\partial \mathbf{x}_e}{\partial V_k} \right]$ se postmultiplica por $\left[\frac{\partial \mathbf{h}}{\partial \mathbf{x}_e} \right]$ calculado mediante la ecuación (2.21). Posteriormente, se debe calcular $\left[\frac{\partial \mathbf{h}}{\partial u_j} \right]$ donde sólo es necesario derivar el

término Pl_i , $\left[\frac{\partial Pl_i}{\partial u_j} \right] = \left[\frac{\partial Pl_i}{\partial V_k} \right]$. Si la potencia de interés es la que sale del nodo analizado se

usa la ecuación (2.22), caso contrario, se usa la ecuación (2.23). Lo anterior se realiza para cada línea conectada al nodo k , ya que para los elementos de transmisión restantes, la derivada es cero. Es importante notar en este caso que V_k no es una variable de estado sino

un parámetro del sistema eléctrico. De tal manera $\left[\frac{\partial \mathbf{g}}{\partial u_j} \right] = \left[\frac{\partial \mathbf{g}}{\partial V_k} \right]$ es diferente de cero,

pero $[\partial \mathbf{g} / \partial V_k]$ no está presente en el Jacobiano $[\partial \mathbf{g} / \partial \mathbf{x}_e]$ por ser un nodo de voltaje controlado. Los pasos antes mencionados para el cálculo de sensibilidades respecto a la magnitud de voltaje o respecto a la potencia activa o reactiva es mostrado esquemáticamente en el diagrama de flujo de la Figura 2.1.

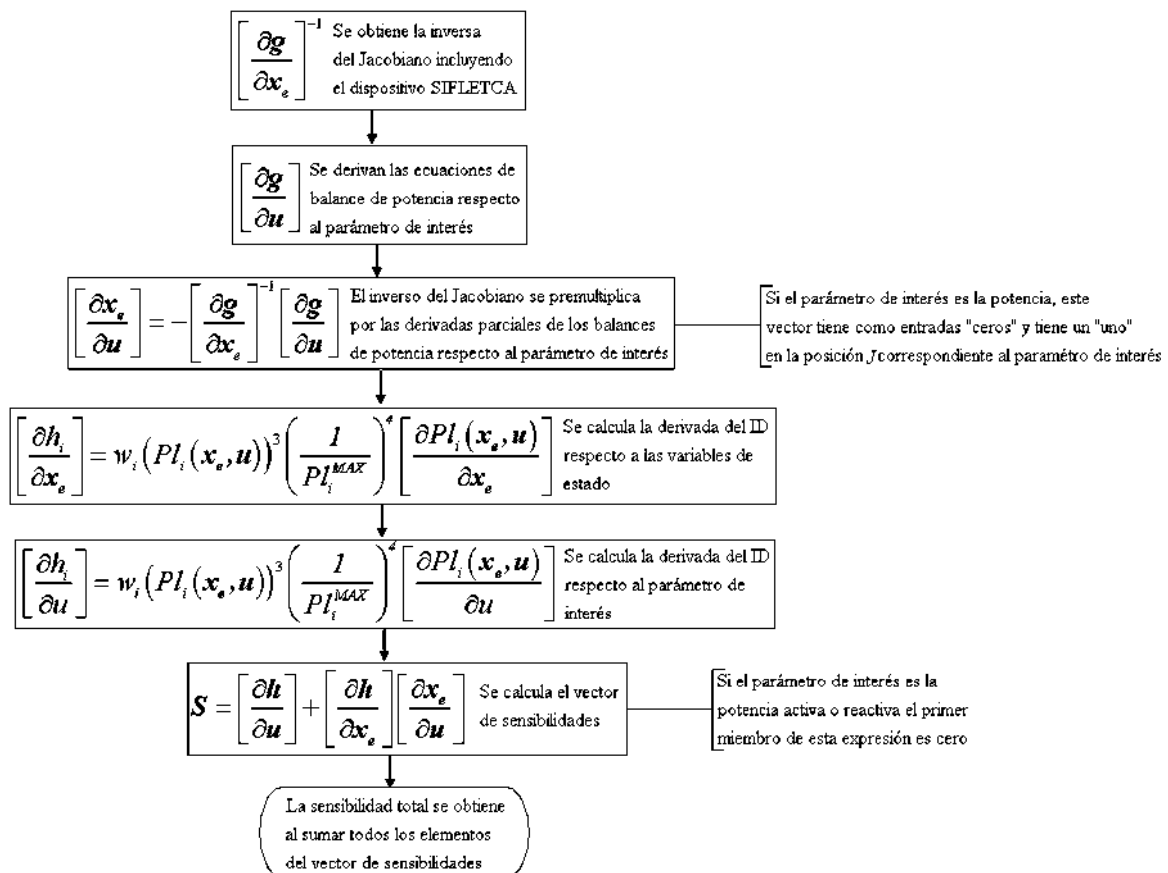


Figura 2.1 Diagrama de flujo para el cálculo de las sensibilidades respecto a las potencias o respecto al voltaje

2.6 Criterio para la localización de los dispositivos SIFLETCA

Debido a que los flujos de potencia obtenidos para el caso base y el caso con dispositivo deben de ser aproximadamente iguales para que pueda hacerse una comparación adecuada del efecto de los dispositivos SIFLECTA sobre el índice de desempeño, los valores del parámetro controlado u_j (potencia activa, reactiva y magnitud de voltaje) deben tener el valor adecuado para que esto ocurra. Es por esto que, se han seleccionado parámetros de dispositivos con valores que no cambien significativamente los flujos de potencia de la red.

Para el caso del CAS, el Transformador Desfasador y Transformador con cambiador de TAP bajo carga, el dispositivo es colocado de manera secuencial en cada línea de transmisión. Para el caso del CEV en todos sus modelos, éste dispositivo se coloca en los nodos donde es posible el control de voltaje, esto es, en los nodos PQ . Para este caso, se usan valores muy pequeños de compensación. Si se considera el CUFP, se puede seleccionar cualquier parámetro de control, el que es más importante o el que se controla más fácilmente. Si los tres parámetros se consideran de igual importancia, se puede hacer la suma de sus sensibilidades respecto a cada parámetro para tener una sensibilidad total que las agrupe.

Una vez que se han calculado las sensibilidades para un dispositivo, se comparan y se coloca en la línea o nodo cuya sensibilidad sea más negativa o más positiva dependiendo de la finalidad del control sobre el parámetro u_j .

De acuerdo con (2.28) la sensibilidad total S_t puede ser aproximada por la ecuación,

$$S_t = \frac{\partial ID}{\partial u_j} \cong \frac{\Delta ID}{\Delta u_j} \quad (2.35)$$

por lo tanto

$$\Delta PI \cong S_t \Delta u_j \quad (2.36)$$

La reducción de la congestión en el sistema ocurre cuando ΔPI es negativo; para ello se debe tener una de las dos condiciones siguientes: si Δu_j es positivo entonces S_t debe ser negativo. Por el contrario, si Δu_j es negativo, S_t debe ser positivo. Como la sensibilidad total calculada representa el cambio en el índice de congestión al incrementar infinitesimalmente el valor de los parámetros mencionados, el compensador se debe situar en el sitio donde se produzca la sensibilidad total S_t más negativa porque es donde más se reduce el índice incrementando la potencia transmitida o controlando el perfil de voltaje nodal. En caso contrario, si se desea reducir la congestión reduciendo el valor de los parámetros u de interés, el compensador se debe ubicar en el caso que presente la sensibilidad total S_t más positiva. De esta manera, al decrementar el parámetro o especificación de control u_j se reduce la congestión. Si existe la posibilidad de incrementar o decrementar el valor del parámetro u_j , el controlador se debe colocar en el sitio donde la sensibilidad total S_t tiene el máximo valor absoluto. Si este valor tiene signo positivo, el parámetro se decrementa y viceversa. Esta situación se verá más claramente en el siguiente capítulo.

2.7 Conclusiones

Se ha presentado en este capítulo de una manera sencilla los conceptos básicos de la teoría de las sensibilidades. Se ha usado el cálculo de varias variables de funciones compuestas para el cálculo de la función de sensibilidad, esto implicó el uso de derivadas parciales tanto de la función del índice de desempeño como de las ecuaciones que gobiernan el estado del sistema. El análisis de sensibilidades se hizo respecto a la potencia activa, potencia reactiva y voltaje.

Capítulo 3

Uso de sensibilidades para la ubicación de dispositivos SIFLETCA en un sistema con contingencias

3.1 Introducción

En este capítulo se muestra la aplicación de la teoría de sensibilidades para cuantificar en que medida la solución de flujos de potencia se modifica ante pequeños cambios hechos a las variables de control o parámetros de un Sistema de Potencia. Se utilizan tres sistemas de diferentes tamaños para mostrar localizaciones que desde el punto de vista de sensibilidades son óptimas para ubicar un dispositivo SIFLETCA, donde dicha ubicación tiene la finalidad de reducir la congestión del sistema. El dispositivo es colocado en todas las líneas o nodos posibles de compensar, uno a la vez, para de esta manera poder comparar el efecto del dispositivo en diferentes ubicaciones. Además, para simular contingencias que degradan la seguridad del sistema, se han sacado de operación una a una todas las líneas. Se verá el efecto del dispositivo en el mejoramiento de la seguridad del sistema de potencia con contingencia mediante un índice de desempeño y se comparará con el caso base sin contingencias. Se han elegido como óptimas las localizaciones correspondientes a las sensibilidades más negativas debido a que en este trabajo se busca incrementar la potencia activa transmitida y la magnitud de voltaje. Los límites de potencia activa se han elegido arbitrariamente y en algunos casos esta elección fue de tal manera que algunos límites fueran violados para así tratar, mediante la ubicación de dispositivos, de regresar la línea a un nivel de transmisión que esté dentro de los límites establecidos. Se incluye una justificación gráfica del porqué de la elección de las sensibilidades negativas.

Por último cabe mencionar que para mostrar y comparar las sensibilidades se utilizaron varios modelos para algunos dispositivos SIFLETCA.

3.2 Diseño general del experimento

La ubicación del dispositivo es obtenida especificando un control de igual valor al que se tenía en el caso base, esto con el fin de comparar todas las ubicaciones posibles en base a unas mismas condiciones de operación. El diseño de los experimentos y los parámetros utilizados para ellos se describen en esta sección.

Aunque los valores especificados de los parámetros de control son arbitrarios, se seleccionaron de tal manera que no alteraran significativamente los flujos de potencia respecto al caso base. Una vez elegidos los parámetros del dispositivo, éste se coloca secuencialmente en todas las líneas o nodos posibles a compensar, esto es, los compensadores en paralelo se colocan sólo en los nodos PQ , mientras que los dispositivos serie se colocan en todas las líneas. Para cada ubicación del dispositivo se calculan las sensibilidades, una vez encontradas se comparan y se selecciona la mejor ubicación para el dispositivo. En general, al colocar los dispositivos SIFLETCA se busca incrementar la transferencia de potencia activa y la magnitud de voltaje. Por lo tanto, en todos los casos estudiados se ubica los dispositivos SIFLETCA en aquéllos sitios que presentan las sensibilidades más negativas. Los dispositivos utilizados en este estudio son: Compensador Avanzado Serie (CAS), Compensador Estático de VAR (CEV), Transformador Desfasador (TD), Transformador con cambiador de TAP bajo carga (TTC) y el Controlador Unificado de Flujos de Potencia (CUFP).

3.2.1 Modelo del experimento incluyendo un CAS

En el contexto de flujos de potencia, un componente SIFLETCA importante es el capacitor serie controlado por tiristores (CSCT), el cual permite cambiar, en forma rápida, la impedancia aparente de la línea de transmisión. Debido a este control, la potencia activa fluyendo a lo largo de la línea de transmisión compensada puede ser mantenida en un valor específico para un rango de diferentes condiciones operativas. La Figura 3.1 muestra la configuración general de un CAS, que está constituido por módulos de CSCT conectados en serie. Los módulos de CSCT consisten de un banco de capacitores en paralelo con un reactor controlado por tiristores. El elemento de control es el tiristor, el cual es mostrado como un dispositivo bidireccional. En la práctica muchos tiristores son conectados en serie para manejar los niveles de voltaje de bloqueo requeridos.

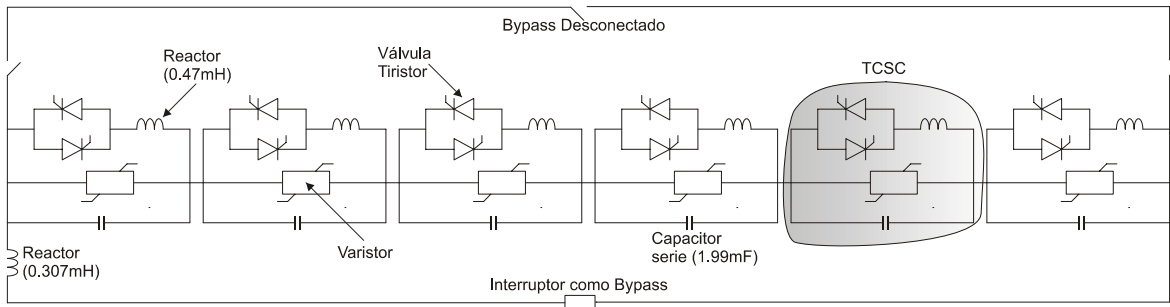


Figura 3.1 Compensador Avanzado Serie

Con el fin de obtener las mismas condiciones de operación al caso base, se colocaron dos compensadores en serie: un compensador inductivo fijo y un compensador variable en la región capacitiva. El valor del reactor fijo con valor del 10% de la reactancia de la línea de transmisión a la cual se conecta. El compensador capacitivo serie se especificó para que controlara a un valor de potencia activa igual al que se tiene en el caso base.

3.2.2 Modelo del experimento incluyendo un CEV

Un CEV puede ser considerado como una reactancia en derivación variable la cual es ajustada en respuesta a las condiciones operativas del sistema de potencia a fin de controlar parámetros específicos de la red. Dependiendo de la reactancia equivalente del CEV, capacitiva o inductiva, el CEV es capaz de extraer potencia capacitiva o inductiva del sistema eléctrico en su punto de acoplamiento. El control propio de esta reactancia equivalente permite la regulación de la magnitud de voltaje en el nodo del sistema de potencia en el cual el dispositivo es conectado. El CEV logra su modo de operación a expensas de las corrientes armónicas generadas, por lo que filtros son normalmente usados es esta clase de dispositivos. En la Figura 3.2 se muestra una de las configuraciones más aceptadas para un CEV, la cual consiste en una combinación de un capacitor fijo y un reactor controlado por tiristores. Existen varios modelos del CEV para el análisis de flujos de potencia, tres modelos han sido incluidos en este trabajo, estos modelos son: admitancia variable, ángulo de disparo y ángulo de disparo y transformador.

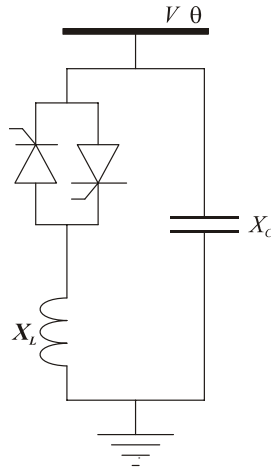


Figura 3.2 Compensador estático de VAR's

a) Caso para el CEV con Admitancia Variable

Este modelo es considerado como una susceptancia variable continua en derivación, la cuál es ajustada para alcanzar la magnitud de voltaje específica. En la solución de flujos de potencia, la susceptancia es tomada como variable de estado.

Para este caso, condiciones de operación similares al del caso base se pueden obtener especificándole al controlador determinados valores de conductancia fija y susceptancia variable en la región capacitiva, estos valores deben ser tales que no afecten considerablemente las sensibilidades. El valor elegido para la conductancia es de 0.0001 en p.u. El nivel de voltaje a controlar se especifica a 1.0001 veces el valor de voltaje que se tenía sin dispositivo. El voltaje a controlar se tiene que especificar ligeramente mayor al del caso base debido a que si se especifica igual el valor de la susceptancia tendería a cero. El CEV se coloca en derivación secuencialmente en cada nodo *PQ*.

b) Caso para un CEV con Ángulo de Disparo

Para el caso del CEV con ángulo de disparo, y a diferencia del caso del modelo anterior, en este modelo el ángulo de disparo en los tiristores es una variable de estado.

Se seleccionan los siguientes valores: una reactancia capacitiva fija de 9.375×10^{-3} en p.u. y una reactancia inductiva de 1.60×10^{-3} en p.u. en paralelo controlada por tiristores. El compensador se especifica con un voltaje de valor 1.0001 veces el que se tiene sin dispositivos SIFLETCA. El ángulo de disparo inicial fue de 130° . No se especifica el

control de voltaje al mismo valor que el del original puesto igual que en el caso del anterior modelo de CEV, el valor de la susceptancia tendería a cero. A diferencia del modelo de susceptancia variable, en este caso la conductancia en derivación es cero. El CEV con ángulo de disparo se coloca en derivación secuencialmente en cada nodo *PQ*.

c) Caso para un CEV con Ángulo de Disparo y Transformador

Este modelo utiliza un transformador de acoplamiento para conectar el compensador estático de VAR's a la red.

Se seleccionan los mismos valores que el caso del CEV con ángulo de disparo: una reactancia capacitiva fija de 9.375×10^{-3} en p.u. y una reactancia inductiva en paralelo controlada de 1.60×10^{-3} en p.u. Cabe mencionar que otros valores similares no afectan a las sensibilidades. El compensador se especifica con un voltaje de valor 1.0001 veces el del caso base. Los valores del transformador son 0.0001 en p.u. de resistencia y 0.001 en p.u. de reactancia inductiva, para no cambiar significativamente las sensibilidades respecto a los otros modelos. Al calcular las sensibilidades se coloca un compensador estático de VAR's con transformador de acoplamiento serie incluido, en derivación en cada nodo *PQ* del sistema.

3.2.3 Modelo del experimento incluyendo un TD

En la Figura 3.3 se muestra representación esquemática del transformador desfasador, en la parte izquierda de la Figura 3.3 se muestra un TD con cambiador de TAP bajo carga controlado mecánicamente, y en la parte derecha se muestra un transformador desfasador moderno donde la posición del TAP es controlada por una red de comutación de tiristores. Los transformadores desfasadores controlados mecánicamente y los controlados electrónicamente son capaces de redireccionar los flujos de potencia alterando localmente la diferencia angular de voltaje impuesta en el dispositivo por las condiciones del sistema eléctrico.

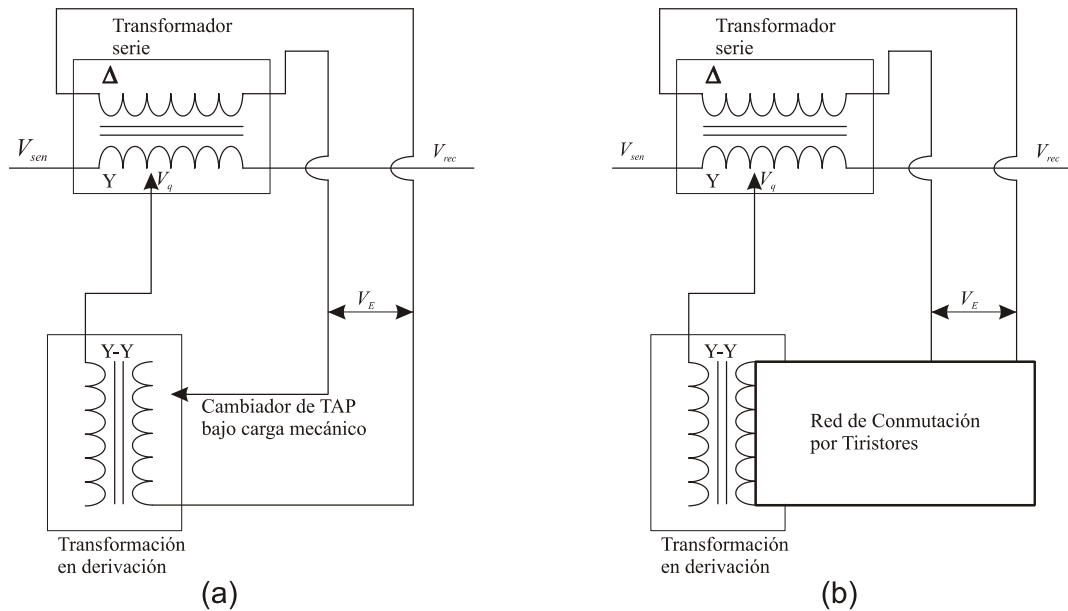


Figura 3.3 Transformador Defasador, (a) Controlado mecánicamente, (b) controlado electrónicamente.

Para el caso del TD, se especifican reactancias para los devanados del transformador tales que permitan tener unas condiciones de operación muy similares respecto al caso base. En cada devanado las impedancias son iguales a 0.001 veces la resistencia de la línea y 0.01 veces la reactancia inductiva en pu de la línea de transmisión. Debido a que el TD está conformado por reactancias inductivas, no es posible colocar dos TD en serie para lograr las mismas condiciones de operación respecto al caso sin dispositivo, entonces se optó por colocar un solo transformador en el sistema con bajos niveles de impedancia. En los devanados primario y secundario, la magnitud del tap se estableció en 1.0 pu. El control es realizado por la variación del ángulo del tap complejo del devanado primario. El ángulo del tap del devanado secundario es fijado a 0° .

3.2.4 Modelo del experimento incluyendo un Transformador con cambiador de TAP bajo carga

La representación esquemática de Transformador con TAP variante bajo carga es mostrado en la Figura 3.4. La función básica de este transformador es regular la magnitud del voltaje a pesar de las variaciones en el voltaje de entrada impuestas por las condiciones cambiantes de la red eléctrica.

Los circuitos de conmutación con Tiristores, han venido reemplazando a los dispositivos mecánicos utilizados tradicionalmente para cambiar la relación de transformación entre los dos devanados. El uso de la conmutación con Tiristores permite ajustes muy rápidos en el voltaje de salida para compensar cualquier variación en el voltaje de entrada. Independientemente del dispositivo usado para cambiar la posición de TAP, el TTC puede sólo afectar la magnitud de voltaje relativo de los dos nodos a los cuales está conectado y no genera potencia activa ni reactiva.

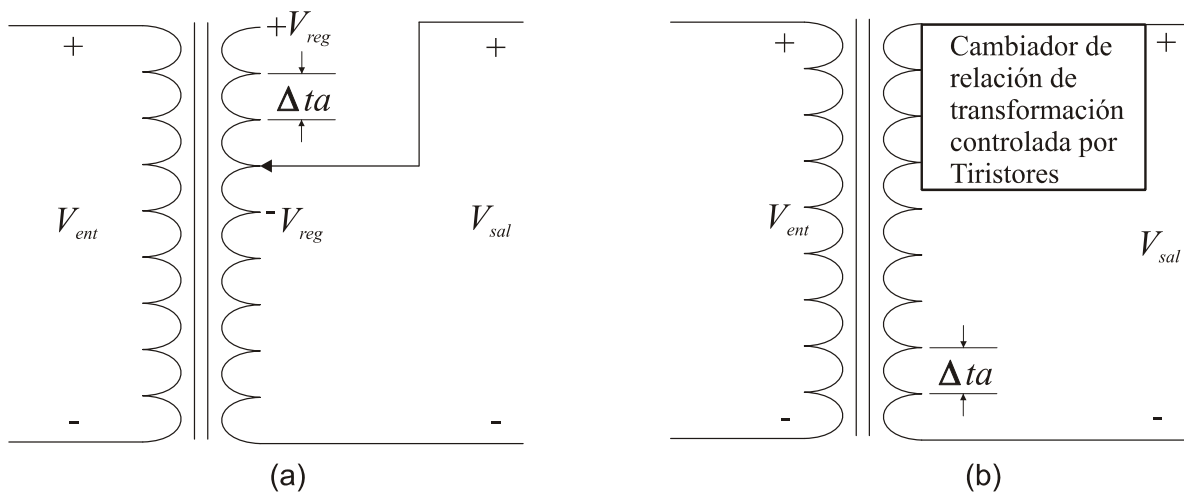


Figura 3.4 Transformador con cambiador de TAP bajo carga, (a) con cambiador de TAP mecánico, (b) con cambiador de TAP mediante tiristores

Para este dispositivo, e igual que en el caso del TD, no es posible obtener las mismas condiciones de operación colocando dos transformadores en serie, debido a que el transformador consta de reactancias inductivas. Los parámetros de impedancias del transformador fueron iguales a los del transformador desfasador. En cada devanado las impedancias son iguales a 0.001 veces la resistencia de la línea y 0.01 veces la reactancia inductiva en p.u. de la línea de transmisión. El voltaje controlado es establecido con el tap primario, con el mismo valor del caso base sin dispositivo SIFLETCA. La magnitud del tap del devanado secundario es 1.0 pu. Los ángulos del tap de los dos devanados del transformador son 0° . El transformador se coloca secuencialmente en serie con cada línea de transmisión conectada aun nodo PQ .

3.2.5 Modelo del experimento incluyendo un CUFP

En la Figura 3.5 se muestra una representación esquemática del CUFP. Este dispositivo consiste de dos convertidores basados en fuentes de voltaje conmutadas, compartiendo un capacitor en derivación en el lado de CD. Por medio de un transformador en derivación, un convertidor se acopla al sistema de CA, el otro convertidor se acopla al sistema por medio de un transformador en derivación.

El voltaje de salida del convertidor serie, que es considerado como sinusoidal, es adicionado al voltaje de CA mediante el transformador de acoplamiento conectado en serie. El voltaje inyectado V_{cR} actúa como una fuente de voltaje serie, cambiando el voltaje efectivo en la terminal de envío visto desde el nodo m . El producto de la corriente en la línea de transmisión I_m y la fuente de voltaje serie V_{cR} determina la potencia activa y reactiva intercambiada entre el convertidor serie y el sistema de CA. El sistema de potencia es el que suministra la potencia activa demandada por el convertidor. Asimismo, el convertidor es capaz de generar o absorber potencia reactiva controlable en ambos modos operativos, es decir en modo inversor o en modo rectificador. La compensación reactiva generada o absorbida por el convertidor en derivación puede ser usada de manera independiente para mantener la magnitud de voltaje en la terminal de CA en un valor especificado.

Se puede controlar la potencia reactiva intercambiada entre el convertidor y el sistema variando la amplitud del voltaje de salida. Si la amplitud del voltaje de salida se incrementa por encima de la del sistema de CA, entonces la corriente fluye a través de una reactancia del convertidor al sistema de CA, y el convertidor genera potencia reactiva (capacitiva) para el sistema de CA. Si la amplitud del voltaje de salida se disminuye por abajo del voltaje del sistema, entonces la corriente reactiva fluye desde el sistema de CA hacia el convertidor y el convertidor absorbe potencia reactiva (inductiva). Si el voltaje de salida es igual al voltaje del sistema, la potencia reactiva intercambiada es cero.

La potencia real intercambiada entre el convertidor serie y el sistema de potencia puede ser controlada por defasamiento del voltaje de salida del convertidor con respecto al voltaje del sistema. El convertidor en serie suministra potencia activa porque el voltaje de salida del convertidor serie adelanta el voltaje del sistema el convertidor. Esto se debe a que

el adelanto de fase produce una componente de corriente real a través del transformador de acoplamiento que está en oposición de fase con el voltaje del sistema. El convertidor en derivación absorbe potencia activa del sistema de CA porque el voltaje de salida del convertidor en derivación atrasa al voltaje del sistema. La componente real de corriente a través del transformador en derivación está en fase con el voltaje del sistema.

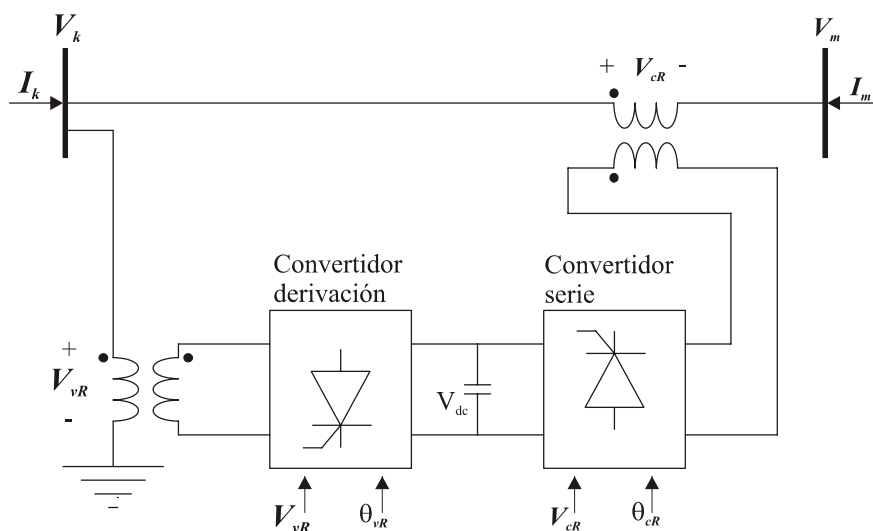


Figura 3.5 Controlador unificado de flujos de potencia

Para calcular la sensibilidad se coloca secuencialmente un CUFP en serie con cada línea de transmisión conectada a un nodo PQ . Las impedancias serie y en derivación de las fuentes de voltaje son iguales y tienen un valor relativamente pequeño: resistencia de 0.0001 p.u. y reactancia de 0.001 p.u. Estos valores son pequeños porque se requiere que las condiciones de operación sean similares en todos los casos estudiados. Las especificaciones de voltaje, potencia activa y reactiva se seleccionan con un valor igual que el que tienen en el caso sin dispositivos SIFLETCA. Para el segundo conjunto de sensibilidades se establecen límites arbitrariamente, pero iguales al CEV y al Transformador con cambiador de TAP bajo carga.

3.3 Sistema de 5 nodos y 6 líneas

3.3.1 Caso base

Para probar el método de sensibilidades propuesto se utiliza el sistema de 5 nodos y 6 líneas mostrado en la Figura 3.1. Los parámetros generales y condiciones de potencia del sistema

son mostrados en el Apéndice B. El límite de potencia para todas las líneas se ha establecido en 120MW, a una base de 100 MVA. El nodo 1 se ha tomado como referencia

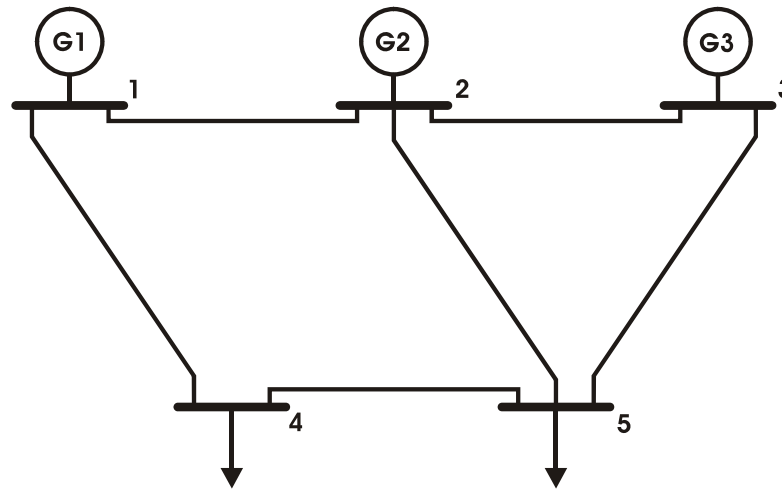


Figura 3.6 Sistema de 5 nodos y 6 líneas

Con el fin de tener una referencia con la cual poder comparar los casos cuando el sistema incluya dispositivos, se utiliza el sistema de la Figura 3.1 sin incluir ningún controlador. En este sistema se han sacado de operación todas las líneas, una a la vez, con la finalidad de simular contingencias. Los resultados del sistema base con contingencias se muestra en la Tabla 3.1, donde cada columna representa los flujos de potencia activa resultantes en el sistema debido a la salida de operación de la correspondiente línea. Sólo se reporta en por unidad el valor absoluto de las potencias activas que llegan al nodo de recepción debido a que son las que se utilizan para el índice de desempeño. En letra negra aparecen las sobrecargas y en letra gris cursiva aparecen las potencias que cambiaron de dirección respecto al caso base.

Tabla 3.1 Flujos de potencia activa para la red de 5 nodos y 6 líneas

Línea		Flujos base (pu)	Flujos de potencia por salida de líneas (p.u.)					
No.	<i>i-j</i>							
1	1-2	0.4575	-----	0.8732	0.5930	NC	0.7324	0.4159
2	5-2	1.0253	1.3561	-----	1.5570		1.8673	0.8694
3	5-3	0.6851	0.8036	1.2619	-----		0.9901	0.8804
4	4-5	0.8999	1.3366	0.4591	0.7496	-----	2	0.9383
5	4-1	1.1001	0.6634	1.5409	1.2504	NC	-----	1.0617
6	2-3	0.2017	0.0793	0.4047	0.8905		0.1176	-----

Los índices de desempeño como resultado de las contingencias se muestran en la Tabla 3.2, al final de la tabla se muestra el ID del sistema base sin contingencia.

Tabla 3.2 Índices de desempeño de la red de 5 nodos, 6 líneas

Contingencia	Índice de desempeño
1-2	0.8662
5-2	1.0640
5-3	1.1319
4-5	-----
4-1	3.5452
2-3	0.3915
Sin contingencia	0.4209

Existen en total ocho sobrecargas debido a las diferentes contingencias, como se puede observar de la Tabla 3.1, siendo la más severa la provocada cuando la línea 4-1 sale de operación, esto se refleja con un índice de desempeño mayor en la Tabla 3.2. La línea 4-1 es pues, la más importante, ya que como se puede ver en la Figura 3.1 es una de las dos líneas por la cual se suministra energía a la carga de 200MW y además, es la que con su salida provoca las sobrecargas más severas. La línea menos importante es la línea 2-3, puesto que su salida no provoca ninguna sobrecarga e inclusive, la redistribución de flujos ante la ausencia de esta línea es tal que el índice de desempeño disminuye.

3.3.2 Colocación de un CAS en el sistema de 5 nodos y 6 líneas

Para el caso de un Compensador Avanzado Serie, las sensibilidades respecto a la potencia activa son obtenidas para cada línea, colocando un dispositivo secuencialmente en todas las líneas que conforman el sistema, tanto para el caso sin contingencias como para los casos donde una línea ha salido de operación.

En la Tabla 3.3 se puede observar en letra negrita las sensibilidades que indican la óptima localización del dispositivo, que para este caso son las sensibilidades más negativas, NC indica que el programa de sensibilidades no convergió.

Tabla 3.3 Sensibilidades con un CAS en el sistema de 5 nodos, 6 líneas

Línea		Sensibilidad base	Sensibilidades por salida de líneas					
No.	<i>i-j</i>							
1	1-2	-0.0919	-----	0.9951	-0.9847	NC	NC	-0.1080
2	5-2	0.2927	0.9596	-----	0.9929		2.6658	0.1079
3	5-3	-0.3294	-0.9631	-10251	-----		-2.6808	NC
4	4-5	0.0941	NC	-1.0252	1.0121	-----	NC	0.1101
5	4-1	-0.0941	NC	1.0387	-1.0131	NC	-----	-0.1104
6	2-3	0.3235	0.8931	-0.9176	NC		-2.2519	-----

Para este caso podemos observar de la Tabla 3.3 que el dispositivo se puede colocar en la línea 5-3 debido que la sensibilidad correspondiente a dicha línea es mínima para dos casos de contingencia: para las salidas de las líneas 4-1 y 1-2, también para el caso base. La segunda opción general sería ubicar el dispositivo en la línea 4-1 cuya sensibilidad fue mínima para dos casos: cuando las líneas 5-3 y 2-3 salen del sistema.

Para mostrar que no siempre las líneas que han violado su límite máximo de transmisión de potencia activa o las líneas cuyos flujos están muy por debajo de sus límites son las mejores candidatas a compensar, se pueden analizar los siguientes dos casos: en la Tabla 3.1 en el caso cuando sale de operación la línea 5-2 para simular una contingencia, las líneas 5-3 y 4-1 están sobrecargadas, la lógica llevaría a poner un dispositivo en estas líneas para mitigar o eliminar la sobrecarga, pero esto no es factible por que dicha ubicación no garantiza una disminución del índice de desempeño. Para mostrar lo dicho anteriormente, se coloca un CAS en la línea 5-3 y se compensa para reducir el flujo de potencia que pasa a través de la línea, limitándola a que fluyan por ella 120, 115, 110 y 105MW, los flujos de potencia para las compensaciones se muestran en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4 Flujos de potencia al compensar la línea 5-3 con un CAS

Línea		Flujos de Potencia para diferentes compensaciones de la línea 5-3 (p.u.)			
No.	<i>i-j</i>				
1	1-2	0.9367	0.9877	1.0384	1.0887
2	5-2	-----	-----	-----	-----
3	5-3	1.2	1.15	1.1	1.05
4	4-5	0.3979	0.3484	0.2988	0.2492
5	4-1	1.6021	1.6516	1.7012	1.7508
6	2-3	0.3389	0.2859	0.2330	0.1802

Las sensibilidades y los diferentes niveles de compensación se muestran a continuación en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5 Índices de desempeño al compensar la línea 5-3 con un CAS

Nivel de compensación de potencia activa (p.u.)	Índice de desempeño
1.20	1.1417
1.15	1.2253
1.10	1.3279
1.05	1.4495

Como se ve en la Tabla 3.5, los índices de desempeño para la línea compensada con un CAS aumentan con respecto al caso sin dispositivo. Debe puntualizarse que esta línea estaba sobrecargada, y compensarla para que se mantuviera dentro de los límites de potencia provocó un aumento del ID, éste índice sigue aumentando a medida que la potencia es compensada por debajo del límite sugerido.

Otra opción sería colocar un dispositivo en alguna línea con bajo flujo de potencia, para ilustrar esto se coloca un CAS en la línea 2-1 para compensarla y aumentar el flujo a través de ella a 90, 95, 100 y 105MW. Los flujos de potencia para los diferentes niveles de compensación de la línea 1-2 se muestran en la Tabla 3.6 y los respectivos índices de desempeño en la Tabla 3.7.

Tabla 3.6 Flujos de potencia al compensar la línea 1-2 sub-utilizada con un CAS

Línea		Flujos de Potencia para diferentes compensaciones de la línea 1-2 (p.u.)			
No.	<i>i - j</i>				
1	1-2	0.9	0.95	1	1.05
2	5-2	-----	-----	-----	-----
3	5-3	1.2357	1.1868	1.1373	1.0856
4	4-5	0.4333	0.3849	0.3358	0.2845
5	4-1	1.5667	1.6152	1.6642	1.7155
6	2-3	<i>0.3769</i>	<i>0.3250</i>	<i>0.2727</i>	<i>0.2183</i>

Tabla 3.7 Índices de desempeño al compensar la línea 1-2 sub-utilizada con un CAS

Nivel de compensación de potencia activa (pu)	Índice de desempeño
0.90	1.0933
0.95	1.1619
1.00	1.2493
1.05	1.3592

Al aumentar el flujo de potencia de la línea sub-cargada línea 1-2, también los resultados de la ubicación del dispositivo en dicha línea son negativos, el índice de desempeño aumenta conforme se aumenta el flujo de potencia, además lleva a la línea 4-1 a niveles más severos de sobrecarga, degradando grandemente con estos niveles de compensación la seguridad del sistema.

Ahora se coloca el CAS en la línea 4-5, que es la ubicación correspondiente a la primer sensibilidad y se compensa la línea para que la potencia a través de ella alcance los 65MW, aproximadamente una compensación del 40%. Los flujos de potencia para cuatro niveles de compensación, 50, 55, 60, 65MW, se muestran en la Tabla 3.8, los ID en la Tabla 3.9.

Tabla 3.8 Flujos de potencia al compensar la línea 4-5 correspondiente a la primer sensibilidad con un CAS

Línea		Flujos de Potencia para diferentes compensaciones de la línea 4-5 (pu)			
No.	<i>i - j</i>				
1	1-2	0.8304	0.7780	0.7252	0.6721
2	5-2	-----	-----	-----	-----
3	5-3	1.3033	1.354	1.4048	1.4558
4	4-5	0.5	0.55	0.6	0.65
5	4-1	1.5	1.45	1.4	1.35
6	2-3	<i>0.4486</i>	<i>0.5025</i>	<i>0.5564</i>	<i>0.6104</i>

Tabla 3.9 Índices de desempeño al compensar la línea 4-5 con un CAS

Nivel de compensación de potencia activa (pu)	Índice de desempeño
0.50	1.0279
0.55	1.0011
0.60	0.9933
0.65	1.0049

Es interesante observar que es óptimo y viable colocar en Compensador Avanzado Serie en la línea 5-4 (primer sensibilidad), ya que se logra con esto la mayor mejora en el índice de desempeño del sistema al compensar la línea en aproximadamente 30% de su potencia del caso con contingencia sin incluir dispositivo. Esta mejora en el índice de desempeño no se logra con ninguna otra ubicación.

3.3.3 Colocación de un CEV en el sistema de 5 nodos y 6 líneas

La red de 5 nodos y 6 líneas es usada para mostrar la colocación de un Compensador estático de VAR's, se utilizaron los siguientes tres modelos del dispositivo: el modelo de admitancia variable, modelo con ángulo de disparo y el modelo con ángulo de disparo y transformador. Las sensibilidades se muestran en Tabla 3.10, Tabla 3.11 y Tabla 3.12 para cada modelo respectivamente. Debido a que el compensador se coloca sólo en nodos PQ, las únicas ubicaciones posibles corresponden a los nodos 4 y 5 del sistema mostrado en la Figura 3.1. La ubicación del CEV obedecerá a la sensibilidad más negativa, debido a que con la colocación del compensador se busca aumentar el nivel de voltaje del nodo.

Tabla 3.10 Sensibilidades para un CEV, modelo de susceptancia variable

Nodo de Comp.	Sensibilidad Base	Sensibilidades por salida de líneas					
		2-1	2-5	3-5	5-4	1-4	3-2
4	0.0101	0.2163	-0.0729	0.1511	NC	-0.4047	0.9900
5	0.0852	0.5146	-0.2923	0.5208		-0.1320	0.0625

Tabla 3.11 Sensibilidades para un CEV, modelo de ángulo de disparo

Nodo de Comp.	Sensibilidad Base	Sensibilidades por salida de líneas					
		2-1	2-5	3-5	5-4	1-4	3-2
4	0.0162	0.2211	-0.0787	0.1570	NC	-0.4099	0.1213
5	0.0904	0.5199	-0.3002	0.5266		-0.1381	0.0667

Tabla 3.12 Sensibilidades para un CEV, modelo de ángulo de disparo y transformador

Nodo de Comp.	Sensibilidad Base	Sensibilidades por salida de líneas					
		2-1	2-5	3-5	5-4	1-4	3-2
4	0.0162	0.2210	-0.0785	0.1570	NC	-0.4098	0.1210
5	0.0903	0.5197	-0.3001	0.5265		-0.1380	0.0666

Como se puede observar de las tres tablas anteriores que la localización óptima para colocar un CEV de cualquiera de sus tres modelos es en el nodo 4 para cuatro casos: tres contingencias mas el caso base, estos casos se muestran en letra negrita en las columnas 2, 3, 5 y 7 de las tres tablas anteriores. Se puede observar que para varios casos existen sensibilidades positivas, esto quiere decir que la colocación de un CEV para elevar el voltaje en ese nodo se reflejará en un aumento del índice de desempeño.

Las sensibilidades en los tres casos son muy similares, los tres modelos muestran las mismas ubicaciones para sus sensibilidades mínimas ya que se trata del mismo dispositivo pero con diferente modelo.

3.3.4 Colocación de un TD en el sistema de 5 nodos y 6 líneas

Para calcular las sensibilidades para el caso del dispositivo transformador desfasador se procedió de igual manera que con el caso anterior del CEV. Para este caso la colocación de un TD será en la ubicación correspondiente a la sensibilidad con mayor valor absoluto, esto es dependiendo del caso. El flujo a través de la línea se puede compensar para que disminuya o aumente su nivel, si la sensibilidad es positiva, el flujo se compensa negativamente, caso contrario cuando la sensibilidad es negativa la línea se compensa positivamente. Las Sensibilidades de las líneas se muestran en la Tabla 3.13

Tabla 3.13 Sensibilidades con un TD en el sistema de 5 nodos, 6 líneas

Línea		Sensibilidad base	Sensibilidades por salida de líneas					
No.	<i>i-j</i>							
1	1-2	-0.0915	-----	0.9964	-0.9837	NC	NC	-0.1073
2	5-2	0.2935	0.9582	-----	0.9945		2.6729	0.1077
3	5-3	-0.3302	-0.9618	-1.0232	-----		-2.6695	NC
4	4-5	0.0943	NC	-1.0369	1.0128	-----	NC	0.1105
5	4-1	-0.0937	NC	1.0383	-1.0116	NC	-----	-0.1098
6	2-3	0.3215	0.9270	-0.9528	NC		-2.5414	-----

Para volver verificar si la localización sugerida por el método es óptima, se coloca un TD en dos líneas, las líneas correspondientes a la primera y segunda sensibilidad con mayor valor absoluto. Primero, para el caso cuando la línea 2-5 sale de operación, se coloca el TD en la línea sugerida por el método (línea 4-1) y se compensa a diferentes de niveles de

potencia, como la sensibilidad correspondiente al mayor valor absoluto es positiva, la línea se compensa para que el flujo a través de ella disminuya. Se busca también el nivel de compensación específico que reduce el índice de desempeño al mínimo. La redistribución de los flujos y sus correspondientes índices de desempeño se muestran en Tabla 3.14 y Tabla 3.15 respectivamente.

Tabla 3.14 Flujos de potencia al compensar la línea 4-1 correspondiente a la primer sensibilidad con un TD

Línea		Flujos de Potencia para diferentes compensaciones de la línea 4-1 (p.u.)			
No.	<i>i - j</i>				
1	1-2	0.7777	0.7245	0.7104	0.5071
2	5-2	-----	-----	-----	-----
3	5-3	1.3540	1.4048	1.4182	1.6087
4	4-5	0.5501	0.6001	0.6132	0.8
5	4-1	1.4502	1.4001	1.3868	1.2
6	2-3	<i>0.5029</i>	<i>0.5772</i>	<i>0.5716</i>	<i>0.7770</i>

Tabla 3.15 Índice de desempeño al compensar la línea 4-1 con un TD

Nivel de compensación de potencia activa (p.u.)	Índice de desempeño
1.45	1.0011
1.40	0.9943
1.3868	0.9931
1.20	1.1588

El menor índice de desempeño ocurrió cuando la potencia de la línea 4-1 se reduce a una potencia de 1.3868 pu, después de este nivel compensación, el índice de desempeño aumenta conforme la potencia compensada disminuye, tal y como se puede ver en la tabla 3.15.

Ahora se ubica el transformador defasador en la línea 4-5, posición correspondiente a la segunda sensibilidad, se compensa la línea para aumentar el flujo, las diferentes compensaciones y los índices de desempeño se muestran en Tabla 3.16 y Tabla 3.17 respectivamente.

Tabla 3.16 Flujos de potencia al compensar la línea 4-5 con un TD

Línea		Flujos de Potencia para diferentes compensaciones de la línea 4-5 (p.u.)			
No.	<i>i - j</i>				
1	1-2	0.8304	0.7777	0.7245	0.6168
2	5-2	-----	-----	-----	-----
3	5-3	1.3033	1.3540	1.4048	1.5066
4	4-5	0.5	0.55	0.6	0.7
5	4-1	1.5	1.45	1.4	1.3
6	2-3	<i>0.4487</i>	<i>0.5028</i>	<i>0.5572</i>	<i>0.6666</i>

Tabla 3.17 Índices de desempeño al compensar la línea 4-5 con un TD

Nivel de compensación de potencia activa (pu)	Índice de desempeño
0.50	1.0279
0.55	1.0010
0.6017	0.9933
0.70	1.0030

El menor índice de desempeño se encuentra cuando la potencia de la línea 4-5 se incrementa a una potencia de 0.6017 pu, después de este nivel compensación, el índice de desempeño aumenta conforme la potencia compensada aumenta. De las tablas cuatro tablas mostradas anteriormente se puede observar y verificar que la posición sugerida por el método propuesto si es precisa, puesto que se logró disminuir de mejor manera el índice de desempeño colocando el dispositivo en la primer sensibilidad, nivel que no se alcanzaría si se colocara el dispositivo, para diferentes porcentajes de compensación, en las líneas con la tercera, cuarta y quinta sensibilidad. Para estos casos, el ID siempre estuvo por arriba del índice obtenido al colocar el transformador defasador en la línea 1-4. Cabe mencionar que se obtuvo un mínimo índice de desempeño muy similar compensando las líneas 4-1 y 4-5, esto se debe a que las dos sensibilidades menores difieren en cantidad muy poco una de otra.

3.3.5 Colocación de un TTC en el sistema de 5 nodos y 6 líneas

El Transformador con cambiador de TAP bajo carga se coloca secuencialmente en cada nodo *PQ*, y a su vez en serie con cada línea de transmisión conectada a ese nodo. Las sensibilidades de las cinco líneas posibles para compensar se muestran en la Tabla 3.18. La ubicación del TTC corresponde a la línea con la sensibilidad más negativa.

Tabla 3.18 Sensibilidades con un TTC en la red de 5 nodos, 6 líneas

Nodo PQ	Línea	i - j	Sens. Base	Sensibilidades por salida de líneas					
				2-1	2-5	3-5	5-4	1-4	3-2
4	5	4 - 1	0.1770	-0.3577	-1.9328	2.1145	NC	-----	0.2044
	4	4 - 5	-0.1486	0.2173	0.6592	-1.1089		-0.0032	-0.1628
5	2	5 - 2	0.9811	2.1089	-----	1.4564		3.3952	0.2133
	3	5 - 3	-1.5447	-4.3597	-1.3075	-----		-7.3550	0.0262
	4	5 - 4	-0.3566	0.3671	1.3558	-2.8928		-19.631	-0.4293

Cómo se observa en la Tabla 3.18, el TTC se debe colocar en el nodo 5 en la línea que conecta los nodos 5-4 debido que para tres casos de contingencias las sensibilidades fueron las más negativas, entre las que se encuentra la de menor magnitud correspondiente a la contingencia 1-4, también se puede ubicar el dispositivo en el nodo 5 entre los nodos 5-3 ya que para el caso base y para una contingencia las sensibilidades fueron mínimas.

3.3.6 Colocación de un CUFP en el sistema de 5 nodos y 6 líneas

Para este caso las sensibilidades se calcularon respecto al control de voltaje, potencia activa y reactiva, sus sensibilidades se muestran en Tabla 3.19 y Tabla 3.20. Por medio de las letras V, P y Q se indica en las tablas que la sensibilidad está respecto al control de voltaje, potencia activa y reactiva respectivamente. Por cuestiones de espacio los resultados de las tablas muestran en dos partes, las sensibilidades de cuando la línea 5-4 sale de operación no se muestra debido a que no convergió.

Tabla 3.19 Sensibilidades para un CUFP en la Red de 5 nodos, 6 líneas para el caso base y salidas de las líneas 2-1 y 2-5

Nodo PQ	Línea	i - j	Sensibilidades por salida de líneas								
			Sensibilidad Base			Contingencia 2-1			Contingencia 2-5		
			V	P	Q	V	P	Q	V	P	Q
4	4	4-5	0.000	0.096	0.003	NC	NC	NC	0.000	-1.036	-0.002
	5	4-1	-0.007	-0.093	0.002	NC	NC	NC	0.034	1.036	0.000
5	2	5-2	-0.039	0.293	-0.002	0.167	0.951	-0.012	NC	NC	NC
	3	5-3	0.092	-0.331	-0.001	0.244	-0.970	-0.023	-0.005	-1.027	-0.005
	4	5-4	0.035	0.092	-0.002	NC	NC	NC	0.058	-1.025	-0.002

Tabla 3.20 Sensibilidades para un CUF en la Red de 5 nodos, 6 líneas para el caso de las salidas de las líneas 3-5, 2-1 y 2-5

Nodo PQ	Línea	i - j	Sensibilidades por salida de líneas								
			Contingencia 3-5			Contingencia 2-1			Contingencia 2-5		
			V	P	Q	V	P	Q	V	P	Q
4	4	4-5	0.000	1.015	0.006	NC	NC	NC	0.000	0.112	0.003
	5	4-1	-0.028	-1.012	0.001	-----	-----	-----	-0.011	-0.109	0.002
5	2	5-2	0.000	0.991	-0.002	-0.127	2.652	-0.023	0.016	0.107	-0.002
	3	5-3	-----	-----	-----	-0.473	-2.677	-0.012	NC	NC	NC
	4	5-4	0.019	0.992	-0.007	NC	NC	NC	0.009	-0.108	0.002

Como se puede ver en las dos tablas anteriores, los mínimos valores de sensibilidad ocurren en la sensibilidad con respecto a la potencia activa para todas las contingencias e incluso en el caso base. El dispositivo se podría colocar en el nodo 5, en la línea 5-3 ya que para tres casos de contingencia la sensibilidad es mínima. Después le sigue el nodo 4 y la línea 4-1 con dos sensibilidades mínimas. Nótese como la magnitud de las sensibilidades respecto a la potencia activa son mayores a las demás y también se nota que son muy similares a las obtenidas para compensadores serie, tales como el Compensador Avanzado Serie y el Transformador Defasador.

3.4 Sistema de 5 nodos y 7 líneas

3.4.1 Caso base

La red de 5 nodos y 7 líneas de la Figura 3.7 es utilizada para mostrar por medio de sensibilidades la ubicación óptima de los cinco dispositivos SIFLETCA utilizados en este trabajo.

Al igual que en la sección 3.2 se simuló contingencias sacando una a una todas las líneas de transmisión. Los parámetros generales y condiciones de potencia de la red son mostrados en el Apéndice B.

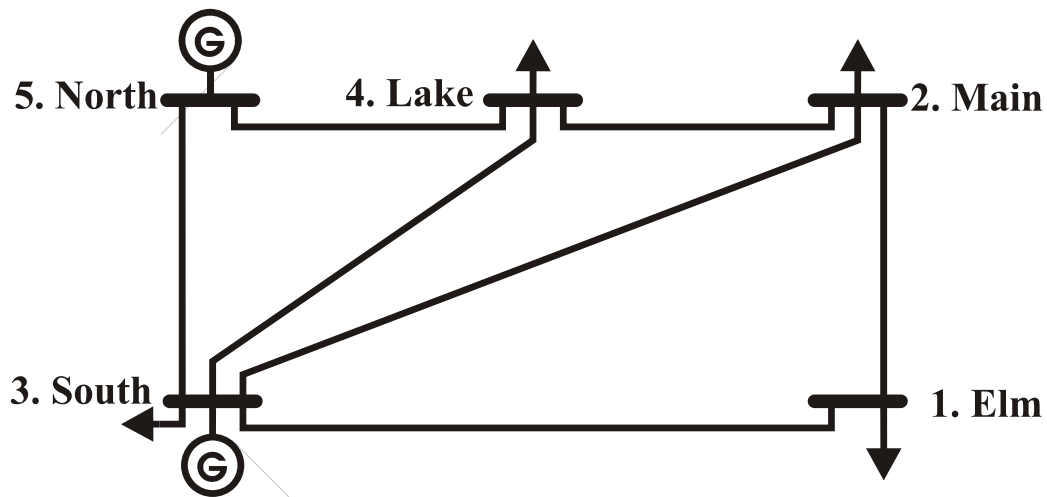


Figura 3.7 Sistema de 5 nodos, 7 líneas

Los resultados de estudio de flujos de potencia aparecen en la Tabla 3.21, en letra negrita aparecen las sobrecargas y en letra gris cursiva aparecen las potencias que cambiaron de dirección respecto al caso base. Los límites de potencia activa para todas las líneas se ha especificado a 75MW, se ha elegido intencionalmente este límite con la finalidad de que exista una sobrecarga en la línea 3.5. Sólo se muestra la potencia activa entrando al nodo de recepción.

Tabla 3.21 Flujos de potencia activa para la red de 5 nodos y 7 líneas

Línea		Flujos Base (p.u.)	Flujos por salida de Líneas (pu)						
No.	<i>i-j</i>								
1	4-5	0.4027	-----	0.4845	0.4781	0.5325	0.3889	1.2721	0.3301
2	4-3	0.2411	0.4221	-----	0.3622	0.439	0.218	<i>0.152</i>	0.1199
3	2-3	0.2725	0.4184	0.378	-----	0.5216	0.2434	<i>0.039</i>	0.4004
4	1-3	0.5344	0.6096	0.5875	0.6113	-----	0.6	0.3844	0.5996
5	1-2	0.0656	<i>0.01</i>	0.0125	<i>0.011</i>	0.6	-----	0.2156	0.0004
6	3-5	0.8685	1.2897	0.7894	0.7978	0.7916	0.8839	-----	0.9466
7	2-4	0.1935	<i>0.028</i>	0.0345	0.3887	0.5183	0.1566	0.661	-----

Los índices de desempeño como resultado de las contingencias se muestran en la Tabla 3.22, al final de la tabla se muestra el índice del sistema base sin contingencia.

Tabla 3.22 Índices de desempeño de la red de 5 nodos y 7 líneas

Contingencia	Índice de desempeño
4-5	2.3444
4-3	0.4606
2-3	0.5034
1-3	0.6210
1-2	0.6077
3-5	2.2393
2-4	0.7665
Sin contingencia	0.5428

De la Tabla 3.21 se observa como la violación del límite de potencia de la línea 3-5 permanece para todas las contingencias, aunque para tres casos disminuyó su congestión. Existen dos sobrecargas severas que se relacionan con las salidas de operación de las líneas 4-5 y 3-5, éstas sobrecargas provocan los mayores índices de desempeño, tal como se puede observar en la Tabla 3.22.

3.4.2 Colocación de un CAS en el sistema de 5 nodos y 7 líneas

Aunque las sensibilidades difieren un poco si son calculadas para el nodo de envío y nodo de recepción, el compensador se puede colocar indistintamente en cualquiera de estos dos lugares, puesto que el dispositivo en ambos nodos puede controlar tanto la potencia activa que entra o sale del nodo. En este caso se coloca en el extremo recepción puesto que para la gran mayoría de los casos la mínima sensibilidad ocurre en recepción. En la Tabla 3.23 se muestran las sensibilidades para el sistema de 5 nodos y 7 líneas para el caso con y sin contingencias, en negritas se muestra el valor más negativo que es indicador del lugar para colocar el dispositivo.

Tabla 3.23 Sensibilidades con un CAS en el Sistema de 5 Nodos y 7 líneas

Línea No.	$i - j$	Sens Base	Sensibilidades por salida de Líneas.						
			1	4-5	-2.045	-----	-1.5991	-1.609	-1.3503
2	4-3	0.5874	-0.17	-----	0.69064	0.74968	0.88047	-0.6787	2.6172
3	2-3	0.4283	-0.196	0.54519	-----	0.28478	0.80505	0.13597	-0.483
4	1-3	0.841	0.4578	0.98707	0.95343	-----	NC	-0.2953	0.4713
5	1-2	-0.836	0.4906	-0.9661	0.52476	NC	-----	0.28901	-0.477
6	3-5	1.983	NC	1.52271	1.53347	1.25565	2.03363	-----	2.5746
7	2-4	-0.89	0.1584	-1.6053	-0.9648	-0.3213	-0.7995	0.85786	-----

De la Tabla 3.23 se observa que colocar un dispositivo en la línea 4-5 es óptimo para cuatro casos de salidas de operación de líneas, estas líneas son 1-2, 1-3, 2-3 y 2-4, además también para el caso cuando no existe ninguna contingencia.

Para verificar si es óptima la localización sugerida por el método, se consideró el caso cuando la línea 2-4 sale de operación. Se tomaron las tres sensibilidades más negativas de ese caso, correspondientes a las líneas 4-5, 2-3 y 1-2. Se colocó un CAS en cada línea para compensar el flujo de potencia a través de ellas. La compensación para el caso de la primera sensibilidad fue del 10 al 40 por ciento de la potencia activa que se transmite cuando ocurre la contingencia. La redistribución de los flujos de potencia al compensar dichas líneas y los índices de desempeño se muestran en Tabla 3.24 y 3.25 respectivamente.

Tabla 3.24 Flujos de potencia al compensar la línea 4-5 con un CAS

Línea		Flujos de Potencia para diferentes compensaciones de la línea 4-5 (p.u.)			
No.	<i>i-j</i>				
1	4-5	0.3631	0.3961	0.4291	0.4621
2	4-3	0.0869	0.0539	0.0209	<i>0.012</i>
3	2-3	0.4004	0.4004	0.4004	0.4004
4	1-3	0.5996	0.5996	0.5996	0.5996
5	1-2	0.0004	0.0004	0.0004	0.0004
6	3-5	0.9133	0.88	0.8469	0.8139
7	2-4	-----	-----	-----	-----

Tabla 3.25 índices de desempeño al compensar la línea 4-5 con un CAS

Nivel de compensación de potencia activa (pu)	Índice de desempeño
0.37	0.6702
0.40	0.6119
0.43	0.5551
0.46	0.5063

De la Tabla 3.25 se puede observar la disminución del valor del índice de desempeño cuyo menor valor ocurre cuando la línea es compensada al cuarenta por ciento.

Tabla 3.26 Flujos de potencia al compensar la línea 2-3 con un CAS

Línea		Flujos de Potencia para diferentes compensaciones de la línea 2-3 (p.u.)			
No.	<i>i-j</i>				
1	4-5	0.3301	0.3302	0.3305	0.3308
2	4-3	0.1199	0.1198	0.1195	0.119
3	2-3	0.4404	0.4805	0.5205	0.5606
4	1-3	0.5597	0.5201	0.4808	0.4418
5	1-2	0.0403	0.0799	0.1192	0.1582
6	3-5	0.9469	0.9478	0.9493	0.9517
7	2-4	-----	-----	-----	-----

Tabla 3.27 Índices de desempeño al compensar la línea 2-3 con un CAS

Nivel de compensación de potencia activa (pu)	Índice de desempeño
0.44	0.7519
0.48	0.7470
0.52	0.7517
0.56	0.7663

Para este caso anterior, el mínimo valor de índice de desempeño se presenta al compensar la línea al 20%, después de ese nivel de compensación, el índice se incrementa conforme se compensa en mayor porcentaje.

Ahora, la tercer sensibilidad nos indica compensar la línea 1-2 cuyo flujo de potencia es muy pequeño, se opta mejor por compensar dicha línea en 0.5, 1.0 y 1.5MW, los flujos de potencia resultantes y sus respectivos índices de desempeño se muestran en Tabla 3.28 y Tabla 3.29 respectivamente.

Tabla 3.28 Flujos de potencia al compensar línea 1-2 con un CAS

Línea		Flujos de Potencia con diferentes compensaciones de la línea 1-2 (pu)		
No.	<i>i-j</i>			
1	4-5	0.3301	0.3301	0.3301
2	4-3	0.1199	0.1199	0.1199
3	2-3	0.405	0.4101	0.4151
4	1-3	0.595	0.59	0.585
5	1-2	0.005	0.01	0.015
6	3-5	0.9467	0.9467	0.9468
7	2-4	-----	-----	-----

Tabla 3.29 Índices de desempeño al compensar línea 1-2 con un CAS.

Nivel de compensación de potencia activa (pu)	Índice de desempeño
0.005	0.7644
0.010	0.7623
0.015	0.7604

Para este último caso se no alcanzó el mínimo valor del índice de desempeño. Esta ubicación del CAS no es aconsejable debido a que el aumento de la transmisión es mínimo cuando una línea por donde fluye muy poca potencia es compensada.

3.4.3 Colocación de un CEV en el sistema de 5 nodos y 7 líneas

La red de 5 nodos y 7 líneas es usada para mostrar la colocación de un Compensador Estático de VAR's, utilizando los tres modelos del CEV, estos modelos son: el modelo de admitancia variable, modelo con ángulo de disparo, y el modelo con ángulo de disparo y transformador. Los límites máximos de potencia se mantienen como en la sección anterior a 75MW en todas las líneas. Las sensibilidades para los tres modelos del CEV se muestran en Tabla 3.30, Tabla 3.31 y Tabla 3.32 respectivamente.

Tabla 3.30 Sensibilidades para un CEV con modelo de susceptancia variable en el Sistema de 5 nodos, 7 líneas

Nodo de Comp.	Sensibilidad Base	Sensibilidades por salida de Líneas						
		4-5	4-3	2-3	1-3	1-2	3-5	2-4
1	-0.1056	-0.6799	-0.0497	-0.2875	-0.3239	-0.1706	-0.8577	-0.1658
2	-0.3526	-1.0079	-0.2881	-0.0668	-0.5521	-0.2492	-1.8030	-0.1613
4	-0.4587	-1.0561	-0.3530	-0.3653	-0.5664	-0.3489	-2.1562	-0.3262

Tabla 3.31 Sensibilidades para un CEV con modelo de ángulo de disparo en el Sistema de 5 nodos, 7 líneas

Nodo de Comp.	Sensibilidad Base	Sensibilidades por salida de Líneas						
		4-5	4-3	2-3	1-3	1-2	3-5	2-4
1	-0.1060	-0.6813	-0.0501	-0.2877	-0.3242	-0.1711	-0.8591	-0.1664
2	-0.3529	-1.0093	-0.2883	-0.0672	-0.5523	-0.2494	-1.8040	-0.1619
4	-0.4589	-1.0574	-0.3532	-0.3655	-0.5665	-0.3492	-2.1570	-0.3265

Tabla 3.32 Sensibilidades para un CEV con modelo de ángulo de disparo y transformador en el Sistema de 5 nodos, 7 líneas

Nodo de Comp.	Sensibilidad Base	Sensibilidades por salida de Líneas						
		4-5	4-3	2-3	1-3	1-2	3-5	2-4
1	-0.1060	-0.6813	-0.0501	-0.2877	-0.3243	-0.1711	-0.8591	-0.1664
2	-0.3528	-1.0093	-0.2883	-0.0672	-0.5523	-0.2495	-1.8040	-0.1619
4	-0.4589	-1.0574	-0.3532	-0.3655	-0.5665	-0.3492	-2.1570	-0.3265

Para los tres modelos del CEV el dispositivo se debe colocar en el nodo 4 ya que este presenta para todos los casos de contingencia y para los tres modelos de dispositivo el valor más negativo en su respectiva sensibilidad, inclusive en el caso base la sensibilidad más negativa ocurre en dicho nodo.

3.4.4 Colocación de un TD en el sistema de 5 nodos y 7 líneas

Para calcular las Sensibilidades para el caso del dispositivo transformador desfasador se procedió de igual manera que con el caso anterior del CEV. Para este caso la colocación de un TD será en la ubicación correspondiente a la sensibilidad con mayor valor absoluto. Las Sensibilidades de las líneas se muestran en la Tabla 3.33

Tabla 3.33 Sensibilidades para un PS en el Sistema de 5 nodos, 7 líneas

Línea No.	$i - j$	Sensibilidad base	Sensibilidades por salida de Líneas						
			4-5	4-3	2-3	1-3	1-2	3-5	2-4
1	4-5	-2.043	-----	-1.595	-1.604	-1.323	-2.089	NC	-2.615
2	4-3	0.5907	-0.15	-----	0.6971	0.7638	0.8827	-0.848	2.6161
3	2-3	0.432	-0.179	0.551	-----	0.3028	0.8079	0.6197	-0.478
4	1-3	0.8479	0.4848	0.9937	0.962	-----	NC	-0.289	0.4806
5	1-2	-0.847	0.4811	-0.992	0.9604	NC	-----	0.2936	-0.479
6	3-5	1.9845	NC	1.5238	1.5346	1.2567	2.0351	-----	2.5765
7	2-4	-0.895	0.1539	-1.596	-0.964	-0.301	-0.807	0.8608	-----

La ubicación de un transformador desfasador es óptima para ser colocado en la línea 4-5 en cuatro casos de contingencia más el caso sin contingencia. Esta tendencia de la línea 4-5 de ser óptima a ser compensada se ve desde el caso base ya que tiene una sensibilidad mucho más negativa que la sensibilidad que la antecede. La segunda opción es la

colocación del TD en la línea 4-3 ya que para dos casos de contingencia se presentó la sensibilidad con mayor valor absoluto.

3.4.5 Colocación de un TTC en el sistema de 5 nodos y 7 líneas

Las sensibilidades resultantes de la ubicación de un Cambiador de TAP bajo carga se muestran en la Tabla 3.34.

Tabla 3.34 Sensibilidades para un transformador con cambiador de TAP bajo carga en el Sistema de 5 nodos, 7 líneas

Nodo PQ	Línea	Nodos	Base	Sensibilidades por salida de líneas					
				4-5	4-3	2-3	1-3	1-2	3-5
1	4	1-3	0.6015	0.3509	0.6502	1.5455	-----	-0.0003	0.2735
	5	1-2	-1.6129	-0.9788	-1.9267	-0.5955	-0.0012	-----	-0.9795
2	3	2-3	0.7001	-0.3499	0.4689	-----	0.0497	1.19847	-0.3352
	5	1-2	2.7877	1.2386	2.0991	0.5709	-5.0901		0.6508
	7	2-4	-1.6112	-0.3288	-2.5046	-1.821	-0.4394	-0.9182	-----
4	1	4-5	-4.8806	-----	-2.0534	-2.452	-2.4812	-4.2438	-3.2046
	2	4-3	1.0520	-0.2754	-----	0.6223	0.8916	1.5238	2.2222
	7	2-4	1.9112	0.2254	1.1674	2.2442	0.9498	1.6323	-----

En el caso del Transformador con cambiador de TAP bajo carga, la sensibilidad indica que se debe colocar para el caso sin contingencia y para tres casos con contingencia en el nodo 4 en la línea que conecta los nodos 4 y 5. Nótese que para el caso de las sensibilidades del LTC las sensibilidades tienen valores más grandes que los casos anteriores, nótese también que para todos los nodos existe al menos una sensibilidad negativa.

3.4.6 Colocación de un CUFP en el sistema de 5 nodos y 7 líneas

Para este caso del Control Unificado de Flujos de Potencia, las sensibilidades se calcularon respecto al control de voltaje, potencia activa y reactiva, sus sensibilidades se muestran en la Tabla 3.35. Por cuestiones de espacio en las tablas para mostrar los resultados, sólo se simularon dos contingencias que son correspondientes a las contingencias por las salidas de las líneas 2-3 y 2-4.

Tabla 3.35 Sensibilidades para un CUFP en el Sistema de 5 nodos, 7 líneas

Nodo PQ	Línea	Nodos	Base			Out 2-4			Out 2-3		
			V	P	Q	V	P	Q	V	P	Q
1	4	1-3	-0.0822	0.8507	0.0108	-0.0468	0.48663	0.0201	-0.1645	0.9663	-0.0033
	5	1-2	-0.086	-0.8356	0.0286	-0.1586	-0.4697	0.0225	-0.0041	-0.9548	0.0234
2	3	2-3	-0.3576	0.4317	0.0008	-0.0375	-0.4736	0.0153	-----		
	5	1-2	-0.2433	-0.84	-0.0003	-0.0807	-0.4854	0.0145	-0.0737	0.9642	0.0107
	7	2-4	-0.0423	-0.8843	0.0289	-----			-0.0849	0.9484	0.0311
4	1	4-5	-0.029	-2.0438	0	0.05303	-2.6153	0.00012	-0.0642	-1.6057	-0.0017
	2	4-3	-0.4601	0.5897	-0.0012	0	2.612	0.00947	-0.3399	0.6963	0.0008
	7	2-4	-0.2569	-0.8943	-0.0041	-----			-0.1986	-0.9586	-0.0028

Para el caso base sin contingencias y para las dos contingencias la ubicación del CUFP debe ser en el nodo 4 en la línea 4-5 donde su menor sensibilidad corresponde a la sensibilidad de la potencia activa. Como se puede notar, las sensibilidades correspondientes a la potencia activa siempre fueron mayores en magnitud en comparación con las correspondientes al voltaje y potencia reactiva, pero aunque hayan sido pequeñas pueden ser importantes si se busca hacer una compensación de reactivos. También se puede observar que las sensibilidades más negativas para los diferentes parámetros se presentaron en diferentes líneas y nodos

3.5 Sistema de 14 nodos y 15 líneas

3.5.1 Caso base

Se utiliza ahora el sistema de 14 nodos y 15 líneas de la Figura 3.3 para mostrar la óptima localización de un dispositivo SIFLETCA en dicha red, tomando en cuenta límites máximos de potencia activa arbitrarios para todas las líneas de transmisión. Dichos límites se han especificado con la intención de dejar algunas líneas ligeramente sobrecargadas en el caso base sin contingencia con el fin de observar que pasa en dichas líneas al ocurrir una contingencia. Por motivos de espacio para ilustrar contingencias en la red, sólo se muestran tres contingencias, esto es, tres salidas de líneas las cuales corresponden a las líneas 3-2, 4-5 y 10-9. Los límites máximos de potencia activa para cada línea, los flujos de potencia para el caso base sin contingencia y para los casos con contingencia se presentan en la Tabla 3.36, donde se resalta en letra negrita la potencia de las líneas que se sobrecargan.

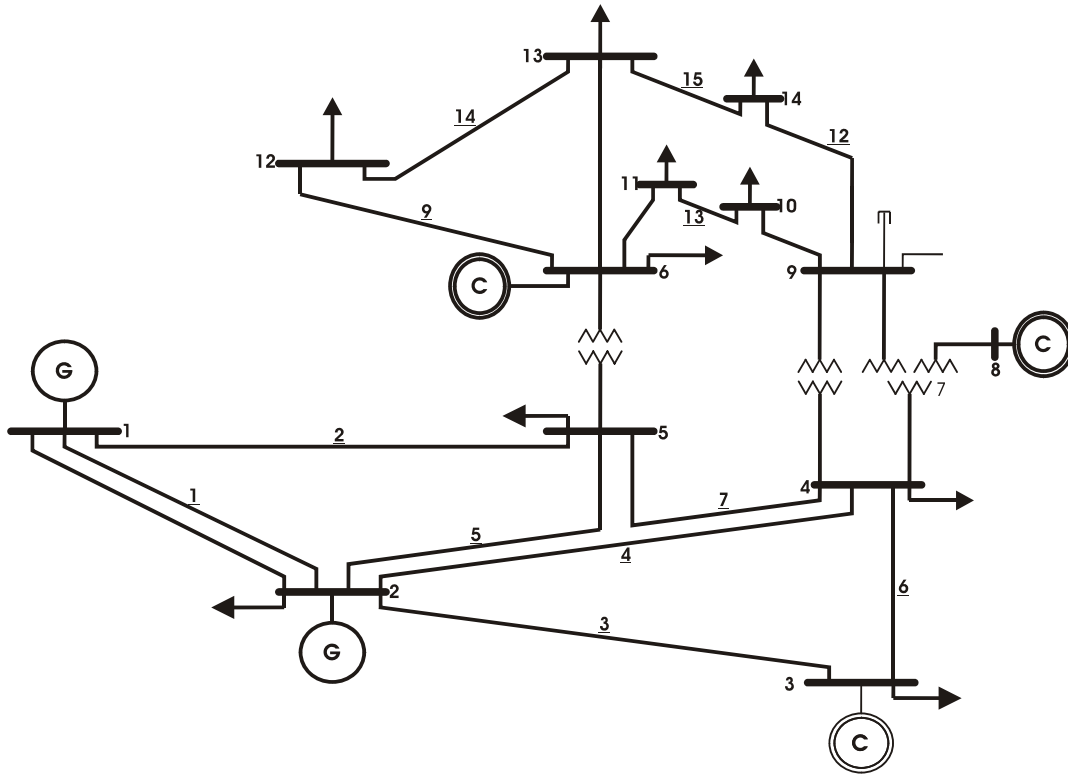


Figura 3.8 Sistema de potencia de prueba IEEE de 14 nodos, 15 líneas AEP

Tabla 3.36 Flujos de potencia activa para la red de 14 nodos, 15 líneas

Línea	Nodos	Límite	Flujos Base	Flujos de Potencia por Salida de Líneas (pu)		
1	2-1	150	1.525	1.444	1.7246	1.5239
2	5-1	100	0.728	0.906	0.555	0.7305
3	3-2	100	0.709	-----	0.857	0.7067
4	4-2	50	0.545	0.889	0.8481	0.5419
5	5-2	50	0.406	0.666	0.1243	0.4094
6	3-4	50	0.233	0.942	0.085	0.2352
7	4-5	50	0.612	1.01	-----	0.5864
8	11-6	50	0.073	0.091	0.1702	0.1259
9	12-6	50	0.077	0.08	0.0893	0.0726
10	13-6	50	0.175	0.185	0.2251	0.1579
11	10-9	50	0.052	0.034	<i>0.0437</i>	-----
12	14-9	50	0.093	0.081	0.0329	0.1147
13	10-11	50	0.038	0.056	0.1339	0.09
14	13-12	50	0.016	0.019	0.0281	0.0115
15	14-13	50	0.056	0.068	0.1161	0.0342

Tabla 3.37 Índices de desempeño de la red de 14 nodos, 15 líneas

Contingencia	Índice de desempeño
3-2	10.99
4-5	2.6825
10-9	1.3474
Sin contingencia	1.4394

En la Tabla 3.36 se puede ver como el efecto de una sobrecarga severa contribuye en gran cantidad al índice de desempeño, debido a que dicho índice es calculado por la expresión (2.18) que esta elevado a la cuarta potencia, por esto, entre más grande es la razón entre la potencia activa transmitida y la potencia límite, el índice individual para esa línea contribuye de manera significativa al índice de desempeño general.

Cuando la contingencia ocurre en la línea 3-2 hay tres líneas sobrecargadas, debido a que toda la carga en el nodo tres es satisfecha por las líneas restantes y por lo dicho anteriormente violan el límite de potencia, esto se puede ver en la columna 5 de la Figura 3.3. Las sobrecargas provocadas por dicha contingencia son severas en comparación con las sobrecargas restantes, por este motivo el índice de desempeño resultó grande en comparación con los restantes índices. Ahora si comparamos la contingencia cuando sale la línea 3-2 con la salida de la línea 10-9, ambas tienen tres sobrecargas, pero la línea 10-9 inclusive logra reducir el índice de desempeño por debajo del índice obtenido en el caso base, el índice de desempeño en comparación del caso base es muy similar, mejoró debido a que la distribución de flujos fue de tal manera que aunque solo son 14 líneas, todas contribuyeran de manera mas uniforme al índice.

3.5.2 Colocación de un CAS en el sistema de 14 nodos

Para el caso de un Compensador Avanzado Serie, las sensibilidades respecto a la potencia activa son obtenidas para cada línea, tanto para el caso sin contingencias como para los casos donde una línea ha salido de operación. En la Tabla 3.38 se muestran las sensibilidades para las mismas tres contingencias por salida de líneas del caso base sin controlador.

Tabla 3.38 Sensibilidades con un CAS en la red de 14 nodos, 15 líneas

Línea	Nodos	Base	Salida de líneas.		
			3-2	4-5	10-9
1	2-1	-0.0159	0.6404	1.5107	0.1519
2	5-1	0.0357	-0.6229	-1.6007	-0.1433
3	3-2	-3.3373	-----	-7.7539	-3.1394
4	4-2	-0.2959	-7.2411	8.7360	-0.0949
5	5-2	2.2741	7.0145	-0.5813	2.0922
6	3-4	3.3491	NC	7.7472	3.1455
7	4-5	2.6134	10.5948	-----	2.1239
8	11-6	-2.3258	-9.8091	-3.1641	3.2966
9	12-6	-1.3291	-2.3746	-2.7877	-1.1709
10	13-6	0.5695	-1.5956	1.4134	-0.1761
11	10-9	2.2907	9.6307	-4.999	-----
12	14-9	0.8158	7.0674	1.0531	2.5349
13	10-11	-2.3504	-9.9156	-3.2927	NC
14	13-12	-1.3315	-2.3709	-2.8234	-1.1676
15	14-13	-0.8137	-7.0129	-1.3078	-2.5366

Aunque con sólo tres contingencias es difícil ver un efecto de las salidas de líneas en las sensibilidades y en el índice de desempeño, en la tabla se puede observar que para el caso base y para dos contingencias las sensibilidades mínimas ocurren en la posición correspondiente a la línea 3-2, es ahí donde se debe colocar el dispositivo CEV.

3.5.3 Colocación de un CEV en el sistema de 14 nodos

Para este caso se utilizaron tres modelos del CEV, las sensibilidades se muestran en tabla 3.39, Tabla 3.40 y Tabla 3.41 para cada modelo CEV respectivamente.

Tabla 3.39 Sensibilidades con un CEV modelo suceptancia variable en la red de 14 nodos

Nodo	Sens. Base	Sensibilidades por salida de líneas		
		3-2	4-5	10-9
14	0.6543	2.6332	0.9076	-0.0680
10	1.3470	5.6307	1.8529	0.5408
9	2.0809	8.6892	3.0508	1.3249
13	0.6449	1.5860	1.0659	0.5524
12	-0.6178	-0.9827	-1.4252	-0.5399
11	0.7868	3.2572	0.9548	-0.0677
4	1.8650	0.4609	3.9705	1.6550
5	2.1657	4.7014	0.7473	1.6250

Tabla 3.40 Sensibilidades para un CEV modelo de ángulo de disparo en la red de 14 nodos

Nodo	Sensibilidad Base	Salida de líneas		
		3-2	4-5	10-9
14	0.6536	2.6304	0.9061	-0.0684
10	1.3462	5.6276	1.8515	0.5400
9	2.0800	8.6855	3.0491	1.3241
13	0.6439	1.5835	1.0640	0.5516
12	-0.6182	-0.9845	-1.4260	-0.5403
11	0.7863	3.2549	0.9537	-0.0680
4	1.8638	0.6245	3.9681	1.6538
5	2.1661	0.4575	0.7471	1.6253

Tabla 3.41 Sensibilidades para un CEV modelo de ángulo de disparo y transformador en la red de 14 nodos

Nodo	Sensibilidad Base	Salida de líneas		
		3-2	4-5	10-9
14	0.6536	2.6304	0.9061	-0.0684
10	1.3462	5.6276	1.8515	0.5400
9	2.0800	8.6856	3.0491	1.3241
13	0.6439	1.5836	1.0640	0.5516
12	-0.6182	-0.9845	-1.4260	-0.5403
11	0.7863	3.2549	0.9537	-0.0680
4	1.8638	0.4576	3.9682	1.6538
5	2.1661	4.7025	0.7471	1.6253

Aún con la limitación de solo tener tres contingencias la decisión de dónde ubicar el dispositivo se puede tomar ya que para los tres modelos, las sensibilidades más negativas están en la posición correspondiente al nodo 12 incluyendo el caso base, es en dicho nodo donde el dispositivo se debe ubicar. Se puede notar en las tres tablas anteriores que para las contingencias en las líneas 3-2 y 4-5 sólo hubo una sensibilidad negativa, y en la tercera contingencia correspondiente a la salida de la línea 10-9 hubo tres sensibilidades negativas.

3.5.4 Colocación de un TD en el sistema de 14 nodos

Para calcular las Sensibilidades para el caso del transformador desfasador se procedió de igual manera que con el CEV. Para este caso la colocación de un TD será en la ubicación

correspondiente a la sensibilidad con mayor valor absoluto. Las Sensibilidades de las líneas se muestran en la Tabla 3.42

Tabla 3.42 Sensibilidades para un TD en el sistema de 14 nodos, 15 líneas

Línea	Nodos	Sensibilidad Base	Salida de líneas		
			3-2	4-5	10-9
1	2-1	-0.0383	1.6083	-8.4911	0.2386
2	5-1	0.0418	-1.7292	8.6207	-0.2462
3	3-2	-2.2930	-----	-13.0368	-2.0083
4	4-2	0.1940	-2.4931	-14.1052	0.5842
5	5-2	1.1468	3.5981	13.1628	0.8244
6	3-4	2.2961	NC	13.0462	2.0107
7	4-5	0.9001	0.9978	-----	3.0600
8	11-6	3.3737	5.6799	12.0013	NC
9	12-6	0.6410	0.6401	-2.3131	-0.1209
10	13-6	-2.6704	-2.5530	-8.1659	-5.5578
11	10-9	-3.3866	-5.7132	13.2721	-----
12	14-9	4.5022	4.3128	20.6739	12.6047
13	10-11	3.3904	5.7129	63.3175	NC
14	13-12	0.6414	0.6406	-2.3377	-0.1240
15	14-13	-4.5033	-4.2984	-20.6493	-12.6450

La colocación del TD se debe hacer en la línea 14-13, debido a que, para el caso base y para dos contingencias las sensibilidades fueron mínimas, sólo cuando la contingencia ocurre en la línea 3-2 la mínima sensibilidad correspondiente a la posición correspondiente a la línea 10-9. Se observa también que las sensibilidades para una contingencia y para la segunda mínima sensibilidad en el caso base, ocurre para la posición correspondiente a la línea 10-9. Colocar el dispositivo en dicha ubicación podría ser la segunda opción, aunque para este caso esta ubicación no coincida con la mínima sensibilidad para el caso base. Nótese también como existen sensibilidades positivas muy grandes, para casos especiales se podrían elegir estas ubicaciones y compensar la línea reduciendo el flujo a través de ella.

3.5.5 Colocación de TTC en el sistema de 14 nodos

Para el caso del TTC ahora vamos a cambiar la ubicación de dos de las tres contingencias utilizadas en secciones anteriores con la intención de analizar diferentes contingencias localizadas en diferentes partes de la red. Ahora las salidas de las líneas ocurren en 4-5, 10-

11 y 13-12. Los límites de potencia activa de las líneas se han mantenido en el mismo valor que los mostrados en Tabla 3.36. Las sensibilidades para estos tres casos de contingencia se muestran a continuación en la Tabla 3.43

Tabla 3.43 Sensibilidades para un TTC en el Sistema de 14 nodos, 15 líneas

Nodo PQ	Línea	<i>i-j</i>	Sensibilidad Base	Salida de líneas		
				4-5	10-11	13-12
14	12	14-9	0.1782	0.3924	1.2429	-0.2881
	15	14-13	-0.2165	-0.4617	-1.2993	0.3313
10	11	10-9	1.1484	1.0761	0.0000	1.3875
	13	10-11	-2.0362	-1.8246	-----	-2.4515
9	11	10-9	-3.3361	-2.6417	-7.4783	-3.9961
	12	14-9	-0.8062	-1.3015	-3.7146	1.1223
13	10	13-6	1.3278	2.7676	1.0051	0.1625
	14	13-12	-6.0138	-12.8261	-8.0663	-----
	15	14-13	1.0476	2.6736	6.0728	-0.8946
12	9	12-6	-1.8350	-3.9618	-2.4814	0.0000
	14	13-12	2.6513	5.7272	3.5897	-----
11	8	11-6	-1.1512	-1.2918	0.0000	-1.3841
	13	10-11	2.3352	NC	-----	2.8132
4	4	4-2	0.4684	12.3608	-0.3390	0.3410
	6	3-4	-9.8230	-9.5241	-10.3928	-9.9435
	7	4-5	7.8751	-----	7.7355	7.7418
5	2	5-1	2.0106	-0.5819	2.1290	1.9481
	5	5-2	9.9524	-2.1271	10.6727	9.9328
	7	4-5	-9.2833	-----	-9.3635	-9.1293

La ubicación del TTC corresponde la posición dada por el nodo 4, en la línea que une los nodos 3-4, ya que para dos contingencias más el caso base las sensibilidades fueron las más negativas, a excepción de cuando la contingencia ocurre en la línea 4-5, otra opción sería colocar el TTC en el nodo 5 en la línea que une los nodos 4-5 debido a que para el caso base más dos contingencias los valores de sus sensibilidad resultaron menores a las -9 unidades. Otro caso a considerar ocurre para cuando la sensibilidad general más negativa ocurre, esto es la posición correspondiente al nodo 13, entre los nodos 13-12, debido a que aparte de ser la sensibilidad más negativa, las sensibilidades para el caso base y para cuando la contingencia en la línea 10-11 ocurre son las terceras más negativas y difieren muy poco de las mínimas sensibilidades en sus correspondientes casos de contingencia.

3.5.6 Colocación de un CUFP en el sistema de 14 nodos

Para este caso las sensibilidades se calcularon respecto al control de voltaje, potencia activa y reactiva, sus sensibilidades se muestran en la Tabla 3.44, los límites de potencia activa utilizados para las líneas son los mismos utilizados en la sección anterior, lo cuales se muestran en la segunda columna de la Tabla 3.33.

Tabla 3.44 Sensibilidades para un CUFP en el Sistema de 14 nodos, 15 líneas

Nodo	i-j	Sensibilidad Base			Contingencia 4-5			Contingencia 13-12			Contingencia 10-11		
		V	P	Q	V	P	Q	V	P	Q	V	P	Q
14	14-9	0.037	0.784	-0.202	0.148	1.179	-0.273	-0.053	0.216	-0.201	0.084	2.287	-0.003
	14-13	0.511	-0.88	-0.016	0.671	-1.335	0.065	0.509	-0.289	0.025	0.008	-2.308	-0.037
10	10-9	-0.017	2.373	-0.170	-0.004	-3.124	-0.330	-0.014	2.598	-0.126	NC	NC	NC
	10-11	0.77	-2.42	0.006	1.430	-3.236	-0.001	0.569	-2.631	0.005	-----	-----	-----
9	10-9	1.276	2.405	-0.004	2.399	-3.247	0.012	0.956	2.619	-0.003	NC	NC	NC
	14-9	1.771	0.84	0.031	NC	NC	NC	1.773	0.265	-0.005	0.225	-2.267	-0.049
13	13-6	0.605	0.49	0.011	0.805	1.338	0.016	0.296	-0.299	0.010	0.667	0.258	0.005
	13-12	0.24	-1.34	0.014	0.221	-2.810	0.019	-----	-----	-----	0.125	-1.765	0.009
	14-13	0.286	-0.77	0.210	0.689	-1.158	0.250	-0.081	-0.216	0.207	0.451	-2.234	0.012
12	12-6	0.113	-1.35	0.006	0.096	-2.797	0.009	NC	NC	NC	0.067	-1.765	0.003
	13-12	-0.026	-1.32	0.033	-0.037	-2.776	0.028	-----	-----	-----	-0.012	-1.749	0.020
11	11-6	0.442	-2.42	0.004	0.771	-3.186	0.002	0.332	-2.627	0.004	NC	NC	NC
	10-11	-0.022	-2.36	0.176	-0.019	-3.081	-0.317	-0.019	-2.584	0.133	-----	-----	-----
4	4-2	1.898	-0.28	-0.022	0.224	8.741	-0.002	1.831	-0.303	-0.022	1.980	-0.565	0.024
	3-4	0.481	3.221	0.031	0.910	7.682	0.010	0.405	3.237	0.032	0.421	3.473	0.034
	4-5	0.784	2.648	-0.028	-----	-----	-----	0.749	2.606	-0.029	0.829	2.748	-0.034
5	5-1	2.152	0.005	0.026	1.193	-1.628	0.000	2.067	0.019	0.026	1.912	0.226	0.028
	5-2	2.299	2.25	-0.024	-0.068	-0.490	-0.136	2.222	2.267	-0.024	2.171	2.503	-0.027
	4-5	-0.439	2.609	-0.057	-----	-----	-----	-0.460	2.567	-0.055	-0.518	2.706	-0.063

Aunque no se ha mostrado el efecto sobre las sensibilidades de todas las contingencias de salida de líneas en el sistema de 14 nodos, y además que es difícil tomar una decisión para una ubicación óptima de un dispositivo en base a solo tres contingencias, se puede hacer algunas observaciones de interés de la Tabla 3.44, por ejemplo: La mínima sensibilidad ocurrió respecto a la potencia activa en la posición correspondiente al nodo 9, en la línea que une los nodos 10-9, pero en su correspondiente ubicación relacionada al caso base y para los casos de contingencia que convergieron, la sensibilidad correspondiente es positiva, por el contrario si se selecciona como una ubicación la

relacionada al mínimo valor de sensibilidad en el caso base, esto es en la posición del nodo 11 en la línea 11-6, se puede ver que las correspondientes sensibilidades relacionadas a esta posición son también negativas y difieren muy poco a las mínimas encontradas para este caso, esta sería entonces la posición adecuada para la ubicación del CUFP. Otro caso muy similar al mencionado anteriormente sucede en la posición de la segunda sensibilidad más negativa del caso base, correspondiente a la posición de la línea 10-11, debido a que el valor de sensibilidad es ligeramente menor, el comportamiento de las sensibilidades en el caso de contingencias también es similar, además que éste caso coincide con la sensibilidad más negativa de la contingencia en la línea 13-12

3.6 Influencia de la compensación en el índice de desempeño

A manera de ejemplificar el comportamiento del ID ante la compensación de potencia activa, se utiliza la red de 5 nodos y 7 líneas mostrada en la Figura 3.7, en la cual un CAS es colocado secuencialmente en todas las líneas, en el nodo de recepción, la potencia de la línea es compensada respecto al caso base sin dispositivo desde -40% hasta un 40% a intervalos de 5%, el comportamiento ante dichos cambios es mostrado en la Figura 3.4. Los límites de potencia se han establecido en un 10% de los obtenidos en el caso base.

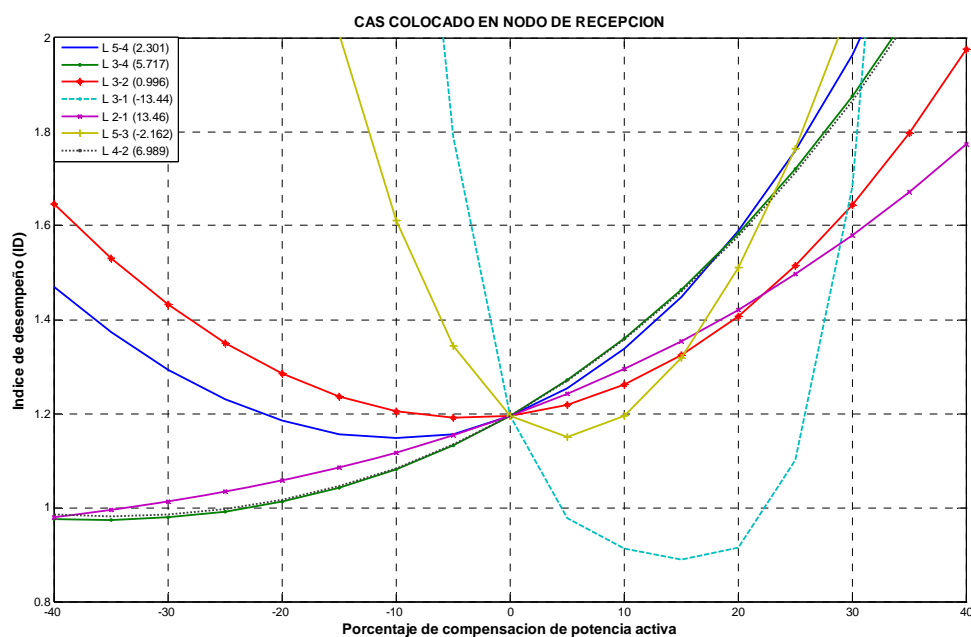


Figura 3.9 Índice de desempeño con diferentes niveles de compensación de potencia

La figura anterior es muy ilustrativa y muestra el comportamiento parabólico de Índice de Desempeño, donde el punto donde todas las parábolas convergen es el valor del índice en el caso base sin compensador y cuyo punto mínimo corresponde a cierto porcentaje de compensación de la potencia activa fluyendo por la línea. Se puede observar que cuando la sensibilidad es negativa el punto mínimo del Índice se puede encontrar solo compensando de manera positiva, esto es, compensar de tal manera que la potencia en la línea aumenta respecto al caso sin dispositivo. Debido a que en este trabajo se busca aumentar la potencia fluyendo a través de las líneas, se ha elegido como un indicador de óptima localización de un dispositivo la sensibilidad más negativa, aunque como se puede observar, se pueden encontrar valores mas pequeños del Índice de desempeño compensando de tal manera que los flujos en la línea disminuyan. También es interesante ver como los niveles de compensación necesarios para alcanzar un índice mínimo cuando la sensibilidad es negativa, están dentro de los niveles de compensación que en la vida real se pueden realizar, en cambio en la Figura 3.4 se observa como para tres líneas en mínimo valor de Índice se encuentra cuando la línea se compensa por debajo del -40%, valores de compensación que no son reales. Otra observación importante es que el signo de la sensibilidad depende en gran medida del valor de su límite debido a que el índice proviene de una ecuación de cuarto orden y cuya diferencia entre potencia límite y la potencia real transmitida se maximiza conforme dicha diferencia se va haciendo mayor.

3.7 Conclusiones

Buscar la óptima localización para un dispositivo SIFLETCA es una faena difícil, debido a que la elección para su colocación debe ser óptima. De entre todos los factores que se deben tomar en cuenta para su localización se encuentra el relacionado al precio del dispositivo, que al ser muy elevado hace que sea cual sea su ubicación, ésta se justifique proporcionando un verdadero margen control que permita mejoramiento general del sistema y por ende el aumento de la seguridad, ya sea por regresar al sistema a una operación segura o por aumentar los márgenes de reserva. Se ejemplificó por medio de las contingencias cómo éstas afectan la seguridad del sistema cuyo indicador fue el índice de desempeño, las redistribuciones de flujos de potencia, resultado de las contingencias,

muestran el grado de importancia de cada línea y a su vez, el impacto sobre la estabilidad general.

El método de Sensibilidades utilizado en este trabajo, trata de mostrar ubicaciones óptimas para los dispositivos SIFLETCA en función de la potencia activa, y se han ejemplificado la factibilidad de estas ubicaciones en tres casos de estudio, cuyos resultados son favorables y muestran que el método es una herramienta útil en la faena de localizar una dispositivo en una Red eléctrica.

Un método alternativo para la localización de dispositivo SIFLETCA, basado en las Descoposición en Valores Singulares (DVS), y cuyo indicador de la optimalidad es el mínimo valor singular de la matriz jacobiana, es mostrado en el Apéndice A.

Capítulo 4

Costo de la localización de dispositivos SIFLETCA

4.1 Introducción

En los capítulos anteriores se han encontrado las localizaciones óptimas para los dispositivos SIFLETCA mediante un índice de desempeño de flujos de potencia activa y mediante la técnica de descomposición en valores singulares. Debido a que los flujos de potencia convencionales son una herramienta básica para llevar a cabo la planeación y control de un sistema eléctrico, el problema fue resuelto utilizando simplemente flujos de potencia sin hacer ninguna consideración especial. Sin embargo algunas consideraciones importantes de aspectos de seguridad del sistema ó aspectos económicos tales como el costo de generación de potencia activa no se han incluido. Considerando que el costo de generación de energía eléctrica y la seguridad del sistema eléctrico son dos factores muy importantes para los encargados de generar dicha energía, se presenta en este capítulo el estudio del costo de ubicar los dispositivos controladores en las ubicaciones sugeridas por el estudio de sensibilidades. La pregunta a responder en este capítulo es la referente a ubicar un dispositivo en la posición que nos indica la sensibilidad más negativa es la ubicación más económica.

4.2 Flujos de potencia óptimos

El análisis de flujos de potencia óptimos (FPO) que se consideró en este trabajo determina el punto de operación del sistema para el cual se minimiza el costo de generación de potencia activa, satisfaciendo todas sus restricciones preestablecidas.

Los FPO se consideran como un problema de programación estático no lineal con restricciones multivariable, donde la función objetivo es la suma de las funciones de costo de generación de potencia activa de los generadores del sistema. Las restricciones son de

dos tipos; igualdad y desigualdad. Las de igualdad están dadas por las ecuaciones de balance de potencia nodal, mientras que las de desigualdad se deben a límites físicos y operativos de los elementos que componen el sistema.

La formulación matemática de los FPO para este trabajo consiste en la minimización del costo de generación de potencia activa, por medio del ajuste de los parámetros de control. La formulación matemática general del FPO esta dada por: [Ambriz 1998]

$$\begin{aligned} & \text{Minimizar } f(x) \\ & \text{Sujeta a } h(x) = 0 \\ & \quad \text{y } g(x) \leq 0 \end{aligned} \tag{5.1}$$

donde x es el vector de las variables de estado del sistema y dispositivos controladores, $f(x)$ es la función objetivo a optimizarse, $h(x)$ representa las restricciones de igualdad determinadas por las ecuaciones de flujo de potencia, y $g(x)$ son las restricciones de desigualdad, que son los límites de las variables de estado y de funciones dependientes de variables.

En la solución del análisis de FPO deben satisfacerse incondicionalmente las restricciones de igualdad. Si una o más restricciones de desigualdad violan cualquiera de sus límites, estas se convierten en restricciones de igualdad, por lo tanto también deben ser satisfechas incondicionalmente para la solución óptima. Existen casos en los que la solución del estudio FPO no es factible, lo cual se debe a que alguna restricción no se satisface, entonces se dice que el problema de FPO no tiene solución.

En el análisis de FPO, la potencia programada para cada unidad generadora depende de los límites de generación de la misma, de las variables de estado del sistema, así como de la función de costo de la unidad generadora.

En la formulación del problema de FPO los siguientes términos están involucrados:

- *Variables de Control:* las variables de control son aquellas que pueden ser manipuladas físicamente con el fin de obtener la solución óptima (Generación de potencia activa y reactiva, magnitud de voltaje de los generadores y taps, compensadores síncronos, compensador estático de VAR).

- *Funciones de Control:* Son aquellas que se pueden manipular para llevar a cabo la minimización de la función objetivo y que dependen de las variables de control.
- *Variables de Estado:* Son las variables que pueden tomar valores dentro de los límites establecidos y que además dependen de las variables de control. Las principales variables de estado son: Ángulos de voltaje en todos los nodos (excepto en el nodo compensador), magnitudes de voltaje en todos los nodos de carga, potencia reactiva en todos los nodos de generación y el flujo de potencia activa y reactiva a través de los elementos de transmisión.
- *Restricciones de Igualdad:* Son las ecuaciones de la red de transmisión dadas por las ecuaciones de flujos de potencia que son las que permiten calcular el balance de potencia que debe existir en cada nodo, si existe una solución del sistema bajo análisis. Estas restricciones se deben cumplir incondicionalmente. Otro tipo de restricciones de igualdad, que se deben cumplir en conjunto con las ecuaciones de balance de potencia son, por ejemplo, las ecuaciones de potencia intercambiada entre áreas de una red eléctrica o ecuaciones que representan a algunos dispositivos como los SIFLETCA.
- *Restricciones de desigualdad.* Son las que delimitan a las variables de control y a las variables de estado con un límite máximo y uno mínimo. Estas restricciones se formulan para considerar los límites físicos y de operación de los dispositivos eléctricos que conforman el sistema. Algunas restricciones importantes son: la generación de potencia activa y la magnitud de voltaje en unidades generadoras. La restricción de que estas variables queden dentro de sus límites debe de ser satisfecha por la solución óptima.
- *Función Objetivo:* en un problema de optimización, la función objetivo es una función escalar de las variables del sistema y depende de las condiciones de operación deseadas. La selección de un objetivo para simular un estado especial del sistema, acota el problema a analizar con el fin de obtener una solución única. La selección de un objetivo se basa en un estudio de seguridad y económico del sistema

de potencia. En este trabajo, la función objetivo del problema de FPO es la minimización del costo de generación de potencia activa.

Comúnmente, la función objetivo que se utiliza para la formulación de FPO es el costo de generación de potencia activa. Cuando se consideran sólo unidades de generación térmicas en el sistema eléctrico, la función objetivo esta descrita por la siguiente ecuación no lineal de segundo orden [Ahmad 1991],

$$F_T = \sum_{i=1}^{Ng} C_i(P_{Gi}) \quad (5.2)$$

donde F_T es el costo total de generación, Ng es el número total de generadores, incluyendo al nodo Slack. C_i representa la curvas de costo del generador i , P_{Gi} es la potencia activa generada en el generador i .

La curva de costo de una unidad térmica es de la forma mostrada por la siguiente ecuación

$$C_i(P_{Gi}) = a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2 \quad (5.3)$$

donde a_i , b_i y c_i son los coeficientes de la curva de costo cuadrática del generador i . Es importante mencionar que en la formulación del problema de FPO todos los generadores, incluyendo el Slack, introducen su curva de costo a la ecuación 5.3, debido que si esto no se hiciera, el generador Slack se despacharía con una gran cantidad de potencia y el resto de las unidades se despacharían a su mínima capacidad.

El estudio de FPO utilizado para solucionar (5.1) se realizó en base al programa desarrollado por [Ambriz 1998]. Detalles del algoritmo, manejo de restricciones e implementación práctica se presenta en [Pizano 2004]

4.3 Casos de estudio

En esta sección se presenta la aplicación del programa de FPO para determinar si la ubicación óptima de un dispositivo que permite obtener el menor índice de congestión también permite obtener el menor costo de operación del sistema.

Debido a que el programa para calcular sensibilidades se hizo considerando flujos de potencia convencionales, se necesita entonces partir desde el mismo punto de operación que el caso de un flujos óptimos, esto se realiza de la siguiente manera:

1. Se obtienen los FPO del sistema que se desea utilizar usando sus parámetros generales y condiciones de potencia del sistema mostrados en el apéndice B.
2. De los resultados obtenidos del FPO se toman algunos parámetros de interés y se utilizan como datos de entrada para un flujos de potencia convencional, con el fin de obtener los mismos resultados.
3. Una vez que se lograron las mismas condiciones de operación, se obtienen las sensibilidades, utilizando un límite máximo de potencia activa para el cálculo del índice de desempeño.
4. Utilizando flujos óptimos, se coloca un dispositivo secuencialmente en todas las líneas y se compensan al 5 por ciento más de la potencia base transmitida.
5. Después de compensar secuencialmente todas las líneas, se calcula su índice de desempeño, el costo de generación y las pérdidas.

4.3.1 Comparación entre FPO y Flujos de potencia

En esta sección se busca mostrar como los flujos de potencia cambian o se redistribuyen usando flujos de potencia convencionales y Flujos de Potencia Óptimos. La Tabla 5.1 muestra los datos de los límites de potencia activa y reactiva para los generadores, así como las curvas de costo de los mismos, datos que son utilizados en el análisis de FPO. En la Figura 5.1 se ilustran los resultados de un estudio de flujos de Potencia convencionales, mientras que en la Figura 5.2 se muestran los resultados correspondientes a Flujos Óptimos.

Tabla 4.1 Datos para generadores del sistema de 5 nodos y 7 líneas.

Nodo	Coef. Curvas de Costo			Límites Pot. Activa		Límites Pot. Reactiva	
	<i>a</i> (\$/hr)	<i>b</i> (\$/Mwhr)	<i>c</i> (\$/Mw ² hr)	Min. (Mw)	Max. (Mw)	Min. (MVAR)	Max. (MVAR)
South	60.0	3.40	0.004	30	200	-300	300
North	60.0	3.40	0.004	30	200	-300	300

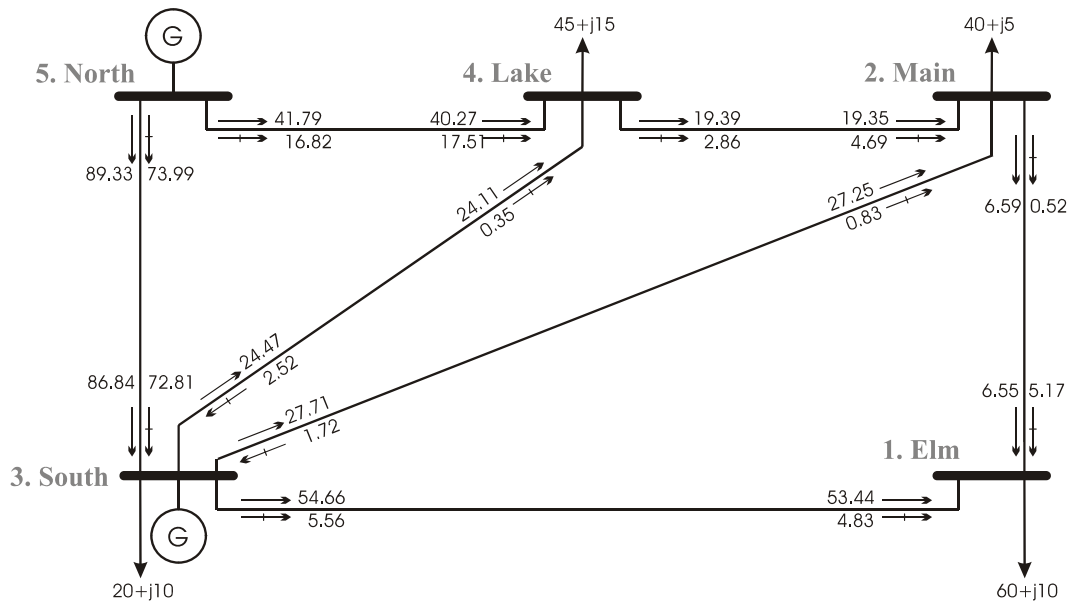


Figura 4.1 Resultados de Flujos de Potencia Convencionales

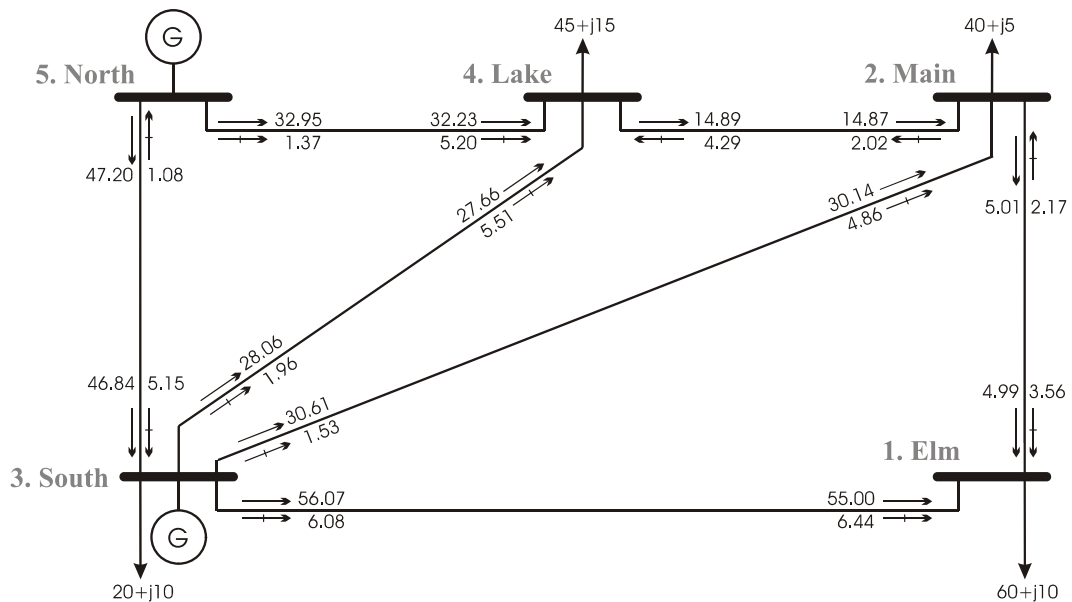


Figura 4.2 Resultados de Flujos de Potencia Óptimos

Haciendo una comparación entre los flujos de potencia convencionales y los obtenidos mediante FPO se puede observar como para el segundo caso la distribución de los flujos es más regular. Un caso claro es el flujo en la línea North- South donde flujos convencionales muestra una línea congestionada con un flujo de 86.84MW, en cambio, sólo 46.84MW fluyen con la solución de FPO. Para el caso de flujos convencionales se obtuvo un índice de desempeño de 0.5428 mientras que para el caso de flujos óptimos fue de 0.1304.

4.3.2 Costos de generación al ubicar un CAS en la red de 5 nodos y 7 líneas

Después de haber realizado los pasos 1 y 2 indicados en la sección 5.3, haciendo lo indicado en el paso 3, se calculan las sensibilidades del caso base sin ningún dispositivo y sin contemplar ninguna contingencia, utilizando un límite máximo de 75 MW para todas las líneas. Posteriormente, utilizando FPO se coloca de manera secuencial un CAS en todas las líneas incrementando la potencia que fluye por ellas en un 5% con la finalidad de observar el comportamiento del precio de la generación para diversas ubicaciones. Las sensibilidades y los flujos de potencia resultantes usando FPO se muestran en la Tabla 5.2. El índice de desempeño, el costo de generación de potencia activa y las pérdidas son mostrados para todas las localizaciones de dispositivos en la Tabla 5.3

Tabla 4.2 Sensibilidades y flujos de potencia al compensar cada línea del sistema de 5 nodos, 7 líneas

<i>i-j</i>	Sens base	Flujos Base pu	Flujos de Potencia con líneas compensadas						
			5-4	3-4	3-2	3-1	2-1	5-3	4-2
5-4	-0.3628	0.3295	0.3460	0.3247	0.3253	0.3235	0.3301	0.3104	0.3325
3-4	-0.0041	0.2806	0.2732	0.2946	0.2738	0.2709	0.2815	0.2892	0.2853
3-2	-0.0364	0.3061	0.3003	0.2999	0.3214	0.2938	0.3072	0.3130	0.3010
3-1	0.4876	0.5607	0.5580	0.5576	0.5564	0.5887	0.5581	0.5643	0.5582
2-1	-0.5031	0.0501	0.0528	0.0531	0.0543	0.0230	0.0526	0.0467	0.0525
5-3	0.3626	0.4720	0.4544	0.4763	0.4759	0.4774	0.4716	0.4956	0.4694
4-2	-0.2629	0.1489	0.1574	0.1580	0.1382	0.1337	0.1503	0.1388	0.1564

Tabla 4.3 Resultados al compensar cada línea del sistema de 5 nodos, 7 líneas

Línea compensada	ID	COSTO \$/hr	Pérdidas MW
5-4	0.1329	748.171	3.09686
3-4	0.1387	747.986	3.05284
3-2	0.1382	747.986	3.05297
3-1	0.155	748.034	3.06429
2-1	0.1375	747.976	3.05126
5-3	0.1485	748.168	3.10424
4-2	0.1369	747.977	3.05187
Sin Línea compensada	0.1388	747.976	3.05096

A manera de ilustrar más claramente la información obtenida, se grafica el ID, el costo de operación y las pérdidas del sistema, tanto para el caso base sin línea compensada como para los casos de compensación de las líneas al 5% más respecto al caso sin dispositivo. En la Figura 5.3 se ilustra con la línea segmentada el índice de desempeño para el caso base sin dispositivo, y mediante barras los índices de desempeño del sistema con los diferentes casos de líneas compensadas. En la Figura 5.4 se muestran los diferentes costos de operación para los casos con diferentes líneas compensadas, y de igual manera, con la línea segmentada se muestra el costo de operación del caso base sin dispositivo. En la Figura 5.5 se muestran las pérdidas del caso base y de los casos de compensación de las líneas. Las compensaciones de las líneas se hicieron de la posición correspondiente a la menor sensibilidad a la mayor, esto se puede ver en las gráficas ordenadas de izquierda a derecha.

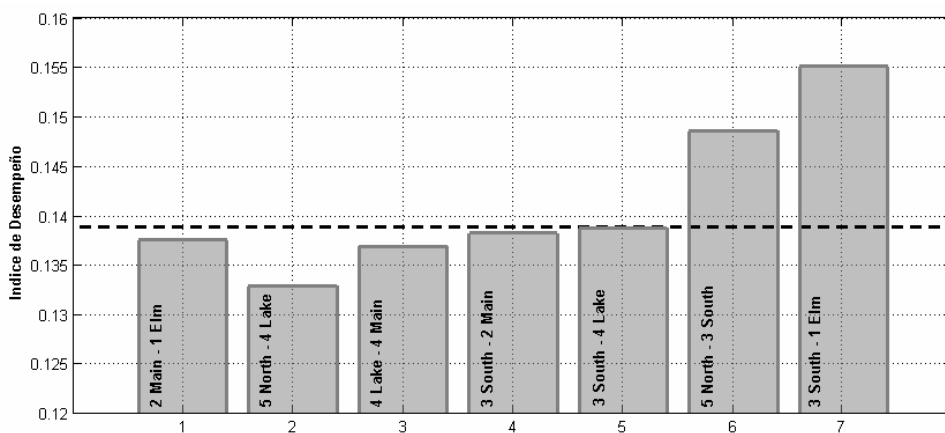


Figura 4.3 Índices de desempeño en el sistema de 5 nodos y 7 líneas

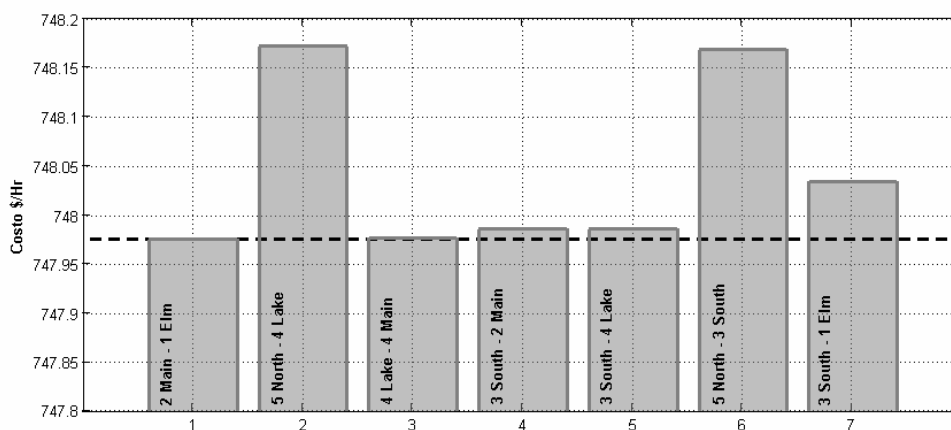


Figura 4.4 Costos de generación en el sistema de 5 nodos, 7 líneas

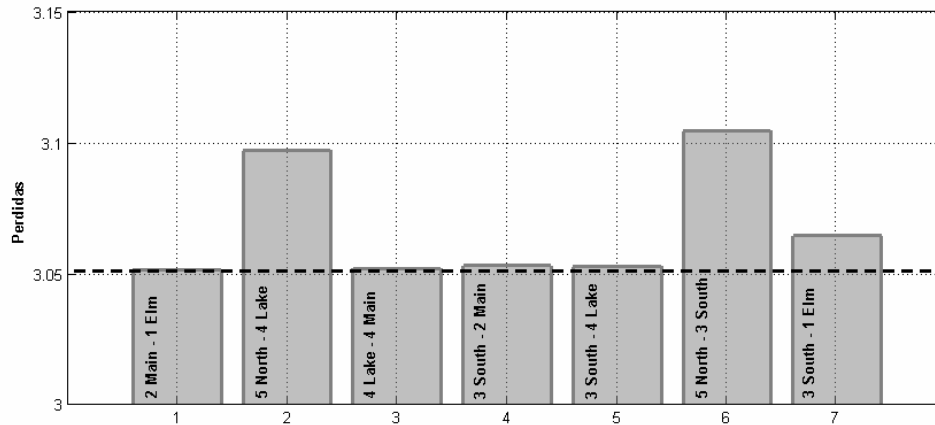


Figura 4.5 Pérdidas en el sistema de 5 nodos, 7 líneas

Se observa de la Figura 5.3 que al compensar las líneas correspondientes a las primeras cuatro sensibilidades más negativas el índice de desempeño se mantuvo por debajo del índice del caso base. Además, al compensar la línea 2-1 con la menor sensibilidad no es para este nivel de compensación la ubicación que presenta menor índice de desempeño. El costo de operación de compensar la línea con la sensibilidad más negativa es igual al del caso base, esto se puede ver en la Figura 5.4. Ahora bien, al colocar el dispositivo en la línea 5-4, ubicación correspondiente a la segunda sensibilidad resulta la posición con menor índice de desempeño, pero contrario a lo que esperaba, se obtiene el precio más alto por ubicación.

4.4 Costo de generación con un CAS en el sistema de 14 nodos

Empleando el sistema de 14 nodos de la Figura 3.3, y de la misma manera que para el caso del sistema de 5 nodos, se aumenta en 5% la transferencia mediante un Compensador Avanzado Serie en las líneas correspondientes a las primeras 5 sensibilidades más negativas para observar el efecto de la compensación en el costo de generación y en el índice de desempeño. Las curvas de costo para los generadores y los límites de potencia se muestran en la Tabla 5.4. Las sensibilidades y los flujos de potencia del sistema se muestran en la Tabla 5.5.

Tabla 4.4 Datos para generadores del sistema de 14 nodos

Nodo	Coef. Curvas de Costo			Límites Pot. Activa		Límites Pot. Reactiva	
	<i>a</i> (\$/hr)	<i>b</i> (\$/Mwhr)	<i>c</i> (\$/Mw ² hr)	Min. (Mw)	Max. (Mw)	Min. (Mw)	Max. (Mw)
1	0.2	0.3	0.01	-60	40	-60	80
2	0.2	0.3	0.01	-20	40	-40	60
3	0.2	0.3	0.01	-20	40	-20	40
6	0.2	0.3	0.01	-20	40	-20	40
8	0.2	0.3	0.01	-40	40	-20	40

Tabla 4.5 Sensibilidades y flujos de potencia al compensar líneas de la red de 14 nodos

Línea <i>i - j</i>	Sens	Flujos Base pu	Flujos de Potencia con líneas compensadas 5%				
			3 - 2	10 - 11	11 - 6	4 - 2	13 - 12
2-1	-0.0969	0.3199	0.3226	0.3204	0.3206	0.3226	0.3187
5-1	0.0980	0.1889	0.1854	0.1894	0.1885	0.1866	0.1882
3-2	-0.2302	0.2900	0.3045	0.2905	0.2913	0.2874	0.2903
4-2	-0.1103	0.1952	0.1879	0.1955	0.1951	0.2049	0.1944
5-2	0.1741	0.1317	0.1263	0.1317	0.1306	0.1280	0.1288
3-4	0.2344	0.1211	0.1052	0.1223	0.1228	0.1236	0.1238
4-5	0.2584	0.2708	0.2625	0.2727	0.2753	0.2649	0.2805
11-6	-0.1826	0.1033	0.1030	0.1066	0.1085	0.1031	0.1113
12-6	-0.1059	0.0816	0.0815	0.0807	0.0819	0.0815	0.0826
13-6	0.0437	0.1928	0.1926	0.1905	0.1941	0.1926	0.1970
10-9	0.1715	0.0231	0.0234	0.0197	0.0178	0.0233	0.0153
14-9	0.0646	0.0757	0.0758	0.0780	0.0734	0.0758	0.0706
10-11	-0.1876	0.0674	0.0671	0.0707	0.0726	0.0671	0.0752
13-12	-0.1075	0.0198	0.0198	0.0190	0.0202	0.0198	0.0208
14-13	-0.0673	0.0751	0.0749	0.0725	0.0771	0.0749	0.0802

El ID, costo de generación y las pérdidas son mostrados para todas las localizaciones del CAS en la Tabla 5.6. De manera gráfica estos valores son representados por las Figura 5.6, Figura 5.7 y Figura 5.8 respectivamente.

Tabla 4.6 Resultados al compensar líneas del sistema de 14 nodos

Línea compensada	ID	COSTO \$/hr	Pérdidas MW
3-2	0.0349	215.362	1.85237
10-11	0.0390	215.059	1.61457
11-6	0.0403	215.097	1.639
4-2	0.0378	215.388	1.85237
13-12	0.0423	215.506	1.89367
Sin Línea compensada	0.0385	215.381	1.84496

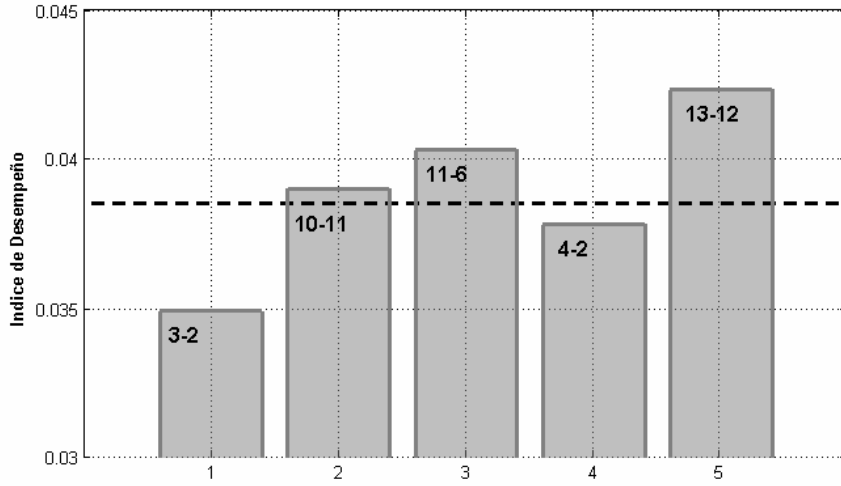


Figura 4.6 Índices de desempeño en el sistema de 14 nodos

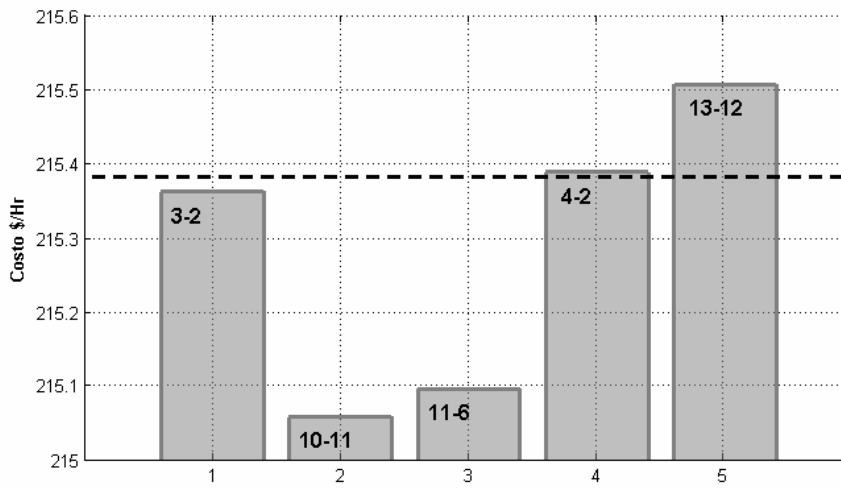


Figura 4.7 Costos de generación en el sistema de 14 nodos

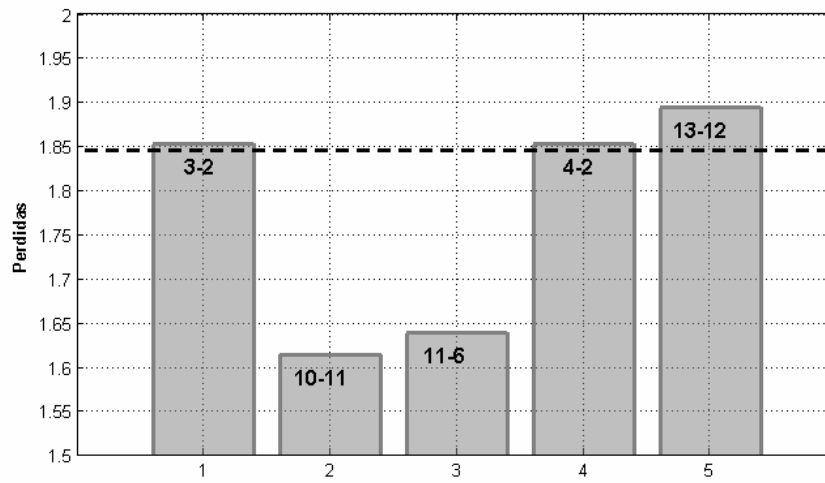


Figura 4.8 Pérdidas con diferentes líneas compensadas en el sistema de 14 nodos

De la Figura 5.7 se puede observar que el mayor costo de generación ocurrió al ubicar el dispositivo en la línea 13-12 correspondiente a la quinta sensibilidad más negativa, que para este caso en particular si corresponde al mayor índice de desempeño. Al ubicar el dispositivo en la línea 3-2 correspondiente a la primer sensibilidad, el costo de generación es ligeramente menor al del caso base sin dispositivo. Sin embargo no fue el menor costo encontrado de todas las ubicaciones, el menor costo ocurre ubicando el dispositivo la línea 10-11 correspondiente a la segunda sensibilidad.

4.5 Costo de generación al ubicar un CAS en el sistema de 30 nodos

Ahora empleando el sistema de 30 nodos mostrado en la Figura 5.9, y de la misma manera que para los casos de los sistema de cinco y catorce nodos, se aumentará en 5% la transferencia de potencia activa mediante un Compensador Avanzado Serie conectado secuencialmente en las líneas correspondientes a las primeras 5 sensibilidades más negativas, para observar su efecto en el costo de generación de potencia activa y en el índice de desempeño.

Las curvas de costo para los generadores y los límites de potencia activa y reactiva se muestran en la tabla 5.7. Las sensibilidades del caso base, los flujos de potencia del sistema sin compensar y redistribución de los mismos después de la compensación se mostrarán en la Tabla 5.8.

Tabla 4.7 Datos para generadores del sistema de 30 nodos.

Nodo	Coef. Curvas de Costo			Límites Pot. Activa		Límites Pot. Reactiva	
	<i>a</i> (\$/hr)	<i>b</i> (\$/Mwhr)	<i>c</i> (\$/Mw ² hr)	Min. (Mw)	Max. (Mw)	Min. (Mw)	Max. (Mw)
1	0	3.51	0.005	10	270	-60	80
2	0	3.51	0.005	10	100	-50	50
13	0	3.51	0.005	10	100	-60	60

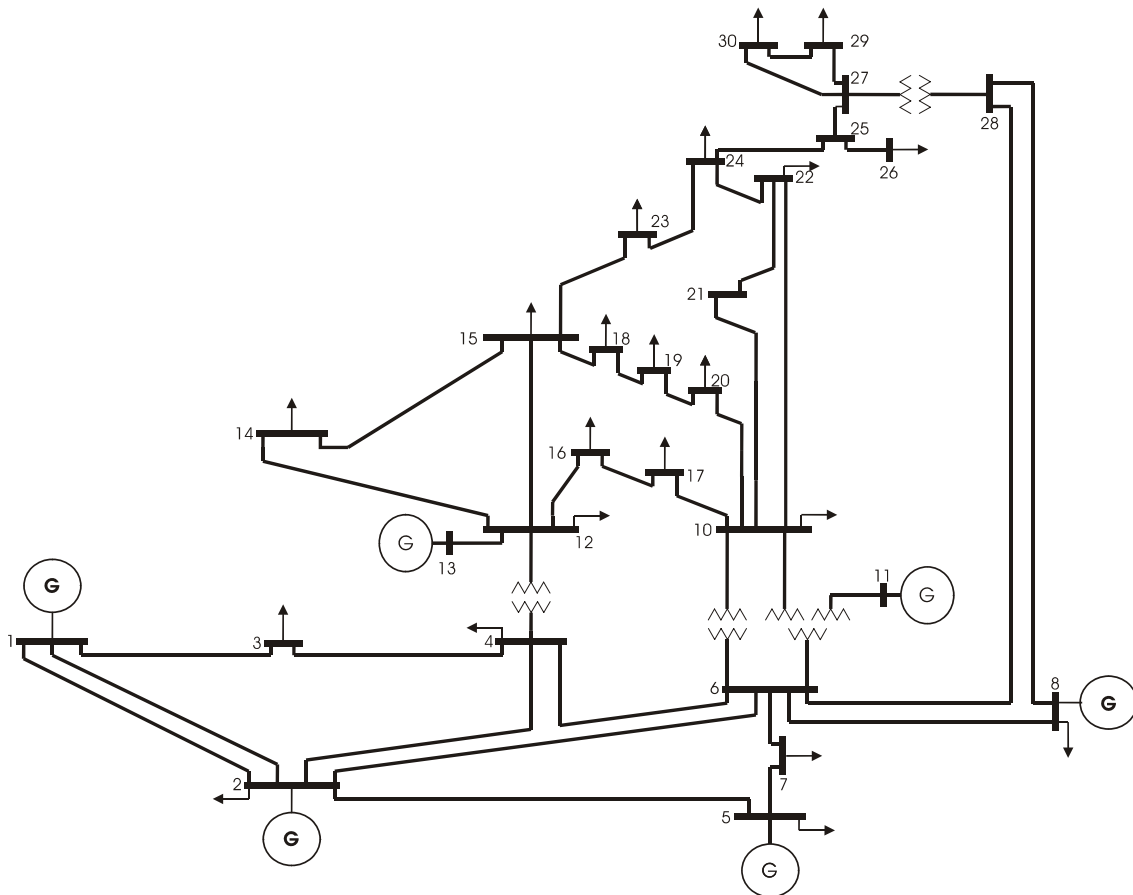


Figura 4.9 Red IEEE de 30 nodos

El índice de desempeño de flujos de potencia activa, costo de generación de potencia activa y las pérdidas son mostrados para todas las localizaciones de dispositivos en la Tabla 5.9. Y de manera gráfica estos valores son representados por Figura 5.10, Figura 5.11 y Figura 5.12 respectivamente.

Tabla 4.8 Sensibilidades y flujos de potencia al compensar líneas del sistema 30 nodos

Línea <i>i - j</i>	Sens	Flujos Base	Flujos de Potencia con líneas compensadas				
			3-4	1-3	7-5	6-7	17-10
1-2	0.0000	1.1237	1.1161	1.1275	1.1176	1.1164	1.1226
1-3	-4.3223	0.5775	0.6040	0.6064	0.5801	0.5755	0.5761
2-4	0.0000	0.3617	0.3596	0.3632	0.3580	0.3539	0.3602
3-4	-4.5507	0.5413	0.5683	0.5710	0.5454	0.5408	0.5398
2-5	1.2952	0.7819	0.7760	0.7782	0.7692	0.7575	0.7814
2-6	0.0000	0.5188	0.5154	0.5201	0.5134	0.5095	0.5173
4-6	-0.6208	0.6770	0.6790	0.6813	0.6784	0.6785	0.6766
7-5	-1.2942	0.1850	0.1879	0.1848	0.1943	0.2059	0.1856
6-7	-1.2073	0.4170	0.4194	0.4161	0.4259	0.4378	0.4176
6-8	0.0665	0.2942	0.2918	0.2937	0.2914	0.2907	0.2942
12-14	-0.1698	0.0946	0.0950	0.0934	0.0956	0.0981	0.0949
12-15	-0.3198	0.2469	0.2466	0.2415	0.2507	0.2577	0.2480
12-16	-0.6924	0.1488	0.1473	0.1429	0.1520	0.1587	0.1500
14-15	-0.1677	0.0316	0.0322	0.0306	0.0328	0.0352	0.0320
16-17	-0.7123	0.1121	0.1109	0.1066	0.1154	0.1220	0.1132
15-18	-0.4250	0.1016	0.1010	0.0987	0.1032	0.1074	0.1024
18-19	-0.4310	0.0687	0.0682	0.0660	0.0704	0.0745	0.0694
19-20	0.3769	0.0266	0.0270	0.0293	0.0249	0.0208	0.0259
10-20	0.3853	0.0490	0.0493	0.0516	0.0472	0.0430	0.0483
17-10	-1.0158	0.0212	0.0201	0.0159	0.0246	0.0311	0.0223
10-21	0.0272	0.1414	0.1442	0.1423	0.1442	0.1428	0.1411
10-22	0.0073	0.0654	0.0673	0.0660	0.0673	0.0663	0.0652
22-21	-0.0315	0.0345	0.0315	0.0334	0.0316	0.0330	0.0348
15-23	-0.5005	0.0912	0.0927	0.0885	0.0951	0.1000	0.0920
22-24	0.1376	0.0306	0.0354	0.0323	0.0353	0.0330	0.0300
23-24	-0.5104	0.0585	0.0600	0.0559	0.0625	0.0673	0.0592
24-25	-0.4202	0.0016	0.0080	0.0008	0.0103	0.0128	0.0018
25-26	0.0000	0.0354	0.0353	0.0353	0.0353	0.0353	0.0354
25-27	0.4601	0.0343	0.0275	0.0348	0.0252	0.0227	0.0341
27-29	-0.0186	0.0617	0.0616	0.0616	0.0616	0.0616	0.0617
27-30	-0.0191	0.0707	0.0705	0.0705	0.0705	0.0705	0.0707
29-30	-0.0122	0.0370	0.0369	0.0369	0.0369	0.0369	0.0370
28-8	-0.1030	0.0074	0.0093	0.0076	0.0097	0.0103	0.0074
6-28	-0.0024	0.1746	0.1693	0.1748	0.1674	0.1655	0.1745

Tabla 4.9 Resultados al compensar líneas del sistema de 30 nodos.

Línea compensada	ID	COSTO \$/hr	Pérdidas MW
3-4	0.104796	9.10984	1047.96
1-3	0.104648	8.81195	1046.48
7-5	0.104795	8.99378	1047.95
6-7	0.104852	9.0465	1048.52
17-10	0.105383	10.3778	1053.83
Sin Línea compensada	0.105365	10.3514	1053.65

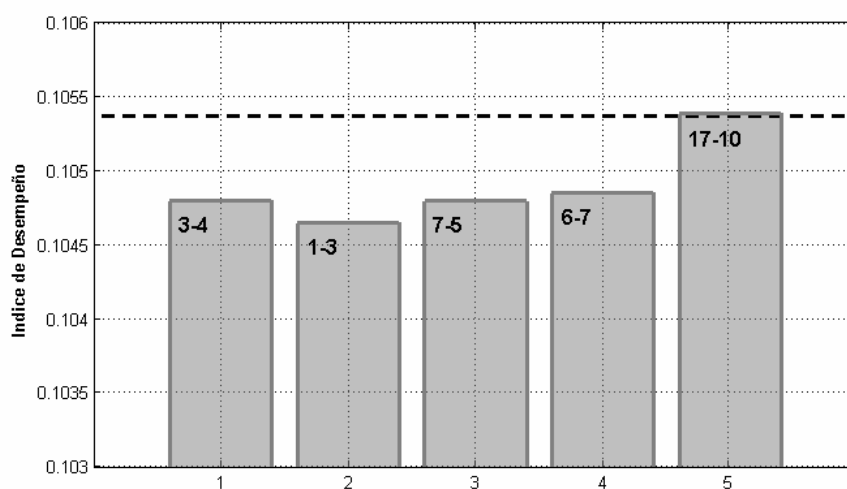


Figura 4.10 Índices de desempeño con diferentes líneas compensadas en la red de 30 nodos

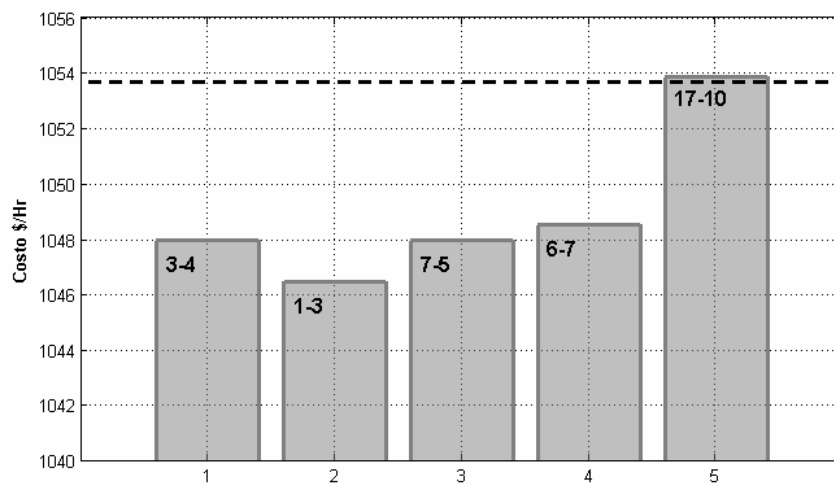


Figura 4.11 Costo de generación con diferentes líneas compensadas en la red de 30 nodos

Para el caso de 30 nodo sucede algo muy similar en las primeras 5 sensibilidades con el caso de 14 nodos, solo que todas las ubicaciones, excepto la quinta están por debajo del costo base sin dispositivos, pero al igual que en el caso anterior el dispositivo en la línea dos correspondiente a la segunda sensibilidad es con el que se obtiene un costo de generación más barato.

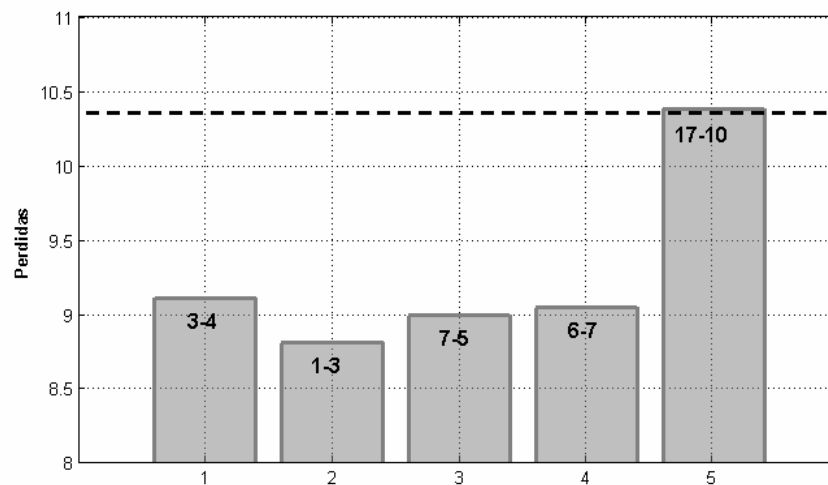


Figura 4.12 Pérdidas con diferentes líneas compensadas en el sistema de 30 nodos

En cuanto a las pérdidas en el sistema de 14 nodos, se observa de la Figura 5.12 que colocar el dispositivo en la línea 3-4 no produce el menor costo de generación, mas sin embargo, esta considerablemente por debajo del caso base. Si se toma en consideración el costo de generación al colocar el dispositivo las primeras cuatro sensibilidades serían una opción a considerar.

4.6 Conclusiones

El minimizar el costo de generación utilizando flujos de potencia óptimos con restricciones implica necesariamente una redistribución de flujos de potencia. Tal redistribución es la que permite la obtención de un punto óptimo. Respondiendo a la pregunta formulada en inicio de este capítulo, la cual hablaba de que ubicar un dispositivo en la posición que nos indica la sensibilidad es la ubicación más económica, la respuesta es: “No necesariamente”. No es un hecho que al ubicar el dispositivo donde el método de sensibilidades nos indica

genera el menor costo de operación, esto es debido a que el índice de desempeño no hace distinción entre una línea u otra y la aportación de cada línea al índice es solamente una relación que hay entre el flujo a través de ella y un límite preestablecido, en cambio para el caso de este trabajo, Flujos Óptimos no toma en cuenta los límites de la línea.

La mejor ubicación es entonces la que se determina por medio de sensibilidades y no en la posición que no da el menor costo, ya que la ubicación del dispositivo en la menor sensibilidad asegura el menor índice de congestión.

Es de utilidad hacer un balance entre el costo del dispositivo, los beneficios que aporta el dispositivo, y el costo de dicha ubicación, así se podría llegar a un manejo adecuado del sistema de una manera económica.

Capítulo 5

Conclusiones y Trabajos Futuros

5.1 Conclusiones Generales

Las sensibilidades es una técnica muy útil para la búsqueda de una ubicación óptima de un dispositivo SIFLETCA en el sistema eléctrico. Esta técnica hace uso de derivadas parciales con las cuales se puede encontrar como se modifica una función de interés, ante pequeños cambios en algunos de sus parámetros. Los parámetros respecto a los cuales se calcularon las sensibilidades fueron la potencia activa, potencia reactiva y magnitud de voltaje. En esta tesis, la función sobre la que se calcularon las sensibilidades es un índice de desempeño, el cual, es una simple relación entre la potencia activa máxima permisible y la potencia activa que circula por la línea. Con este índice se encuentra una medida del grado de utilización de las líneas, donde dicho índice tiene un valor muy grande cuando existen sobrecargas.

Para el cálculo de las sensibilidades se colocó secuencialmente un controlador en todas las líneas o nodos propensos a compensar, y los parámetros del controlador se ajustaron de tal manera que controlaran, ya sea potencia o voltaje, a un valor muy similar al que se tenía en el caso base sin dispositivo. Esto con el fin de obtener condiciones muy similares de operación y poder tener una misma referencia con la cual comparar las sensibilidades. Para cada ubicación del dispositivo se calcularon las sensibilidades, pero además, para simular posibles eventos indeseables en el sistema, se simularon contingencias. Esto último se hizo sacando secuencialmente todas las líneas de operación, también calculándose las sensibilidades para cada uno de los casos de contingencia. Una vez que el dispositivo controlador se ha colocado, la especificación de control puede variar de acuerdo a las condiciones del sistema y objetivos requeridos.

En este trabajo se consideró como lugar óptimo aquel donde el dispositivo disminuye de mejor manera el congestionamiento de la red. Dicho de otra manera, aquel lugar que reduzca al mínimo el índice de desempeño. Los dispositivos considerados en este trabajo

fueron el CEV, CAS, TD, TTC y el CUF. Dado que en el trabajo se busca incrementar la capacidad de transmisión del sistema eléctrico, se eligió como indicador de la ubicación óptima la sensibilidad más negativa. En esta posición, el índice de desempeño es negativamente más sensible ante variaciones positivas de potencia y voltaje.

Se utilizó la técnica de la Descomposición en Valores Singulares de la matriz jacobiana. El jacobiano que describe el estado del sistema se representó como una sumatoria del producto de los vectores singulares derechos, los valores singulares, y los vectores singulares izquierdos. Con esta representación fue posible encontrar los nodos participan de mayor manera en la inestabilidad de voltaje del sistema. Se tomó como medida de la cercanía del sistema a la inestabilidad el mínimo valor singular, el cual se buscó modificar mediante la inclusión de un controlador en paralelo.

Mediante la utilización de Flujos de potencia Óptimos, se obtuvieron los costos de generación de potencia activa del sistema para diferentes ubicaciones óptimas desde el punto de vista de la reducción de la congestión, llegando a la conclusión de que no necesariamente ubicar el controlador en la posición donde el índice de desempeño se reduce al mínimo, es la posición donde el costo de generación es menor.

5.2 Contribuciones

En la actualidad diferentes investigaciones se han hecho sobre el tema de la ubicación de dispositivos SIFLETCA mediante sensibilidades. La presente tesis propone el análisis considerando eventos que ponen en riesgo la integridad del sistema, tales como cuando una línea sale de operación, ya sea por falla o por maniobra.

La principal aportación de esta tesis, y en la cual se centra gran parte de este trabajo, fue encontrar un sitio donde un dispositivo SIFLETCA debe ser colocado para reducir el congestionamiento del sistema, y la determinación del impacto que tiene esta ubicación del controlador en el costo de generación de energía eléctrica.

5.3 Trabajos Futuros

A continuación se hacen algunas recomendaciones que podrían dar lugar a nuevas investigaciones y desarrollo de herramientas relacionadas con la búsqueda de un lugar óptimo de un dispositivo SIFLETCA utilizando sensibilidades.

En el presente trabajo se buscó la ubicación para un solo dispositivo. Como trabajo futuro se podría considerar la inclusión de dos o más dispositivos iguales, o la combinación en la red de varios de los dispositivos existentes.

Se puede abordar el tema de la ubicación desde otro punto de vista diferente a la congestión. Otras funciones pueden ser consideradas tales como reducción de pérdidas, control de voltaje e inclusive la reducción del costo de generación, entre otras. Además se pueden agregar otros parámetros, diferentes a los considerados en este trabajo, para los cuales realizar el análisis de sensibilidades.

La mayoría de las herramientas desarrolladas por investigadores representan para el usuario ajeno, una herramienta con un ambiente poco amigable. Es recomendable el uso de interfaces gráficas que faciliten su uso y simplifiquen su complejidad.

Debido a que el impacto de los dispositivos SIFLETCA en el SEP depende su ubicación. La fusión del tema de la localización de dichos dispositivos en un programa de flujos óptimos puede ser un tema interesante para trabajos futuros.

Apéndice A Localización de dispositivos SIFLETCA mediante el análisis singular

A.1 Introducción

La descomposición en valores singulares del modelo del SEP presenta características de interés para el estudio de la estabilidad de voltaje en redes complejas. Dicha estabilidad tiene una relación muy estrecha con la seguridad en los sistemas de potencia. Partiendo desde este punto de vista y utilizando la técnica de descomposición en valores singulares, es posible identificar los elementos del sistema con mayor participación en el fenómeno de inestabilidad y por ende en la degradación de la seguridad del sistema. El desarrollo presentado en este capítulo consiste en la determinación de nodos donde la localización de elementos compensadores en paralelo mejoran la estabilidad ante variaciones de potencia reactiva. También consiste en la determinación de líneas cuyos parámetros al ser cambiados tienen el mejor efecto ante variaciones de potencia activa y reactiva. La localización propuesta de los dispositivos SIFLETCA se hará en base al método de descomposición en valores singulares.

A.2 Descomposición en valores singulares

La descomposición en valores singulares (DVS) es un conjunto de técnicas que tratan conjuntos de ecuaciones o matrices que son singulares o que están numéricamente muy cerca de serlo. Con este conjunto de técnicas se puede diagnosticar el problema cuando la eliminación Gaussiana o la descomposición LU fallan; esto es, si durante el proceso de solución un elemento pivote es cero tal que el problema no pueda ser resuelto, aún cuando se haga una permutación de filas o columnas. Si lo dicho anteriormente sucede, no es posible encontrar una solución única al problema debido a que filas o columnas de la matriz son una combinación lineal de otras, a las matrices con este problema se les llama matrices singulares.

La DVS está basada en el siguiente teorema del álgebra lineal: Cualquier matriz A de $m \times n$ cuyo número de filas m es mayor o igual que el número de columnas n puede ser

En base a la ecuación (A.1) se puede escribir la inversa de la matriz \mathbf{A} como sigue:

$$\mathbf{A}^{-1} = \sum_{i=1}^n \frac{\mathbf{v}_i \mathbf{w}_i^T}{\sigma_i} \quad (\text{A.2})$$

A.2.1 Formulación del SEP en términos de la DVS

Las ecuaciones linealizadas de los balances de potencia nodal que describen el estado del sistema de potencia se escriben de la forma:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \frac{\Delta V}{V} \end{bmatrix} = \mathbf{J}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (\text{A.3})$$

En donde la matriz jacobiana que es real, cuadrada y asimétrica tiene dimensión de $k = 2n - g - 1$ ($k = 2 * \text{num. de nodos} - \text{num. de generadores} - 1$).

En base a la expresión (A.2), el sistema anterior en términos de los vectores singulares derechos e izquierdos y de los valores singulares se puede escribir como:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \frac{\Delta V}{V} \end{bmatrix} = \sum_{i=1}^n \frac{\mathbf{v}_i \mathbf{w}_i^T}{\sigma_i} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (\text{A.4})$$

Los vectores singulares izquierdos y derechos de la expresión (A.4) se definen de la siguiente manera:

$$\mathbf{w}_i = \begin{bmatrix} \mathbf{w}_\theta \\ \mathbf{w}_v \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} w_{\theta^1} \cdots w_{\theta^{n-1}} & w_{v^n} \cdots w_{v^k} \end{bmatrix}^T \quad (\text{A.5})$$

$$\mathbf{v}_i = \begin{bmatrix} \mathbf{v}_\theta \\ \mathbf{v}_v \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{\theta^1} \cdots v_{\theta^{n-1}} & v_{v^n} \cdots v_{v^k} \end{bmatrix}^T \quad (\text{A.6})$$

Si el mínimo valor singular σ_1 es mucho menor que los restantes valores singulares, entonces los cambios de los voltajes nodales en (A.4) pueden ser obtenidos aproximadamente de la expresión:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \frac{\Delta V}{V} \end{bmatrix} \approx \frac{\mathbf{v}_1 \mathbf{w}_1^T}{\sigma_1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \mathbf{v}_1 S_1 \quad (\text{A.7})$$

Donde S_1 es un escalar que proporciona información sobre el efecto de cambios incrementales en la carga en la magnitud y fase de los voltajes nodales, y puede utilizarse para identificar los nodos críticos [Gamm y Golub 1998].

$$S_1 = \frac{\mathbf{w}_1^T}{\sigma_1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (\text{A.8})$$

De la expresión (A.7) se puede observar que para cambios incrementales en la carga, las máximas variaciones de voltajes nodales ocurrirán en los nodos corresponden a las máximas componentes de vector derecho relacionado al valor singular σ_1 , estos nodos son los nodos críticos del sistema.

Si fuera necesario considerar r componentes en (A.7), tal que permitan estudiar en forma precisa el comportamiento del sistema, los cambios en la magnitud y ángulo de los voltajes nodales se obtienen de la suma de r vectores

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \frac{\Delta V}{V} \end{bmatrix} = \sum_{i=1}^r \frac{\mathbf{v}_i \mathbf{w}_i^T}{\sigma_i} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \sum_{i=1}^r \mathbf{v}_i S_i \quad (\text{A.9})$$

Donde r es el número de valores singulares dominantes. Por regla $r \leq 2$, lo cual permite despreciar las componentes de S que no contribuyan de manera significativa a los cambios en los voltajes nodales [Gamm y Golub 1998].

Existen algunas características de la descomposición en valores singulares de la matriz \mathbf{A} , una de particular interés para el estudio descrito es que el mínimo valor singular σ_{min} proporciona una medida de la cercanía del sistema a la inestabilidad, y muy probablemente a la inestabilidad de voltaje. Como se mencionó antes, muestra de alguna manera que tan seguro es operar el sistema en dichas condiciones. Una medida utilizada para conocer que tan cerca está la matriz de ser singular es el número de condición, el cuál es definido como una relación entre la magnitud del mayor valor singular y el menor valor singular. Si una

matriz es singular, su número de condición es infinito, la matriz está mal condicionada si su número de condición es muy grande.

El deterioro de la condicionalidad de la matriz jacobiana debido a cambios en el sistema de estados, por ejemplo condiciones de sobrecarga las cuales pueden llevar al sistema a la pérdida de estabilidad o colapso de voltaje, pueden ser eliminados mediante el uso de dispositivos SIFLETCA.

A.3 Localización de dispositivos SIFLETCA en el SEP mediante la DVS

A.3.1 Sistema de 5 nodos y 6 líneas

Utilizando los sistemas de 5 nodos y 6 líneas, mostrado en Figura 3.1, y partiendo del mismo punto de operación resultante del sistema sin ningún dispositivo y sin ninguna contingencia, se procede mediante la Descomposición en Valores Singulares a encontrar una localización de los dispositivos SIFLETCA que desde éste enfoque es óptima. La matriz jacobiana es evaluada en el punto de operación del sistema, una vez evaluada se procede a la descomposición en valores singulares tal y como se mencionó en la sección A.2, donde las matrices \mathbf{W} , $\mathbf{\Sigma}$ y \mathbf{V} son obtenidas, las cuales se muestran en (A.10), (A.11) y (A.12) respectivamente.

$$\mathbf{W} = \begin{bmatrix} 0.3423 & -0.0921 & 0.3962 & 0.7351 & -0.2865 & 0.3080 \\ 0.0997 & 0.0376 & 0.5973 & -0.4799 & 0.1302 & 0.6202 \\ 0.6763 & 0.1425 & -0.4005 & 0.2886 & -0.1132 & 0.5155 \\ -0.6094 & -0.1199 & -0.5693 & -0.1707 & 0.0832 & 0.5041 \\ 0.1110 & -0.5786 & -0.0342 & -0.2894 & -0.7534 & -0.0157 \\ -0.1783 & 0.7878 & -0.0215 & -0.1819 & -0.5600 & -0.0216 \end{bmatrix} \quad (\text{A.10})$$

$$\mathbf{\Sigma} = \begin{bmatrix} 80.5167 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 67.6981 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 60.6419 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 32.6772 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 24.6258 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 6.0794 \end{bmatrix} \quad (\text{A.11})$$

$$\mathbf{V} = \begin{bmatrix} -0.3596 & 0.0617 & 0.3913 & 0.7840 & -0.0902 & 0.3017 \\ 0.0973 & 0.0778 & 0.5915 & -0.4900 & 0.0631 & 0.6249 \\ 0.6968 & -0.0583 & -0.3834 & 0.3200 & 0.0108 & 0.5115 \\ -0.6118 & -0.0750 & -0.5754 & -0.1804 & 0.0172 & 0.5061 \\ 0.0234 & -0.5822 & 0.0704 & -0.0794 & -0.8055 & 0.0212 \\ 0.0288 & 0.8014 & -0.1181 & -0.0640 & -0.5820 & 0.0161 \end{bmatrix} \quad (\text{A.12})$$

El área sombreada de (A.12) es vector singular derecho de interés correspondiente al mínimo valor singular $\sigma_1= 6.0794$.

Los elementos con mayor magnitud en el subvector derecho indican los nodos críticos y por lo tanto, los nodos propicios para una compensación en paralelo, tal y como se ve en la expresión (A.7). Tomando en cuenta esto, se puede ver claramente de (A.12) que es conveniente compensar en paralelo el nodo 3, debido a que es el valor de mayor magnitud en el subvector, además dicha compensación mejoraría en mayor medida la condicionalidad del sistema. Los nodos factibles a compensar en paralelo son mostrados en forma descendente de acuerdo a su importancia en la Tabla A.1.

Tabla A.1 Ubicaciones óptimas para un dispositivo SIFLETCA en derivación

Ubicación	Comp. Paralelo
1 ^{era}	3
2 ^{da}	4
3 ^{ra}	5
4 ^{ta}	2

A.3.1 Sistema de 5 nodos y 7 líneas

Los resultados obtenidos por medio de flujos de potencia de la red de 5 nodos y 7 líneas de la Figura 3.2, y utilizando los parámetros mostrados en el Apéndice B, se utilizan para evaluar la matriz jacobiana y hacer su descomposición en valores singulares.

En (A.13) se ilustra vector derecho correspondiente al mínimo valor singular $\sigma_1=3.5911$. Las ubicaciones para el dispositivo en derivación son mostradas en la Tabla A.2.

$$\mathbf{v}_1 = \begin{bmatrix} v_{\theta^1} \\ v_{\theta^2} \\ v_{\theta^3} \\ v_{\theta^4} \\ v_{v^1} \\ v_{v^2} \\ v_{v^4} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.5812 \\ 0.5273 \\ 0.3335 \\ 0.4914 \\ 0.1041 \\ 0.1036 \\ 0.0995 \end{bmatrix} \quad (\text{A.13})$$

Tabla A.2 Ubicaciones óptimas para dispositivos SIFLETCA en derivación

Ubicación	Comp. Paralelo
1 ^{era}	1
2 ^{da}	2
3 ^{ra}	4
4 ^{ta}	3

A.3.2 Análisis de resultados de los métodos de sensibilidades y DVS

Aunque ambos métodos de localización, sensibilidades y descomposición en valores singulares, mencionados en este trabajo sugieren ubicaciones óptimas, cabe mencionar que no es posible hacer una comparación entre ellos debido a que el primero utiliza sensibilidades que están calculadas respecto al índice de desempeño y por lo tanto toma en cuenta los límites de las líneas. Desde este enfoque, las ubicaciones sugeridas por el método pueden cambiar de acuerdo a los cambios en los límites. Esto no pasa en la técnica de descomposición en valores singulares ya que independientemente de los límites de las líneas se pueden obtener posiciones donde la ubicación del dispositivo mejorará el mínimo valor singular y por ende la estabilidad del sistema.

El análisis de resultados de esta sección se hace solo de manera ilustrativa, ya que la comparación en si de los dos métodos no se puede hacer por lo mencionado en el párrafo anterior. En La Tabla A.3 se muestran las diferentes ubicaciones del dispositivo controlador utilizando el método de sensibilidades y el DVS, para compensación en paralelo.1

Tabla A.3 Comparación para los métodos de Sensibilidades y valores singulares para dispositivos en paralelo

Ubicación	Sensibilidad Caso CEV	DVS
1 ^{era}	1 (ELM)	1 (ELM)
2 ^{da}	2 (MAIN)	2 (MAIN)
3 ^{ra}	4 (LAKE)	4 (LAKE)

A.4 Conclusiones

El método de localización de dispositivos mediante técnica de Descomposición en valores Singulares de la matriz Jacobiana es un método muy general que basa sus resultados en el mejoramiento del mínimo valor singular sin distinción del dispositivo SIFLETCA que se trate y sin considerar límites de potencia activa para las líneas. Este método discrimina la contribución de los elementos que no se relacionan con el mínimo valor singular ya que hace la consideración de que la solución del sistema de potencia se puede representar por los vectores derecho e izquierdo correspondientes al mínimo valor singular, ya que estos contribuyen en gran manera a la solución. Dicha discriminación lo hace poco confiable.

El método de Descomposición en Valores Singulares puede ser utilizado como preámbulo para estudios más complejos que busquen localizaciones óptimas de dispositivos SIFLETCA ó, desde el punto de vista de estabilidad, para estudios que busquen mejorar la condicionalidad de la matriz Jacobiana.

En resumen, el método de localización en base a las sensibilidades, y el mostrado en este Apéndice nos indican ubicaciones de dispositivos SIFLETCA que son óptimas desde dos puntos de vista diferentes: la congestión del sistema y la estabilidad; dichas ubicaciones óptimas no necesariamente son las mismas ni están relacionadas, esto es debido a la naturaleza de los métodos utilizados para su obtención y las consideraciones que cada método toma en cuenta.

Apéndice B Datos de Sistemas Eléctricos

En el presente Apéndice se muestran los datos generales y configuración de los sistemas utilizados para relizar los casos de estudio que se incluyen en este trabajo. La potencia base para todos los sistemas se consideró de 100 MVA.

B.1 Sistema de 5 Nodos y 6 líneas

Tabla B.1. Número de nodos y componentes del sistema de 5 nodos y 6 líneas

Nodos	Líneas de Transmisión	Transformadores	Generadores	Cargas	Compensadores en derivación	Nodo Slack
5	6	0	3	2	0	Nodo1

Tabla B.2 Líneas de Transmisión del sistema de 5 nodos y 6 líneas

Nodo de envío	Nodo de recepción	R (pu.)	X _L (pu.)	B _{TOTAL} (pu.)
nodo1	nodo2	0.0285	0.0866	0.00
nodo3	nodo5	0.0285	0.0866	0.00
nodo1	nodo4	0.0129	0.0483	0.00
nodo2	nodo3	0.0129	0.0483	0.00
nodo2	nodo5	0.0129	0.0483	0.00
nodo4	nodo5	0.0129	0.0483	0.00

Tabla B.3 Cargas del Sistema de 5 nodos y 6 líneas

Nodo	P _{carga} (MW)	Q _{carga} (MVAR)
4	80	20
5	200	20

B.2 Sistema de 5 Nodos y 7 líneas

Tabla B.4 Número de nodos y componentes del sistema de 5 nodos y 7 líneas

Nodos	Líneas de Transmisión	Transformadores	Generadores	Cargas	Compensadores en derivación	Nodo Slack
5	7	0	2	4	0	North

Tabla B.5 Datos de generadores del sistema de 5 nodos y 7 líneas

Nodo	Coef. curvas de costo			Límites de pot. activa		Límites de pot. reactiva	
	a (\$/hr)	b (\$/MWhr)	C (\$/MW ² hr)	Min. (MW)	Max. (MW)	Min. (MVAR)	Max. (MVAR)
North	60	3.4	0.004	10	200	-500	500
South	60	3.4	0.004	10	200	-300	300

Tabla B.6 Líneas de transmisión del sistema de 5 nodos y 7 líneas

Nodo de envío	Nodo de recepción	R (pu.)	X _L (pu.)	B _{TOTAL} (pu.)
North	South	0.02	0.06	0.06
North	Lake	0.08	0.24	0.05
South	Lake	0.06	0.18	0.04
South	Main	0.06	0.18	0.04
South	Elm	0.04	0.12	0.03
Lake	Main	0.01	0.03	0.02
Main	Elm	0.08	0.24	0.05

Tabla B.7 Límites de voltaje sistema de 5 nodos y 7 líneas

Tipo de nodo	Límites de Voltaje	
	Min.	Max.
Slack	0.9	1.5
Generador	0.9	1.1
Carga	0.9	1.1

Tabla B.8. Cargas del sistema de 5 nodos y 7 líneas

Nodo	P _{carga} (MW)	Q _{carga} (MVAR)
South	20	10
Lake	45	15
Main	40	5
Elm	60	10

B.3 Sistema AEP de 14 Nodos

Tabla B.9 Número de nodos y componentes del sistema de 14 nodos

Nodos	Líneas de Transmisión	Transformadores	Generadores	Cargas	Compensadores en derivación	Nodo Slack
14	15	5	5	11	1	Nodo1

Tabla B.10. Datos de Generadores del sistema de 14 nodos

Nodo	Coef. Curvas de costo			Límites de pot. activa		Límites de pot. reactiva	
	a (\$/hr)	b (\$/MWhr)	c (\$/MW ² hr)	Min. (MW)	Max. (MW)	Min. (MVAR)	Max. (MVAR)
Nodo1	0.20	0.30	0.010	10	80	-60	80
Nodo2	0.20	0.30	0.010	10	80	-40	60
Nodo3	0.20	0.30	0.010	10	60	-20	40
Nodo6	0.20	0.30	0.010	10	60	-20	40
Nodo8	0.20	0.30	0.010	10	60	-20	40

Tabla B.11. Líneas de transmisión del sistema de 14 nodos

Nodo de envío	Nodo de recepción	R (pu.)	X _L (pu.)	B _{TOTAL} (pu.)
nodo1	nodo2	0.0285	0.0866	0.00
nodo3	nodo5	0.0285	0.0866	0.00
nodo1	nodo4	0.0129	0.0483	0.00
nodo2	nodo3	0.0129	0.0483	0.00
nodo2	nodo5	0.0129	0.0483	0.00
nodo4	nodo5	0.0129	0.0483	0.00

Tabla B.12. Límites de voltaje del sistema de 14 nodos

Tipo de nodo	Límites de Voltaje (pu)	
	Min.	Max.
Slack	0.94	1.15
Generador	0.94	1.15
Carga	0.94	1.06

Tabla B.13 Transformadores del sistema de 14 nodos

Nodo de envío	Nodo de recepción	X_s (pu)	T_v	U_v
Nodo4	Nodo7	0.20912	0.978	1.0
Nodo4	Nodo9	0.55618	0.969	1.0
Nodo5	Nodo6	0.25202	0.932	1.0
Nodo7	Nodo8	0.17615	1.0	1.0
Nodo7	Nodo9	0.11001	1.0	1.0

Tabla B.14 Cargas del sistema de 14 nodos

Nodo	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR)
Nodo2	21.7	12.7
Nodo3	94.2	19.0
Nodo4	47.8	-3.9
Nodo5	7.6	1.6
Nodo6	11.2	7.5
Nodo9	29.5	16.6
Nodo10	9.0	5.8
Nodo11	3.5	1.8
Nodo12	6.1	1.6
Nodo13	13.5	5.8
Nodo14	14.9	5.0

B.15 Compensadores en derivación en el sistema de 14 nodos

Nodo	G (pu.)	B (pu.)
Nod_9	0.0	0.19

B.4 Sistema de 30 Nodos

Tabla B.16. Número de nodos y componentes del sistema de 30 nodos

Nodos	Líneas de Transmisión	Trans.	Generadores	Cargas	Compensadores en derivación	Nodo Slack
30	34	7	6	21	0	Nodo1

Tabla B.17. Datos de generadores del sistema de 30 nodos

Nodo	Coef. Curvas de costo			Límites de pot. activa		Límites de pot. Reactiva	
	a (\$/hr)	b (\$/MWhr)	c (\$/MW ² hr)	Min. (MW)	Max. (MW)	Min. (MVAR)	Max. (MVAR)
Nodo1	0.0	0.0245	0.005	0	261	-60	80
Nodo2	0.0	0.351	0.005	0	40	-50	50
Nodo5				0	0	-50	50
Nodo8				0	0	-50	60
Nodo11				0	0	-60	60
Nodo13	0.0	0.30	0.010	0	410	-150	155

Tabla B.18 Transformadores del sistema de 30 nodos

Nodo de envío	Nodo de recepción	X _s (pu)	T _v	U _v
Nodo6	Nodo9	0.208	0.978	1.0
Nodo6	Nodo10	0.556	0.969	1.0
Nodo9	Nodo11	0.208	1	1.0
Nodo9	Nodo10	0.11	1	1.0
Nodo4	Nodo12	0.256	0.932	1.0
Nodo12	Nodo13	0.14	1	1.0
Nodo28	Nodo27	.396	0.968	1.0

Tabla B.19 Límites de voltaje 30 nodos

Tipo de nodo	Límites de Voltaje (pu.)	
	Min.	Max.
Slack	1	1.2
Generador	0.90	1.15
Carga	0.90	1.06

Tabla B.20 Líneas de transmisión del sistema de 30 nodos

Nodo de envío	Nodo de recepción	R (pu.)	X_L (pu.)	B_{TOTAL} (pu.)
Nod_1	Nod_2	0.0192	0.0575	0.0528
Nod_1	Nod_3	0.0452	0.1852	0.0408
Nod_2	Nod_4	0.057	0.1737	0.0368
Nod_3	Nod_4	0.0132	0.0379	0.0084
Nod_2	Nod_5	0.0472	0.1983	0.0418
Nod_2	Nod_6	0.0581	0.1763	0.0374
Nod_4	Nod_6	0.0119	0.0414	0.009
Nod_7	Nod_5	0.046	0.116	0.0204
Nod_6	Nod_7	0.0267	0.082	0.017
Nod_6	Nod_8	0.012	0.042	0.009
Nod_12	Nod_14	0.1231	0.2559	0
Nod_12	Nod_15	0.0662	0.1304	0
Nod_12	Nod_16	0.0945	0.1987	0
Nod_14	Nod_15	0.221	0.1997	0
Nod_16	Nod_17	0.0824	0.1923	0
Nod_15	Nod_18	0.107	0.2185	0
Nod_18	Nod_19	0.0639	0.1292	0
Nod_19	Nod_20	0.034	0.068	0
Nod_10	Nod_20	0.0936	0.209	0
Nod_17	Nod_10	0.0324	0.0845	0
Nod_10	Nod_21	0.0348	0.0749	0
Nod_10	Nod_22	0.0727	0.1499	0
Nod_22	Nod_21	0.0116	0.0236	0
Nod_15	Nod_23	0.1	0.202	0
Nod_22	Nod_24	0.115	0.179	0
Nod_23	Nod_24	0.132	0.27	0
Nod_24	Nod_25	0.1885	0.3292	0
Nod_25	Nod_26	0.2544	0.38	0
Nod_25	Nod_27	0.1093	0.2087	0
Nod_27	Nod_29	0.2198	0.4153	0
Nod_27	Nod_30	0.3202	0.6027	0
Nod_29	Nod_30	0.2399	0.4533	0
Nod_28	Nod_8	0.0636	0.2	0.0428
Nod_6	Nod_28	0.0169	0.0599	0.013

Tabla B.21 Cargas en el sistema de 30 nodos

Nodo	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR)
Nodo2	21.7	12.7
Nodo3	2.4	1.2
Nodo4	7.6	1.6
Nodo5	94.2	19.0
Nodo7	22.8	10.9
Nodo8	30	30
Nodo10	5.8	-17
Nodo12	11.2	7.5
Nodo14	6.2	1.6
Nodo15	8.2	2.5
Nodo16	3.5	1.8
Nodo17	9.0	5.8
Nodo18	3.2	0.9
Nodo19	9.5	3.4
Nodo20	2.2	0.7
Nodo21	17.5	11.2
Nodo23	3.2	1.6
Nodo24	8.7	2.4
Nodo26	3.5	2.3
Nodo29	2.4	0.9
Nodo30	10.6	1.9

Referencias

[Ahmad 1991]

Ahmad, A., Tesis doctoral; "*Optimal Power Flow Solution Using Second Order Newton Method*", Universidad de Manchester Institute of Engineering and Electronics, 1991.

[Ambriz 1998]

Ambriz Pérez H., "Tesis doctoral; "*Flexible Ac Transmission Systems Modelling in Optimal Power Flows Using Newton's Method*", Universidad de Glasgow, 1998.

[Berizzi et al. 1996]

Berizzi A., Silvestri A., Tironi E., Zaninelli D., y Marannino P., "*Power Flows and Voltage Control in Electrical Systems by Traditional and Innovative Devices*". 1996. IEEE Transactions on Power System, Vol. 16, Agosto. 2001, pp. 1620 – 1626.

[Cañizares y Faur 1999]

Cañizares C. A., y Faur Z.T., "*Analysis of SVC and TCSC controllers in voltage collapse*", IEEE Transactions on Power Apparatus and System. Febrero 1999, Vol. 14, PP. 158-165.

[Fang y Ngan 1999]

Fang W. L., y Ngan H. W., "*Optimising location of unified power flow controllers using the method of augmented lagrange multipliers*," IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib, Sep. 1999 Vol. 146, pp. 428-434.

[Frank 1978]

Frank Paul M. "*Introduction to System Sensitivity Theory*". Academic Press. 1978, pp 3-11.

[Gamm y Golub 1998]

Gamm Alexandr Z., y Golub Irina I. "*Determination of Locations for FACTS and Energy Storage by the Singular Analysis*". Proceedings of International Conference on Power System Technology, POWERCON '98. Vol. 1, 18-21 Agosto 1998, pp. 411- 414.

[Gerbex et al. 2001]

Gerbex, S., Cherkaoui, R., y Germond, A.J. "*Optimal Location of Multi-type FACTS Devices in a Power System by means of Genetic Algorithms Power Systems*". IEEE Transactions on Power System, Vol. 16, No. 3, Agosto 2001, pp. 537 – 544.

[Hingorani 1988]

Hingorani N. G., “*High Power Electronics and Flexible AC Transmission System*”. IEEE Power Engineering Review, Vol. 8, No. 7, Julio 1988, pp. 3-4.

[Hingorani 2000]

Hingorani N. G., “*Role of FACTS in a deregulated market,*” in Proc. 2000 Power Engineering Society Summer Meeting, pp. 1463-1467.

[Leonidaki *et al.* 2001]

Leonidaki E. A., Hatzargyriou N. D., Manos G. A., y Papadias B. C., “*A systematic approach for effective location of series compensation to increase available transfer capability*” in Proc. IEEE Porto Power Tech Conf., 2001, 6 pages.

[Lima *et al.* 2003]

Lima F.G.M., Galiana F.D., Kockar I. y Munoz J., “*phase shifter placement in large-scale systems via mixed integer linear programming,*” IEEE Transactions on Power System. Agosto. 2003 Vol. 18, pp. 1029-1034.

[Mansour *et al.* 1994]

Mansour Y., Xu W., Alvarado F., y Rinzin C., “*SVC placement using critical modes of voltage stabilit,*” IEEE Transactions on Power System. Vol. 9, pp. 757-762, Mayo 1994.

[McCallum *et al.* 1999]

McCallum William G., Gleason Andrew M., Hughes-Hallett Deborah, et al. “*Cálculo de Varias Variables*”. 1999, pp 141-145.

[Paterni *et al.* 1999]

Paterni P., Vitet S., Bena M., y Yokoyama A., “*Optimal location of phase shifters in the french network by genetic algorithm*” IEEE Transactions on Power Systems. Febrero. 1999, Vol. 14, pp. 37-42.

[Pizano 2004]

Pizano Martinez A.; Tesis de maestría; “*Modelado de enlaces de corriente directa basados en Fuentes de voltaje conmutadas para el análisis de flujos de potencia óptimos*” Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, 2004.

[Press *et al.* 1999]

Press William H., Flannery Brian P., Teukolsky Saul A. y Vetterling William T. “*Numerical Recipes in C : The Art of Scientific Computing*” Segunda ed., Cambridge University Press, 1992.

[Sing 2001]

Singh S. N. “*Location of FACTS Device for Enhancing Power System Security*”. Electric Power Systems Research, Vol. 58, No.2, Junio 2001, pp. 162-166.

[Sing y David 2000]

Singh S. N. y David A. K. “*Congestion Management by Optimising FACTS Device Location*”. IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT-2000), 4-7 Abril 2000, London England, pp. 23-28.

[Sing y David 2001]

Singh S. N., David A. K. “*Optimal Location of FACTS Devices for Congestion Management*”. Electric Power Systems Research, Vol. 58, No.2, Junio 2001, pp. 71-79.

[Tomovic y Vokobratovic]

Tomovic, R. y Miodir Vokobratovic, K. “*General Sensitivity Theory*” American Elsevier Publishing Company, 1972. pp 1-9.