



UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN
NICOLÁS DE HIDALGO

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

“FLUJOS DE POTENCIA CON REGULACIÓN
PRIMARIA EN SISTEMAS FLEXIBLES DE
TRANSMISIÓN DE CORRIENTE ALTERNA”

TESIS

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

PRESENTA
ING. REYMUNDO RAMÍREZ BETANCOUR

ASESOR
DR. CLAUDIO RUBÉN FUERTE ESQUIVEL

MORELIA, MICHOACÁN

FEBRERO DEL 2006



Agradecimientos

Antes que todo quiero agradecer infinitamente a Dios, que me dio salud y la fuerza necesaria para concluir esta etapa de mi vida.

Agradezco inmensamente a mis padres Alicia Betancourt Medrano y José Ramírez Molina por su apoyo, paciencia y comprensión que me brindan en cada momento.

A mis hermanos Isela, Marithza, Brenda, Sonia y Jaime por su compañía y amistades.

Agradezco a Martha Isela el cariño, lealtad, apoyo y comprensión que ha tenido para mí en todo momento.

Un agradecimiento especial a la Familia Vega Loya por la amistad, consejos y hospitalidad que me brindan.

A todos los profesores, en especial a mi asesor de tesis Dr. Claudio R. Fuerte Esquivel por su disposición y ayuda brindada.

A mis amigos y compañeros de generación: Abel, Hugo Antonio, Gaffie, Edgar, Ruben por la amistad que me dieron.

Agradezco a al profesor M.I. Oscar Figueroa Cruz por sus palabras de motivación y la ayuda para estudiar la maestría.

Resumen

En este trabajo de tesis se propone un modelo de flujos de potencia con regulación primaria en SIstemas FLExibles de Transmisión de Corriente Alterna (SIFLETCA). El modelo de flujos de potencia desarrollado considera las desviaciones de frecuencia del sistema, la acción del regulador de velocidad sobre la generación de potencia y la dependencia de voltaje y frecuencia de las cargas. Los dispositivos SIFLETCA implementados en este modelo de flujos de potencia son el Transformador Cambiador de Tap Bajo Carga (TCTC), el Transformador Desfasador (TD), Compensador Serie Controlado por Tiristores (CSCT), el Compensador Estático de Vars (CEV) y el Controlador Universal de Flujos de Potencia (CUFP).

Por medio del modelo de flujos de potencia con regulación primaria se desarrollo una herramienta computacional basada en el método de continuación para analizar el problema de colapso de voltaje estático en SIFLETCA, debido a la variación de los niveles de carga. En base a esta herramienta, se evalúa el impacto de los controladores SIFLETCA sobre el fenómeno de colapso de voltaje.

Abstract

This thesis proposes a model of power flows with primary regulation in Flexible Alternating Current Transmission System (FACTS). The developed power flow model considers the frequency deviations of the system, the action of the speed governor on the power generation and the dependency of voltage and frequency of the loads. The FACTS devices implemented in this model of power flows are the Load Tap-Changer (LTC), Phase Shifter Transformer (PS), Thyristor Controlled Series Compensator (TCSC), the Static Var Compensator (SVC) and the Unified Power Flow Controller (UPFC).

By means of the power flow model with primary regulation a computational tool based on the method of continuation for analysis of problem of static voltage collapse in FACTS was developed, due to the variation of the load levels. Based on this tool, the effects of these controllers on voltage collapse phenomena are evaluated.

Contenido

Resumen.....	i
Abstract.....	ii
Simbología y Abreviaciones.....	v
Lista de Tablas.....	vii
Lista de Figuras.....	ix

CAPITULO 1 INTRODUCCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.2 ESTADO DEL ARTE.....	3
1.3 JUSTIFICACIÓN Y MOTIVACIÓN.....	5
1.4 OBJETIVOS.....	6
1.5 ESTRUCTURA DE LA TESIS.....	6

CAPITULO 2 MODELADO DE REGULACIÓN PRIMARIA Y CARGAS NO LINEALES PARA LA OBTENCIÓN DE PUNTOS DE EQUILIBRIO

2.1 INTRODUCCION.....	8
2.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA DE CONTROL DE FRECUENCIA.....	8
2.3 ECUACIONES DE FLUJO DE POTENCIA.....	12
2.3.1 MODELO DE POTENCIA EN GENERADORES.....	12
2.3.2 MODELO DE CARGAS.....	15
2.3.3 MODELO DEL ELEMENTO DE TRANSMISIÓN.....	16
2.4 BALANCE DE POTENCIA NODAL.....	20
2.5 TIPOS DE NODOS.....	21
2.6 TÉCNICA DE SOLUCIÓN BASADA EN EL MÉTODO DE NEWTON-RAPHSON.....	23
2.6.1 SOLUCIÓN DE LAS ECUACIONES DE BALANCE DE POTENCIA.....	25
2.6.2 EJEMPLO DE APLICACIÓN.....	26
2.6.3 CONVERGENCIA E INICIALIZACIÓN DEL MÉTODO.....	28
2.6.4 CRITERIO DE REVISIÓN DE LÍMITES Y MANEJO DE TIPOS DE NODOS.....	29
2.7 INCLUSIÓN DE DISPOSITIVOS SIFLETCA EN LA FORMULACIÓN DE FLUJOS DE POTENCIA... 31	
2.7.1 TRANSFORMADOR CON CAMBIADOR DE TAP BAJO CARGA (TCTC).....	32
2.7.2 TRANSFORMADOR DESFASADOR (TD).....	34
2.7.3 COMPENSADOR SERIE CONTROLADO POR TIRISTORES (CSCT-AD).....	34
2.7.4 COMPENSADOR ESTÁTICO DE VARS (CEV).....	36
2.7.5 CONTROLADOR UNIVERSAL DE FLUJOS DE POTENCIA (CUFP).....	37
2.8 FORMULACIÓN DEL MÉTODO DE CONTINUACIÓN EN FPRP.....	38
2.9 CONCLUSIONES.....	43

CAPITULO 3 CASOS DE ESTUDIO PARA FPRP

3.1 INTRODUCCIÓN.....	44
3.2 COMPARACIÓN DE FLUJOS DE POTENCIA CONVENCIONALES Y FLUJOS DE POTENCIA CON REGULACIÓN PRIMARIA Y CARGAS NO LINEALES (FPRP).	44
3.3 ANÁLISIS DE FPRP EN LA RED DE 5 NODOS.....	47
3.4 ANÁLISIS DE FPRP EN LA RED DE 30 NODOS.....	54
3.5 ANÁLISIS DE LA RED CON DISPOSITIVOS SIFLETCA	65
3.5.1 TRANSFORMADOR CON CAMBIADOR DE TAP BAJO CARGA (TCTC).....	65
3.5.2 TRANSFORMADOR DESFASADOR (TD)	67
3.5.3 COMPENSADOR SERIE CONTROLADO POR TIRISTORES (modelo de ángulo de disparo, CSCT-AD).....	70
3.5.4 COMPENSADOR ESTÁTICO DE VARs (modelo de ángulo de disparo con transformador, CEV).....	72
3.5.5 CONTROLADOR UNIVERSAL DE FLUJOS DE POTENCIA (CUFP)	74
3.6 CONCLUSIONES.....	77

CAPITULO 4 CASOS DE ESTUDIO DEL MÉTODO DE CONTINUACION PARA FPRP

4.1 INTRODUCCIÓN.....	78
4.2 ANÁLISIS DE COLAPSO DE VOLTAJE SIN DISPOSITIVOS SIFLETCA	78
4.2.1 ANÁLISIS DE LA RED DE 5 NODOS	79
4.2.2 ANÁLISIS DE LA RED DE 39 NODOS	83
4.2.3 ANÁLISIS DE LA RED DE 118 NODOS	88
4.3 ANÁLISIS DE LA RED CON DISPOSITIVOS SIFLETCA	91
4.3.1 TRANSFORMADOR CON CAMBIADOR DE TAP BAJO CARGA (TCTC).....	91
4.3.2 TRANSFORMADOR DESFASADOR (TD).....	96
4.3.3 COMPENSADOR SERIE CONTROLADO POR TIRISTORES (modelo de ángulo de disparo, CSCT-AD).....	101
4.3.4 COMPENSADOR ESTÁTICO DE VARS (modelo de ángulo de disparo con transformador, CEV).....	104
4.3.5 CONTROLADOR UNIVERSAL DE FLUJOS DE POTENCIA (CUFP).....	106
4.4 CONCLUSIONES.....	112

CAPITULO 5 CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

5.1 CONCLUSIONES GENERALES	113
5.2 CONTRIBUCIONES	114
5.3 TRABAJOS FUTUROS	115

Apéndice A Parámetros casos de estudio del Capítulo 3.....	116
---	-----

Apéndice B Construcción de la matriz Jacobiana.....	122
--	-----

Apéndice C Parámetros casos de estudio del Capítulo 4.....	129
---	-----

Apéndice D Comparación del método de FPRP.....	144
---	-----

BIBLIOGRAFÍA	148
---------------------------	-----

Simbología y Abreviaciones

f	Frecuencia de operación del sistema
Δf	Desviación de frecuencia
$\Delta P_i, \Delta Q_i$	Desviación de potencia activa y reactiva
P_{Gi}, Q_{Gi}	Generación de potencia activa y reactiva
P_{Li}, Q_{Li}	Potencia activa y reactiva de carga
P_{ij}, Q_{ij}	Flujo de potencia activa y reactiva
P_{Gi_set}, Q_{Gi_set}	Generación de potencia activa y reactiva de referencia
P_{Ri}	Salida de potencia nominal
R_i	Estatismo o coeficiente de regulación de velocidad
P_{Gi_min}, P_{Gi_max}	Límites de generación de potencia activa
Q_{Gi_min}, Q_{Gi_max}	Límites de generación de potencia reactiva
a_{Qi}, b_{Qi}	Coefficientes de generación de potencia reactiva
\bar{V}_G	Voltaje en terminales del generador
\bar{V}_{Gset}	Voltaje de referencia en terminales del generador
E	Voltaje de campo
E_{min}, E_{max}	Límites del voltaje de campo
P_{Li_set}	Potencia activa demandada de referencia
K_{pi}	Característica de frecuencia en la potencia activa de carga
p_{pi}, p_{ci}, p_{zi}	Característica de voltaje en la potencia activa de carga
K_{qi}	Característica de frecuencia en la potencia reactiva de carga
q_{pi}, q_{ci}, q_{zi}	Característica de voltaje en la potencia reactiva de carga
V_i	Voltaje nodal
θ_i	Ángulo del voltaje nodal
λ	Parámetro de cargabilidad
Z	Vector tangente
e_k	Vector fila unitario

σ	Longitud de paso
SIFLETCA	Sistemas FLExibles de Transmisión en Corriente Alterna
SEP	Sistema Eléctrico de potencia
FPC	Flujos de Potencia Convencionales
FPRP	Flujos de Potencia con Regulación Primaria
MC	Método de Continuación
MCFP	Método de Continuación de Flujos de Potencia
MCFPRP	Método de Continuación de Flujos de Potencia con Regulación Primaria
CSCT	Compensador Serie Controlado por Tiristores
AD	Ángulo de Disparo
TCTC	Transformado Cambiador de Tap bajo Carga
TD	Transformador Desfasador
CEV	Compensador estático de Vars
CUFP	Controlador Universal de Flujos de Potencia
AVR	Regulador de Voltaje Automático
ALFC	Control Automático de Carga-Frecuencia

Lista de Tablas

Tabla 2.1 Tipo de dispositivos SIFLETCA	32
Tabla 3.1 Cargas de la red de 5 nodos.	45
Tabla 3.2 Voltajes nodales finales de la red de 5 nodos.	45
Tabla 3.3 Potencia de referencia de los generadores.	46
Tabla 3.4 Voltajes nodales finales de la red de 5 nodos.	46
Tabla 3.5 Potencia de referencia.	48
Tabla 3.6 Cargas iniciales.	48
Tabla 3.7 Potencias generadas	48
Tabla 3.8 Cargas finales.	48
Tabla 3.9 Incremento de carga.	49
Tabla 3.10 Potencias generadas	49
Tabla 3.11 Cargas finales.	49
Tabla 3.12 Cargas iniciales.	50
Tabla 3.13 Cargas finales.	50
Tabla 3.14 Potencias generadas	50
Tabla 3.15 Cargas finales	51
Tabla 3.16 Generación final de potencia.	51
Tabla 3.17 Características de los generadores.	55
Tabla 3.18 Cargas fijas.	56
Tabla 3.19 Cargas dependientes de frecuencia y voltaje	56
Tabla 3.20 Cargas de potencia finales dependiente de f y V	56
Tabla 3.21 Potencias generadas.	56
Tabla 3.22 Cargas dependientes de frecuencia y voltaje	57
Tabla 3.23 Cargas fijas.	57
Tabla 3.24 Potencias generadas.	58
Tabla 3.25 Cargas de potencia finales dependiente de f y V	58
Tabla 3.26 Cargas dependientes de frecuencia y voltaje	58
Tabla 3.27 Cargas fijas.	58
Tabla 3.28 Potencias generadas.	59
Tabla 3.29 Cargas de potencia finales dependiente de f y V	59
Tabla 3.30 Generación de potencia activa y reactiva.	60
Tabla 3.31 Cargas dependientes de f y V	60
Tabla 3.32 Generación de potencia activa y reactiva.	61
Tabla 3.33 Cargas dependientes de f y V	61
Tabla 3.34 Resultados del SEP con un TCTC.	66
Tabla 3.35 Generación de potencia.	66
Tabla 3.36 Taps finales del análisis de FPC y FPRP con un TCTC.	67
Tabla 3.37 Resultados del SEP con un TD.	68
Tabla 3.38 Generación de potencia.	69
Tabla 3.39 Ángulos finales del análisis de FPC y FPRP con un TD.	69
Tabla 3.40 Resultados del SEP con un CSCT-AD.	71
Tabla 3.41 Generación de potencia.	71
Tabla 3.42 Resultados del análisis de FPC y FPRP.	72
Tabla 3.43 Resultados del SEP con un CEV.	73
Tabla 3.44 Generación y consumo de potencia.	73
Tabla 3.45 Resultados del análisis de FPC y FPRP.	74
Tabla 3.46 Condiciones iniciales del CUPF.	75
Tabla 3.47 Resultados del caso base.	76
Tabla 3.48 Resultados del sistema con CUPF.	76
Tabla 3.49 Distribución de potencia.	76
Tabla 3.50 Iteraciones del FPC y FPRP.	77
Tabla 4.1 Variación del multiplicador k_{Li} para cada sistema considerado.	79
Tabla 4.2 Características del generador PV.	79
Tabla 4.3 Cargas fijas.	79
Tabla 4.4 Características del generador North.	80
Tabla 4.5 Características del generador regulador, South.	81

Tabla 4.6 Características de generadores <i>PV</i>	84
Tabla 4.7 Cargas del sistema de 39 nodos.	84
Tabla 4.8 Características del nodo 39.	85
Tabla 4.9 Características de los generadores reguladores.	86
Tabla 4.10 Parámetros considerados en sistemas de estudio para el TCTC.	91
Tabla 4.11 Parámetros considerados en sistemas de estudio para el TD.	96
Tabla 4.12 Parámetros considerados en sistemas de estudio para el CSCT-AD.	101
Tabla 4.13 Parámetros considerados en sistemas de estudio para el CEV.	104
Tabla 4.14 Parámetros considerados en sistemas de estudio para el CUF.	107

Lista de Figuras

Figura 2.1 Lazos de control de un generador síncrono.....	9
Figura 2.2 Diagrama esquemático del lazo primario ALFC	10
Figura 2.3 Modelo del gobernador del generador.....	13
Figura 2.4 Curva característica de generación de potencia reactiva.	14
Figura 2.5 Circuito equivalente π de un elemento de transmisión.	16
Figura 2.6 Balance de potencia en el nodo i . (a) Potencia activa. (b) Potencia reactiva.	19
Figura 2.7 Sistema de 4 nodos	27
Figura 2.8 Estructura del Jacobiano con controladores SIFLETCA.	32
Figura 2.9 Transformador de dos devanados.....	33
Figura 2.10 Modulo del CSCT.....	35
Figura 2.11 CEV con transformador de acoplamiento.	36
Figura 2.12 Circuito equivalente del CUPF.....	37
Figura 2.13 Proceso Predicción-Corrección.	41
Figura 3.1 Resultados de flujos de potencia convencionales	45
Figura 3.2 Resultados de flujos de potencia mediante FPRP.....	46
Figura 3.3 Desviaciones de frecuencia	52
Figura 3.4 Magnitudes de voltaje finales.	53
Figura 3.5 Ángulos de voltaje finales.	53
Figura 3.6 Generación final de potencia activa.	53
Figura 3.7 Generación final de potencia reactiva.	53
Figura 3.8 Máximas desviaciones de potencia activa.....	54
Figura 3.9 Máximas desviaciones de potencia reactiva.....	54
Figura 3.10 Sistema de 30 nodos.	54
Figura 3.11 Desviaciones de frecuencia.	62
Figura 3.12 Generación de potencia activa.....	63
Figura 3.13 Generación de potencia reactiva.....	63
Figura 3.14 Magnitudes de voltaje finales.....	63
Figura 3.15 Ángulos de voltaje nodal.	64
Figura 3.16 Máximas desviaciones de potencia activa.....	64
Figura 3.17 Máximas desviaciones de potencia reactiva.	64
Figura 3.18 Colocación del TCTC en serie con la línea de transmisión.....	65
Figura 3.19 Colocación del TD en serie con la línea de transmisión.....	67
Figura 3.20 Desplazamiento de los tap's complejos.	68
Figura 3.21 Colocación del CSCT en serie con la línea de transmisión.	70
Figura 3.22 Colocación del CEV en un nodo del sistema.	72
Figura 3.23 Colocación del CUPF en serie con la línea de transmisión.	74
Figura 4.1 Diagrama de bifurcación de la magnitud de voltaje en el nodo Lake.	80
Figura 4.2 Comportamiento del ángulo del voltaje en el nodo Lake.	82
Figura 4.3 Desviaciones de frecuencia del sistema en cada caso.....	83
Figura 4.4 Diagrama de bifurcación de voltaje en el nodo 8.....	85
Figura 4.5 Comportamiento del ángulo de voltaje en el nodo 8.	87
Figura 4.6 Comportamiento de la frecuencia de la red 39 nodos.....	87
Figura 4.7 Comportamiento del voltaje en el nodo 34.	89
Figura 4.8 Comportamiento del ángulo de voltaje en el nodo 34.	90
Figura 4.9 Desviaciones de frecuencia del sistema de 118 nodos.....	90
Figura 4.10 Diagrama de bifurcación del voltaje en el nodo Lake del sistema de 5 nodos con TCTC controlando la magnitud de voltaje.	92
Figura 4.11 Pérdidas totales de potencia activa del sistema de 5 nodos con TCTC controlando la magnitud de voltaje en el nodo Lake.	93
Figura 4.12 Pérdidas totales de potencia reactiva del sistema de 5 nodos con TCTC controlando la magnitud de voltaje en el nodo Lake.	93
Figura 4.13 Desviaciones de frecuencia con TCTC controlando la magnitud de voltaje en el nodo Lake.	94
Figura 4.14 Diagrama de bifurcación del voltaje en el nodo 34 del sistema de 118 nodos con TCTC controlando la magnitud de voltaje.	94
Figura 4.15 Pérdidas totales de potencia activa del sistema de 118 nodos con TCTC controlando la magnitud de voltaje en el nodo 34.	95

Figura 4.16 Pérdidas totales de potencia reactiva del sistema de 118 nodos con TCTC controlando la magnitud de voltaje en el nodo 34.....	95
Figura 4.17 Desviación de frecuencia del sistema de 118 nodos con TCTC controlando el voltaje en el nodo 34.....	96
Figura 4.18 Diagrama de bifurcación del voltaje en el nodo Lake del sistema de 5 nodos con TD controlando el flujo de potencia activa entre Lake y Main.....	97
Figura 4.19 Pérdidas totales de potencia activa del sistema de 5 nodos con TD controlando el flujo de potencia activa entre Lake y Main.....	97
Figura 4.20 Pérdidas totales de potencia reactiva del sistema de 5 nodos con TD controlando el flujo de potencia activa entre Lake y Main.....	98
Figura 4.21 Desviaciones de frecuencia del sistema de 5 nodos con TD controlando el flujo de potencia activa entre Lake y Main.....	98
Figura 4.22 Diagrama de bifurcación del voltaje en el nodo 34 del sistema de 118 nodos con TD controlando el flujo de potencia activa entre los nodos 34 y 36.....	99
Figura 4.23 Desviaciones de frecuencia del sistema de 118 nodos con TD controlando el flujo de potencia activa entre los nodos 34 y 36.....	99
Figura 4.24 Pérdidas totales de potencia activa del sistema de 118 nodos con TD controlando el flujo de potencia activa entre los nodos 34 y 36.....	100
Figura 4.25 Pérdidas totales de potencia reactiva del sistema de 118 nodos con TD controlando el flujo de potencia activa entre los nodos 34 y 36.....	100
Figura 4.26 Diagrama de bifurcación del voltaje en el nodo Lake del sistema de 5 nodos con CSCT-AD controlando el flujo de potencia activa entre Lake y North.....	102
Figura 4.27 Desviaciones de frecuencia del sistema con CSCT-AD controlando el flujo de potencia activa entre Lake y North.....	102
Figura 4.28 Diagrama de bifurcación del voltaje en el nodo 34 del sistema de 118 nodos con CSCT-AD controlando el flujo de potencia activa entre los nodos 34 y 19.....	103
Figura 4.29 Desviaciones de frecuencia del sistema de 118 nodos con CSCT-AD controlando el flujo de potencia activa entre los nodos 34 y 19.....	103
Figura 4.30 Diagrama de bifurcación del voltaje en el nodo Lake del sistema de 5 nodos con CEV controlando la magnitud de voltaje.....	104
Figura 4.31 Desviaciones de frecuencia del sistema de 5 nodos con CEV controlando la magnitud de voltaje en Lake.....	105
Figura 4.32 Diagrama de bifurcación del voltaje en el nodo 118 del sistema de 118 nodos con CEV controlando la magnitud de voltaje.....	106
Figura 4.33 Desviaciones de frecuencia del sistema de 118 nodos con CEV controlado la magnitud de voltaje en el nodo 118.....	106
Figura 4.34 Diagrama de bifurcación del ángulo del voltaje del nodo Lake del sistema de 5 nodos con CUFPP entre los nodos Lake y North.....	108
Figura 4.35 Desviaciones de frecuencia del sistema de 5 nodos con CUFPP entre los nodos Lake y North.....	108
Figura 4.36 Pérdidas totales de potencia activa del sistema de 5 nodos con CUFPP entre los nodos Lake y North.....	109
Figura 4.37 Pérdidas totales de potencia reactiva del sistema de 5 nodos con CUFPP entre los nodos Lake y North.....	109
Figura 4.38 Diagrama de bifurcación del ángulo del voltaje del nodo 118 del sistema de 118 nodos con CUFPP entre los nodos 118 y 75.....	110
Figura 4.39 Desviaciones de frecuencia en el sistema de 118 nodos con CUFPP entre los nodos 118 y 75.....	110
Figura 4.40 Pérdidas totales de potencia activa del sistema de 118 nodos con CUFPP.....	111
Figura 4.41 Pérdidas totales de potencia reactiva del sistema de 118 nodos con CUFPP.....	111

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

El aumento excesivo de la demanda de energía eléctrica en comparación con el crecimiento de la capacidad de generación de la misma y los elevados costos para trasportar la potencia por distancias grandes (la construcción de líneas de transmisión) han motivado el desarrollo de nuevas formas que permitan maximizar y optimizar la generación y transmisión de energía en las redes existentes, cumpliendo al mismo tiempo con las restricciones de seguridad, estabilidad y confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia. La forma tradicional utilizada para resolver el problema mencionado es el uso de dispositivos electromecánicos los cuales tienen baja velocidad de respuesta y alto costo de mantenimiento.

En los años recientes la industria generadora de energía eléctrica ha optado por el uso de dispositivos basados en la electrónica de potencia para realizar el control de los sistemas eléctricos de potencia, debido a que la electrónica de potencia es capaz de operar con altos niveles de voltaje y corriente. Dichos dispositivos tienen capacidades de respuestas a altas velocidades y requieren de menor mantenimiento, generado de esta manera, el aumento de la eficiencia y fiabilidad al control del sistema eléctrico de potencia. A este tipo de tecnología se le llama Sistemas Flexibles de Transmisión de Corriente Alterna (SIFLETCA) [Hingorani N 1988].

El uso de los dispositivos SIFLETCA permite realizar el control de diferentes parámetros del sistema, tales como el control de la magnitud de voltaje, ángulos de fase, impedancia de línea, flujos de potencia activa y reactiva. Lo anterior permite incrementar considerablemente transferencia de energía a través de las líneas de transmisión; y por ende, incrementando de tal manera la capacidad de transmisión de los sistemas eléctricos de potencia.

A pesar de las bondades que se tienen al emplear los dispositivos SIFLETCA, el hecho que controlen el flujo de potencia activa tiene un impacto en la regulación de frecuencia de

operación del sistema eléctrico realizada por los generadores, la cual dicta el grado de calidad con que se está suministrando el servicio eléctrico. La cuantificación de este impacto es bastante compleja debido a que la carga total del sistema está cambiando en cada instante, de manera aleatoria, provocando alteraciones en la cantidad de potencia demandada. Lo anterior afecta la frecuencia de operación del sistema, y por ende su estabilidad.

Se entiende por estabilidad de un sistema de potencia como su habilidad, dada una condición de operación inicial, para volver a un estado operativo de equilibrio después de haber sido sujeto a un disturbio físico, con todas sus variables de estado dentro de rangos aceptables, de manera que el sistema permanezca prácticamente intacto [Kundur et al. 2004]. Se pueden presentar diversos problemas de estabilidad para determinadas condiciones de operación en los sistemas eléctricos de potencia (SEP). Entre los problemas de estabilidad más estudiados se encuentran los de estabilidad angular y estabilidad de voltaje. La estabilidad angular se refiere a la habilidad de las máquinas sincrónicas de un sistema de potencia interconectado para permanecer en sincronismo después de haber sido sujeto a un disturbio [Kundur et al. 2004]. Este análisis es de tipo dinámico por medio de la solución de un conjunto de ecuaciones diferencial-algebraicas que modelan los componentes dinámicos y estáticos que conforman al sistema eléctrico. La estabilidad de voltaje, se refiere a la habilidad del sistema de potencia para mantener voltajes nodales estables y dentro de los rangos operativos del sistema, después de ser sujeto a un disturbio. Este análisis puede ser estático o dinámico. En el primer caso, el estudio se basa en la obtención de puntos de equilibrio por medio del análisis de las ecuaciones de balance de potencia al hacer pequeñas perturbaciones de carga en el sistema.

La regulación de la frecuencia del sistema eléctrico modifica la demanda y la generación de potencia activa afectando directamente la estabilidad angular. De igual forma se modifica la demanda y la generación de potencia reactiva, afectando la estabilidad de voltaje (que se explicará en el Capítulo 2). Se ha observado que al ocurrir incrementos de carga, además del decaimiento de la magnitud de voltaje, existe una apertura de los ángulos de voltaje nodal, medidos con respecto al nodo de referencia [Fuerte 1997]. Lo anterior tiene un impacto directo en la distribución de potencia activa en la red de transmisión, y por ende en la desviación de frecuencia. De tal manera, es posible aplicar el MC para obtener diagramas del perfil de voltaje en un nodo del sistema eléctrico de potencia incluyendo los efectos de las desviaciones de frecuencia conforme se varía la demanda eléctrica.

Desde el punto de vista estático, es posible cuantificar el impacto de los dispositivos SIFLETCA en la regulación de frecuencia realizada por los generadores por medio del estudio de flujos de potencia. Esto también permite cuantificar el impacto de estos dispositivos sobre la estabilidad de voltaje de una manera más precisa; es decir, considerando el cambio en la frecuencia debido a la variación de la carga eléctrica. Convencionalmente, los estudios de flujos de potencia y estabilidad de voltaje se realizan considerando una frecuencia de operación constante ya que se tiene un nodo compensador con capacidad de generación ilimitada. Sin embargo, en la práctica son diversos generadores los que contribuyen a la regulación de frecuencia por medio de su control de regulación primaria, y el punto de equilibrio energético no necesariamente acontece a la frecuencia nominal de operación. Por lo tanto, es necesario contar con un modelo de flujos de potencia que permita considerar la frecuencia de operación como una variable de estado del sistema, y por ende sea factible evaluar el impacto del control del dispositivo SIFLETCA sobre esta variable. Esta idea se desarrolla en esta tesis para la obtención del punto de equilibrio energético de un sistema eléctrico y para el análisis de estabilidad de voltaje por medio del método de continuación.

1.2 ESTADO DEL ARTE

A pesar de la importancia de la regulación primaria en la operación del sistema eléctrico de potencia, la mayoría de las investigaciones se han realizado desde el punto de vista dinámico y poco se ha estudiado desde una perspectiva estática [Okamura et al. 1975]. La formulación del problema de flujos de potencia en sistemas de transmisión incluyendo la regulación primaria, y la variación de carga con respecto a la frecuencia y magnitud de voltaje, tiene sus inicios de estudio con las investigaciones de Okamura, Oumar, Hayashi, Vemura y Ishiguro en los 70's [Okamura et al. 1975]. En este trabajo se desarrolló un modelo estático del generador considerando la regulación primaria, tal que la generación de potencia activa es función de la variación de frecuencia y el estatismo del controlador. De igual manera, la generación de potencia reactiva es función de la variación de frecuencia, el estatismo del controlador y el voltaje en terminales del generador. El concepto de nodo compensador es reemplazado por el concepto de nodo de referencia, en el cual se fija el ángulo de voltaje y se considera como variable de estado a la magnitud de voltaje. Asimismo, se plantea el concepto de nodos reguladores en vez de nodos tipo *PV*. En este caso ningún generador tiene una inyección de potencia activa constante, sino que depende de la variación de frecuencia y estatismo del control. Este concepto implica que todos los generadores, incluyendo el que esta

conectado al nodo de referencia, participan en la regulación de frecuencia en el sistema y que su generación de potencia activa y reactiva deja de ser constante. La desviación de frecuencia es considerada como variable de estado junto con los voltajes nodales, a excepción del ángulo de voltaje en el nodo de referencia. La solución simultánea para estas variables se encuentra de manera iterativa por medio del método de Newton. En esta investigación también se propuso un modelo no lineal de cargas dependientes de la variación de frecuencia y magnitud de voltaje, enlaces entre áreas y la regulación secundaria de frecuencia entre áreas.

A partir de la investigación de [Okamura et al. 1975], se propusieron algunos otros trabajos que consideran la frecuencia del sistema como una variable de estado a calcular. Sin embargo, estos desarrollos se enfocaron prioritariamente a la solución numérica eficiente de las ecuaciones algebraicas no lineales de flujos de potencia. La investigación realizada por M. H. Saadat [Saadat 1979] describe un algoritmo de flujos de potencia basado en una técnica de perturbación de potencia para el análisis estacionario del sistema eléctrico. El método incluye la representación de cargas complejas y características de control de regulación primaria de varios generadores. Una de las mayores aportaciones es la simplicidad inherente al algoritmo y la rápida convergencia del método desarrollado, resultando en una rápida solución de flujos de potencia en pos-transitorio.

En los 80's M. S. Calovic y V. C. Strezoski [Calovic, Strezoski 1981] desarrollaron un modelo de flujos de potencia incorporando los efectos de control del sistema y la características de autorregulación de demanda. Dicho modelo considera los errores de control, desviación de frecuencia y desviación en el intercambio de la línea, dentro de las variables de estado. El nodo compensador es considerado como cualquier otro nodo, con sus correspondientes ecuaciones de balance de potencia. Se incluye un transformador con cambiador de tap bajo carga para regular el voltaje en el nodo deseado.

P. M. Anderson y M. Mirheydar proponen un esquema adaptable para determinar la cantidad de carga a liberar por relevadores de baja frecuencia basados en la pendiente inicial de la desviación de la frecuencia después de la separación del sistema [Anderson y Mirheydar 1992]. En la discusión de esta investigación, Carson W. Taylor reporta que el 17 de Mayo de 1985 en el Sur de Florida ocurrió un colapso de voltaje provocado por el decaimiento de la frecuencia.

En años recientes la frecuencia de operación del sistema se ha considerando en los análisis de flujos de potencia. En [Ping 1997] se presenta un algoritmo de flujos de potencia para un simulador de entrenamiento considerando los efectos de las desviaciones de frecuencia. Este algoritmo se basa en el método de Newton-Raphson y la formulación de flujos de potencia se basa en el método desacoplado. Se proponen dos esquemas para manejar la naturaleza no simétrica de la matriz Jacobiana, debido a la presencia de los términos de desviación de frecuencia. De igual manera en [Kremens, Labuzek 2000] se presenta un modelo de flujos de potencia incorporando la frecuencia del sistema, dicho modelo se basa en el método de Newton-Raphson. En este artículo las desviaciones de frecuencia son consideradas dentro del conjunto de variables de estado que describen el comportamiento del sistema.

En fechas posteriores al año 2000 no se han realizado investigaciones que incorporen los efectos de las desviaciones de frecuencia del sistema dentro de los estudios de flujos de potencia.

1.3 JUSTIFICACIÓN Y MOTIVACIÓN

El análisis convencional de flujos de potencia y estabilidad de voltaje se realiza considerando que la frecuencia de operación del sistema permanece al valor nominal de operación. Lo anterior es válido por la suposición que existe un generador con capacidad de generación ilimitada, tal que independientemente del nivel de carga, el nivel de generación y las características topológicas del sistema eléctrico siempre se tendrá una frecuencia constante. Sin embargo, en la realidad al haber un cambio en la operación del sistema eléctrico, hay un desbalance entre la potencia generada y demandada, lo que resulta en una fluctuación de la frecuencia. Pasado el proceso dinámico, el sistema podrá operar en otro punto de equilibrio, y no necesariamente al valor de la frecuencia nominal de operación. Este nuevo valor de frecuencia dependerá del control carga-frecuencia del sistema y las políticas de operación de la compañía eléctrica; en la práctica la desviación de frecuencia de su valor nominal está dentro de un rango muy estrecho, usualmente ± 0.05 Hz.

Con la finalidad de contar con una herramienta de análisis más precisa en la representación real de operación del sistema, en esta tesis se implementa la regulación primaria de generadores y cargas no lineales (dependientes de voltaje y frecuencia) en los programas de flujos de potencia y métodos de continuación para análisis de estabilidad de voltaje capaces

de analizar dispositivos SIFLETCA. Lo anterior permitirá conocer de manera precisa el valor real de la frecuencia a la cual esta operando un SIFLETCA en estado estacionario dados ciertos niveles de generación y carga.

1.4 OBJETIVOS

Los objetivos de esta tesis son:

- Desarrollar un algoritmo de flujos de potencia que considere la regulación primaria de generadores y cargas no lineales, e implementar este algoritmo en el programa existente de flujos de potencia de SIFLETCA.
- Desarrollar un algoritmo de métodos de continuación que considere la regulación primaria de generadores y cargas no lineales, e implementar este algoritmo en el programa existente de métodos de continuación de SIFLETCA.
- Aplicar los programas desarrollados para cuantificar el efecto de considerar la regulación de frecuencia y cargas no lineales en los puntos de equilibrio y estabilidad de voltaje de SIFLETCA.

1.5 ESTRUCTURA DE LA TESIS

El Capítulo 1 presenta una introducción al tópico de investigación sobre el cual versa esta tesis. Se describe el objetivo y justificación del proyecto desarrollado, los antecedentes en que se fundamenta la investigación realizada, así como el contenido de la tesis.

En el Capítulo 2 se describe el problema de regulación de frecuencia y se desarrolla la formulación matemática del problema de flujos de potencia incluyendo las características de control primario del generador y cargas no lineales. También se presentan los modelos estáticos de diferentes dispositivos SIFLETCA tales como el Transformador Cambiador de Taps bajo Carga (TCTC), Transformador Desfasador (TD), Compensador Serie Controlado por Tiristores (CSCT), Compensador Estático de Vars (CEV) y Controlador Universal de Flujo de Potencia (CUFP). Se presenta también la implementación del método de continuación al modelo de flujos de potencia con regulación primaria.

El Capítulo 3 presenta los casos de estudio realizados mediante la herramienta computacional desarrollada para analizar el problema de flujos de potencia con regulación primaria (FPRP), obteniendo el comportamiento de la frecuencia en cada caso. Asimismo, se analiza el efecto que tiene en los parámetros de control de los dispositivos SIFLECTA el tomar en cuenta la regulación primaria de los generadores.

El Capítulo 4 presenta casos de estudio de estabilidad de voltaje mediante la herramienta digital denominada método de continuación con regulación primaria (MCRP) con la finalidad de analizar la relación existente entre este tipo de estabilidad y la variación de frecuencia en el sistema eléctrico. Asimismo se presentan análisis de los efectos de los dispositivos SIFLETCA sobre esta relación.

El Capítulo 5 muestra las conclusiones originadas de la presente tesis, se mencionan las contribuciones y se especifican los diferentes trabajos que se pueden desarrollar en un futuro sobre esta línea de investigación.

CAPITULO 2

MODELADO DE REGULACIÓN PRIMARIA Y CARGAS NO LINEALES PARA LA OBTENCION DE PUNTOS DE EQUILIBRIO

2.1 INTRODUCCION

El análisis de SIFLETCA operando en estado estacionario consiste en encontrar el punto de equilibrio en donde se cumple el balance energético en cada nodo o subestación del sistema. Para lograr lo anterior, se realiza un análisis convencional de flujos de potencia. Este análisis convencional considera que el balance energético se cumple al valor nominal de frecuencia de operación, ya que existe un generador con capacidad ilimitada de generación y/o absorción de potencia activa y reactiva para compensar las pérdidas en el sistema. En la práctica, todos los generadores conectados al sistema tienen sus potencias nominales claramente especificadas y no existe ningún generador con capacidad infinita de modulación de potencias activa y reactiva. De tal manera, en un ambiente operativo real la frecuencia del sistema es variable y su valor depende del balance total de potencia activa en el SIFLETCA. En este capítulo se resolverá este inconveniente adicionando la frecuencia de operación al conjunto de variables de estado que conforman el sistema de ecuaciones algebraicas del SIFLETCA que son resueltas para encontrar el punto de equilibrio.

2.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA DE CONTROL DE FRECUENCIA

En cualquier sistema eléctrico de potencia debe preservarse el balance de potencia eléctrica de generación con respecto a la potencia eléctrica demandada y las pérdidas de potencia en la red de transmisión, con la finalidad de tener un punto de operación en equilibrio. Para lograr lo anterior la mayoría de los generadores de un sistema eléctrico cuentan con dos grandes lazos de control [Elgerd 1983], regulador de voltaje automático (AVR) y el control automático de carga-frecuencia (ALFC), los cuales son ilustrados en la Figura 2.1.

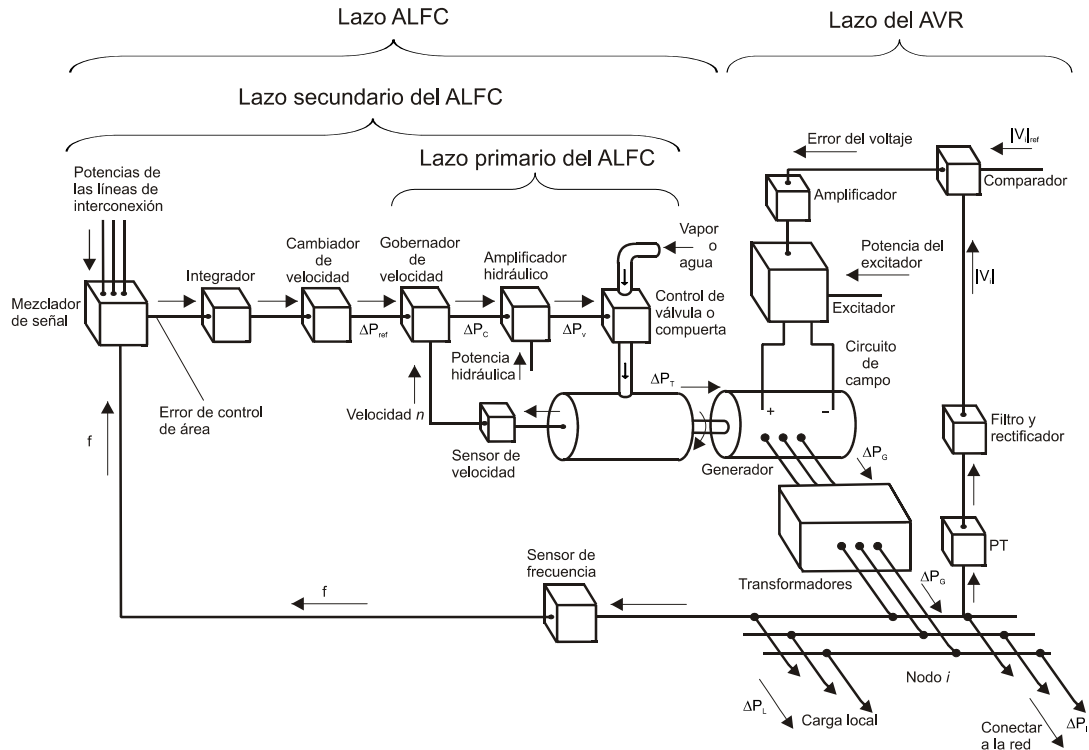


Figura 2.1 Lazos de control de un generador síncrono

El lazo del regulador de voltaje automático (AVR) se encarga de controlar la magnitud del voltaje (V) en terminales del generador [Elgerd 1983]. Dicho voltaje es censado continuamente, rectificado y filtrado para obtener una señal de c.d. proporcional a V , la cual se compara con un voltaje de referencia V_{ref} . El error de voltaje resultante es amplificado y entregado al excitador que proporcionara el voltaje de campo (V_f) al generador.

El lazo de control automático de carga-frecuencia (ALFC) regula la potencia activa de salida deseada y la frecuencia (velocidad) del generador. El lazo se divide en el lazo de control primario y secundario [Elgerd 1983].

El lazo primario del ALFC realiza el ajuste inicial de la frecuencia. Este lazo responde relativamente rápido a una señal de frecuencia medida en forma indirecta por el balance de potencia. Por "rápido" se entiende los cambios que ocurren en unos cuantos segundos. Mediante el gobernador de velocidad y las válvulas de control de flujo de vapor (o agua) se regula la potencia activa de salida para igualar las fluctuaciones relativamente rápidas en la carga [Elgerd 1983].

La Figura 2.2 muestra en forma esquemática las operaciones de un sistema gobernador de velocidad. Controlando la posición, x_E , de la válvula de control (o compuerta, en caso de una turbina hidráulica) se ejerce el control sobre el flujo del vapor (o agua) de alta presión hacia la turbina.

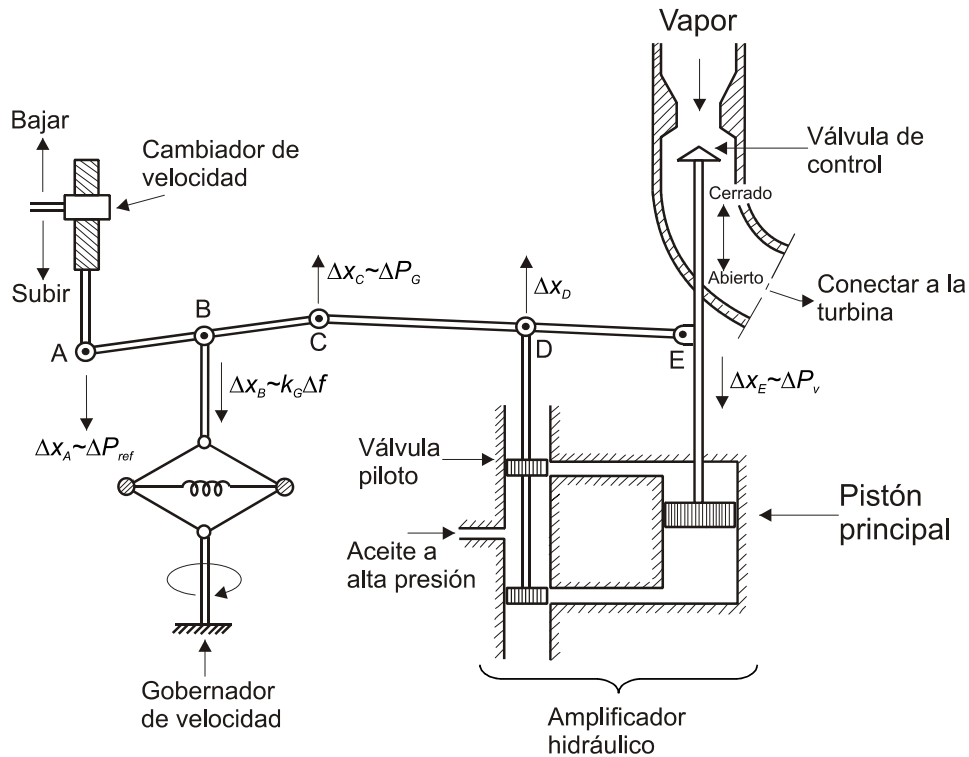


Figura 2.2 Diagrama esquemático del lazo primario ALFC

Un pequeño movimiento descendente del punto E aumenta el flujo del vapor (o agua) en una pequeña cantidad que representa un incremento en la potencia de la válvula, P_v . Este aumento de flujo se traduce en un incremento de potencia en la turbina, P_T (no se muestra en la Figura 2.2).

La posición de la válvula de control (o compuerta) contra el flujo de vapor (o agua) se logra mediante fuerzas mecánicas muy grandes, obtenidas mediante varias etapas de amplificadores hidráulicos. En la versión simplificada de la Figura 2.2 se muestra sólo una etapa. La entrada a este amplificador es la posición de la válvula piloto, x_D . La salida es la posición del pistón principal, x_E .

La posición de la válvula piloto puede ser modificada mediante las tres maneras siguientes:

1. Directamente, por el cambiador de velocidad. Un pequeño movimiento hacia abajo del punto de unión A corresponde a un aumento en el ajuste de la potencia de referencia ΔP_{ref} .
2. Indirectamente, debido a los cambios de posición en el pistón principal.
3. Indirectamente, debido a los cambios de posición en el punto de unión B que son resultados de los cambios de velocidad.

La salida de gobernador ΔP_G se mide por el cambio de posición Δx_c . El gobernador tiene dos entradas:

1. Cambios en el ajuste de la potencia de referencia ΔP_{ref} .
2. Cambios en la velocidad de frecuencia del generador Δf .

Un aumento de ΔP_G es resultado de un aumento de ΔP_{ref} y una disminución en Δf . Por lo tanto, la relación existente para pequeños incrementos de estas variables es,

$$\Delta P_G = \Delta P_{ref} - \frac{P_R}{R} \Delta f \quad (2.1)$$

La constante P_R es la generación nominal de potencia activa. La constante R es referida como estatismo. Físicamente, se puede interpretar como la capacidad de regulación que tiene una máquina o un sistema ante cambios en la operación del sistema. Matemáticamente se define como [Elgerd 1983]:

$$R = -\frac{\Delta f}{\Delta P} \quad (2.2)$$

El lazo secundario del ALFC realiza el ajuste fino de la frecuencia. Para llevar a cabo esto se debe manipular el cambiador de velocidad de acuerdo a una cierta estrategia conveniente de control. Este lazo es muy lento y entra en acción sólo cuando el lazo primario ha hecho su

trabajo. El tiempo de respuesta puede ser del orden de minutos. El lazo de control secundario o integral es un lazo de respaldo al regulador de velocidad, que permite estabilizar a cero el error en la desviación de frecuencia debido a una perturbación.

Para propósito de las investigaciones de esta tesis solo se considera el lazo de control primario del ALFC, que actúa en orden de segundos. Sin embargo, se considera que la frecuencia se estabiliza antes de que actúe la regulación secundaria, por lo que se aplica un análisis estático para determinar la distribución del flujo de potencia en la red de transmisión y el decaimiento de la magnitud de voltaje nodal por variaciones de carga.

2.3 ECUACIONES DE FLUJO DE POTENCIA

El estudio de flujos de potencia permite obtener el punto de equilibrio del sistema eléctrico donde se cumple el balance energético en cada uno de los nodos que integran a la red de transmisión [Fuerte 1997]. Conceptualmente, este balance se logra al considerar que la potencia de generación, potencia de carga y la potencia intercambiada a través de los elementos de transmisión debe sumar cero en cada nodo, tanto para potencia activa como reactiva. Este balance energético es definido matemáticamente por las siguientes ecuaciones de balance de potencia:

$$\Delta P_i = P_{Gi} - \sum_{j \in i} P_{ij} - P_{Li} = 0 \quad (2.3)$$

$$\Delta Q_i = Q_{Gi} - \sum_{j \in i} Q_{ij} - Q_{Li} = 0 \quad (2.4)$$

Las variables P_{Gi} y Q_{Gi} representan la potencia total activa y reactiva, respectivamente, que son inyectadas por el conjunto de generadores conectados al nodo i . Las variables P_{Li} y Q_{Li} representan la potencia total activa y reactiva, respectivamente, extraídas por la carga conectada al nodo i . Las variables P_{ij} y Q_{ij} representan la potencia activa y reactiva, respectivamente, inyectadas en el nodo i del elemento de transmisión conectado entre los nodos j e i .

2.3.1 MODELO DE POTENCIA EN GENERADORES

En condiciones normales, la frecuencia del sistema es mantenida constante y los generadores operan con una salida de potencia y voltaje especificado. Cuando la carga de sistema cambia,

la generación de potencia es modificada al ajustar el regulador de velocidad de modo que la operación vuelva a un punto de equilibrio, no necesariamente establecido a la frecuencia nominal de operación del sistema. Cuando el sistema es perturbado por la pérdida de generación, el regulador de velocidad restablece el balance automáticamente, mientras que el voltaje en la terminal del generador es fijado en un voltaje de referencia dentro de los límites del excitador [Okamura et al. 1975]. Algunos otros generadores controlarán esta magnitud de voltaje en base a su salida de potencia reactiva. En base a estas formas de operación se tienen los siguientes modelos de generación de potencia activa y reactiva.

La generación de potencia activa P_{Gi} se ajusta por la respuesta estática de la regulación primaria. El diagrama de bloques de este control se muestra en la Figura 2.3, del cual se pueden obtener las siguientes ecuaciones [Okamura et al. 1975]:

$$P_{Gi} = P_{Gi_set} - \frac{P_{Ri}}{R_i} \Delta f \quad (2.5)$$

y

$$P_{Gi_min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi_max} \quad (2.6)$$

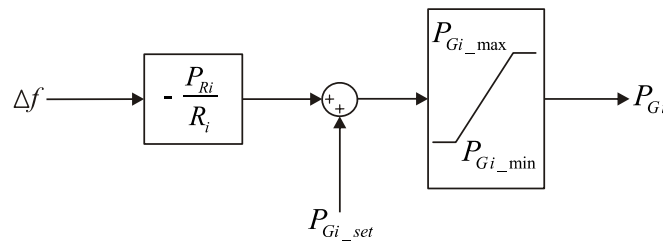


Figura 2.3 Modelo del gobernador del generador.

donde P_{Gi_set} es una generación base de potencia activa, R_i es la regulación de velocidad en p.u., P_{Ri} es la generación nominal de potencia activa, que en por unidad se considera unitaria para cada generador, y $\Delta f = (f - f_0)$ es la desviación de frecuencia.

Para el caso de generación de potencia reactiva y voltaje en terminales se pueden definir cuatro tipos de nodos generadores.

Nodo tipo 1: En este tipo de nodo generador son especificadas P_{Gi_set} y Q_{Gi_set} . La generación de potencia reactiva Q_{Gi} es ajustada de acuerdo a la característica mostrada en la Figura 2.4, por medio de la ecuación (2.7) [Okamura et al. 1975]. En este caso, se asume que el generador opera a un factor de potencia constante [Saadat 1979].

$$Q_{Gi} = Q_{Gi_set} + a_{Qi}\Delta P_{Gi} + b_{Qi}\Delta P_{Gi}^2 \quad (2.7)$$

$$\Delta P_{Gi} = -\frac{P_{Ri}}{R_i} \Delta f \quad (2.8)$$

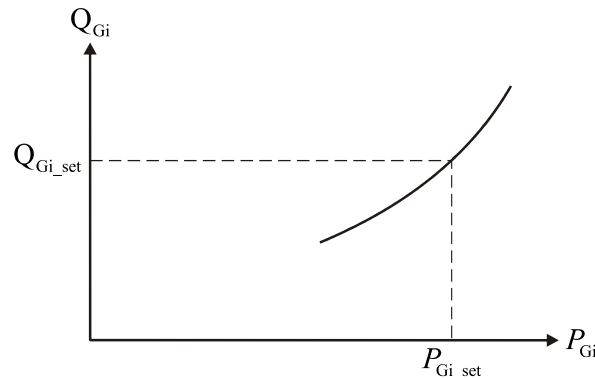


Figura 2.4 Curva característica de generación de potencia reactiva.

donde a_{Qi} , b_{Qi} son los coeficientes de generación de potencia reactiva. En la literatura no se reporta el valor de estos coeficientes, por lo que en este trabajo se consideran unitarios. Q_{Gi_set} es la generación base de potencia reactiva, R_i es la regulación de velocidad en p.u., P_{Ri} es la generación nominal de potencia activa y $\Delta f = (f - f_0)$ es la desviación de frecuencia.

Nodo tipo 2: En este tipo de nodo P_{Gi_set} y V_{Gi} son especificados, y el nodo generador opera con un voltaje en terminales constante. El modelo para este nodo puede ser expresado por [Okamura et al. 1975],

$$\bar{V}_G = \bar{V}_{G_set} + jX_{LC}\bar{I} \quad (2.9)$$

$$\bar{E} = \bar{V}_G + jX_f\bar{I} \quad (2.10)$$

$$E_{\min} \leq E \leq E_{\max} \quad (2.11)$$

donde V_{G_set} es la magnitud de voltaje especificada, X_{LC} es la reactancia del elemento de transmisión, \bar{I} es la corriente en terminales del generador, X_f es la reactancia síncrona de eje directo, E es el voltaje de campo y los límites mínimo y máximo de este voltaje de campo son E_{min} y E_{max} .

Nodo tipo 3: Es igual al tipo 1, con la adición de la capacidad de excitación. Q_G es expresada como (2.7) y E por las ecuaciones (2.10) y (2.11).

Nodo tipo 4: Es igual al tipo 2 con la adición de límites de generación de potencia reactiva. Q_G se expresa como (2.7) y (2.8), y

$$Q_{Gi_min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi_max} \quad (2.12)$$

En este trabajo se considero un solo tipo de nodo generador, en el que P_{Gi_set} y Q_{Gi_set} son especificadas. La generación de potencia activa está dada por las ecuaciones (2.5) y (2.6). Mientras que la salida de generación de potencia reactiva es dada por las ecuaciones (2.7), (2.8) y (2.12). Los valores de P_{Gi_set} y Q_{Gi_set} se seleccionan dentro de los límites operativos del generador. En el caso de los generadores que participan en la regulación primaria, se considera que su capacidad de regulación esta dada por la diferencia existente entre los límites de potencia definidos y la potencias de referencia dadas.

2.3.2 MODELO DE CARGAS

El modelado de cargas en un sistema de potencia es muy complicado debido a la diversidad del tipo de componentes que conforman la carga eléctrica y de sus diversas condiciones de funcionamiento. En general, el modelo de carga en sistemas de potencia eléctricos puede ser dividido en dos categorías. Uno es el modelo estático y el otro es el modelo dinámico [Mo-Shing Chen 1996]. El modelo estático de la carga expresa las características de la carga en cualquier instante de tiempo como funciones algebraicas de la magnitud del voltaje nodal y la frecuencia en ese instante de tiempo [Kundur 1994]. La componente de potencia activa P_L y la componente de potencia reactiva Q_L son consideradas como sigue [Okamura et al. 1975]:

$$P_{Li} = P_{Li_set} \left(1 + K_{pi} \Delta f\right) \left(p_{pi} + p_{ci} \left(\frac{V_i}{V_{LBi}} \right)^{N1} + p_{zi} \left(\frac{V_i}{V_{LBi}} \right)^2 \right) \quad (2.13)$$

$$Q_{Li} = Q_{Li_set} \left(1 + K_{qi} \Delta f \right) \left(q_{pi} + q_{ci} \left(\frac{V_i}{V_{LBi}} \right)^{N2} + q_{zi} \left(\frac{V_i}{V_{LBi}} \right)^2 \right) \quad (2.14)$$

donde K_p y K_q son los coeficientes de la característica de frecuencia. Los coeficientes de la característica de voltaje son p_p, p_c, p_z, q_p, q_c y q_z . Típicamente, K_p tiene valores que van desde 0 a 3.0, y K_q tienen un rango de -2.0 a 0 [Mo-Shing Chen 1996]. Mientras que los coeficientes de la característica de voltaje deben satisfacer lo siguiente [Fuerte 1997]:

$$p_p + p_c + p_z = 1 \quad (2.15)$$

$$q_p + q_c + q_z = 1 \quad (2.16)$$

Los términos p_z y q_z representan la porción de la carga total asociada a la carga de impedancia constante, p_c y q_c representan la porción de la carga total proporcional a la n -ésima potencia de voltaje, mientras que p_p y q_p representan la porción de la carga total asociada a la carga de potencia constante. Asimismo, P_{Li} y Q_{Li} son las potencias de carga activa y reactiva demandadas, respectivamente; P_{Li_set} y Q_{Li_set} son las potencias de carga nominal activa y reactiva, respectivamente; V_i es la magnitud de voltaje nodal y V_{LBi} es el voltaje nominal de operación en el nodo de carga.

2.3.3 MODELO DEL ELEMENTO DE TRANSMISIÓN

Las ecuaciones que representan la potencia activa y reactiva (P_i, Q_i) fluyendo a través de un elemento de transmisión [Fuerte 1997] pueden ser derivadas a partir de la Figura 2.5.

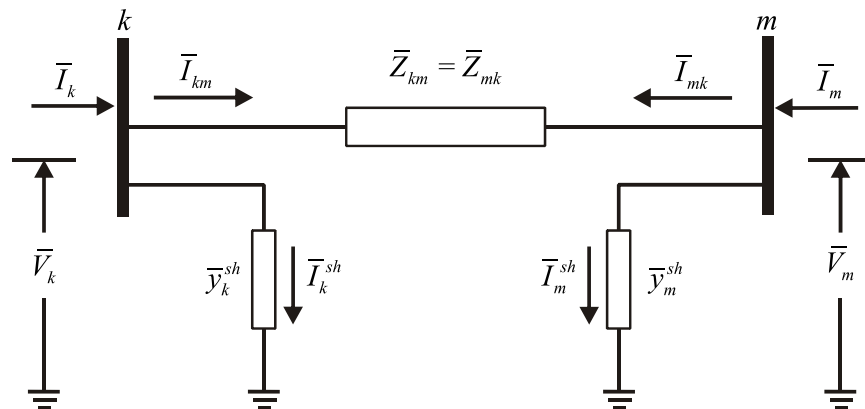


Figura 2.5 Circuito equivalente π de un elemento de transmisión.

Aplicando la ley de corrientes de Kirchhoff al nodo k de la Figura 2.5, se obtienen las corrientes complejas del elemento de transmisión:

$$\bar{I}_k = \bar{I}_{km} + \bar{I}_k^{sh} \quad (2.17)$$

La ecuación (2.17) puede ser expresada en función de los voltajes nodales \bar{V}_k y \bar{V}_m :

$$\bar{I}_k = \frac{\bar{V}_k - \bar{V}_m}{\bar{Z}_{km}} + \bar{y}_k^{sh} \bar{V}_k \quad (2.18)$$

$$\bar{I}_k = \bar{y}_{km} (\bar{V}_k - \bar{V}_m) + \bar{y}_k^{sh} \bar{V}_k \quad (2.19)$$

$$\bar{I}_k = (\bar{y}_{km} + \bar{y}_k^{sh}) \bar{V}_k - \bar{y}_{km} \bar{V}_m \quad (2.20)$$

De igual forma para el nodo m :

$$\bar{I}_m = (\bar{y}_{mk} + \bar{y}_m^{sh}) \bar{V}_m - \bar{y}_{mk} \bar{V}_k \quad (2.21)$$

Las ecuaciones (2.20) y (2.21) pueden ser expresadas en función de la matriz de admitancia primitiva como:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_k \\ \bar{I}_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{y}_{km} + \bar{y}_k^{sh} & -\bar{y}_{km} \\ -\bar{y}_{mk} & \bar{y}_{mk} + \bar{y}_m^{sh} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_k \\ \bar{V}_m \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

o simplemente en función de la matriz de admitancia nodal como:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_k \\ \bar{I}_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{kk} & \bar{Y}_{km} \\ \bar{Y}_{mk} & \bar{Y}_{mm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_k \\ \bar{V}_m \end{bmatrix} \quad (2.23)$$

donde los elementos de la matriz de admitancias nodal y los voltajes nodales pueden ser expresados en coordenadas rectangulares y polares, respectivamente, como se muestra a continuación:

$$\bar{Y}_{ik} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (2.24)$$

$$\bar{V}_i = V_i e^{j\theta_i} = V_i (\cos \theta_i + j \sin \theta_i) \quad (2.25)$$

donde $i = k, m$ y $j = k, m$.

La potencia compleja inyectada al nodo k , conformada por las potencias activas y reactivas, pueden calcularse de la siguiente forma:

$$\bar{S}_k = P_k + jQ_k \quad (2.26)$$

$$P_k + jQ_k = \bar{V}_k \bar{I}_k^* = \bar{V}_k (\bar{Y}_{kk} \bar{V}_k + \bar{Y}_{km} \bar{V}_m)^* \quad (2.27)$$

donde \bar{I}_k^* es la corriente compleja conjugada inyectada en el nodo k .

Las expresiones para P_k y Q_k pueden obtenerse al sustituir las ecuaciones (2.24) y (2.25) en la ecuación (2.27):

$$P_k + jQ_k = V_k^2 (G_{kk} - jB_{kk}) + V_k V_m (G_{km} - jB_{km}) (\cos(\theta_k - \theta_m) + j \sin(\theta_k - \theta_m)) \quad (2.28)$$

Desarrollando (2.28) y separando las partes reales e imaginarias, se obtienen las ecuaciones de flujo de potencia activa y reactiva:

$$P_k = V_k^2 G_{kk} + V_k V_m (G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)) \quad (2.29)$$

$$Q_k = -V_k^2 B_{kk} + V_k V_m (G_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)) \quad (2.30)$$

De igual forma para el nodo m :

$$P_m = V_m^2 G_{mm} + V_m V_k (G_{mk} \cos(\theta_m - \theta_k) + B_{mk} \sin(\theta_m - \theta_k)) \quad (2.31)$$

$$Q_m = -V_m^2 B_{mm} + V_m V_k (G_{mk} \sin(\theta_m - \theta_k) - B_{mk} \cos(\theta_m - \theta_k)) \quad (2.32)$$

Las ecuaciones (2.29) a (2.32) son llamadas ecuaciones de flujo de potencia. Estas ecuaciones calculan los valores de la potencia neta activa y reactiva inyectada a los nodos k y m . Asimismo, para el caso de análisis, estas potencias representan las potencias inyectadas a las terminales del elemento de transmisión; i.e., $P_i = P_{ij}$ y $Q_i = Q_{ij}$ donde $i = k, m$; $j = k, m$ y $i \neq j$.

En general, un sistema eléctrico consiste de más de dos nodos. De tal manera, la relación entre los voltajes y corrientes nodales en un sistema de n nodos se expresa por

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_1 \\ \bar{I}_2 \\ \vdots \\ \bar{I}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{11} & \bar{Y}_{12} & \cdots & \bar{Y}_{1n} \\ \bar{Y}_{21} & \bar{Y}_{22} & \cdots & \bar{Y}_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \bar{Y}_{n1} & \bar{Y}_{n2} & \cdots & \bar{Y}_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{V}_2 \\ \vdots \\ \bar{V}_n \end{bmatrix} \quad (2.33)$$

o simplemente

$$\bar{I} = \bar{Y}_{bus} \bar{V} \quad (2.34)$$

donde \bar{I} es un vector complejo de $n \times 1$ que representa las inyecciones de corriente nodal. \bar{V} es un vector complejo de $n \times 1$ que representa los voltajes nodales y \bar{Y}_{bus} es la matriz de admitancias nodal de $n \times n$ elementos complejos \bar{Y}_{ij} .

En este caso, la corriente total inyectada a cualquier nodo i es:

$$\bar{I}_i = \bar{Y}_{i1} \bar{V}_1 + \bar{Y}_{i2} \bar{V}_2 + \cdots + \bar{Y}_{in} \bar{V}_n = \sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij} \bar{V}_j \quad (2.35)$$

Así, las potencias activa y reactiva netas inyectadas al nodo i son expresadas como:

$$P_i = V_i^2 G_{ii} + V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)) \quad (2.36)$$

$$Q_i = -V_i^2 B_{ii} + V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)) \quad (2.37)$$

Estas ecuaciones representan la suma de todas aquellas potencias inyectadas a cada elemento de transmisión conectado al nodo i , tal como se muestra en la Figura 2.6:

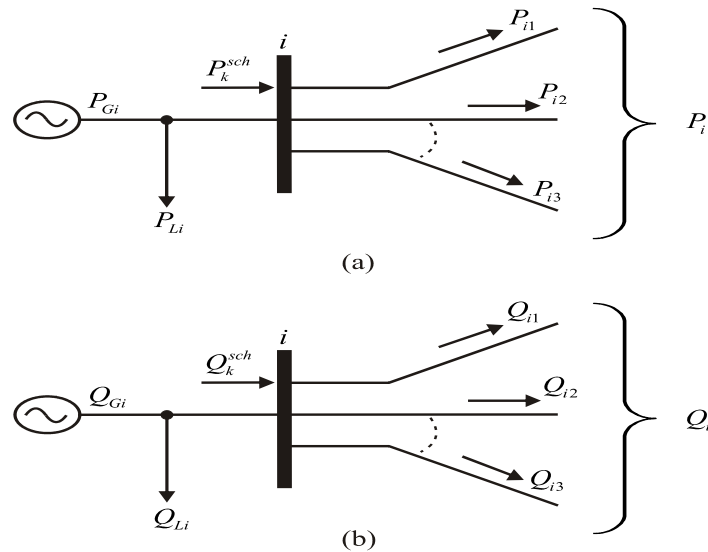


Figura 2.6 Balance de potencia en el nodo i . (a) Potencia activa. (b) Potencia reactiva.

2.4 BALANCE DE POTENCIA NODAL

La formulación del problema de flujos de potencia con regulación primaria y cargas no lineales se realiza en base a las ecuaciones (2.5) y (2.7), las cuales son función de la frecuencia del sistema, las ecuaciones (2.13) y (2.14) son función de la frecuencia del sistema y de la magnitud de voltaje nodal, así como (2.36) y (2.37) que son función de la magnitud y ángulo de voltaje existente en todos los nodos del sistema. En base a lo anterior, se pueden expresar las ecuaciones de balance de potencia en el nodo k de un sistema de 2 nodos como,

$$\begin{aligned} \Delta P_k = & \left(P_{Gsetk} - \frac{P_{Rk}}{R_k} \Delta f \right) \\ & - \left(P_{Lsetk} (1 + K_{pk} \Delta f) \left(p_{pk} + p_{ck} \left(\frac{V_k}{V_{LBk}} \right)^{N1} + p_{zk} \left(\frac{V_k}{V_{LBk}} \right)^2 \right) \right) \\ & - \left(V_k^2 G_{kk} + V_k V_m (G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)) \right) \end{aligned} \quad (2.38)$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_k = & \left(Q_{Gsetk} - a_{Qk} \frac{P_{Rk}}{R_k} \Delta f + b_{Qk} \frac{P_{Rk}^2}{R_k^2} \Delta f^2 \right) \\ & - \left(Q_{Lsetk} (1 + K_{qk} \Delta f) \left(q_{pk} + q_{ck} \left(\frac{V_k}{V_{LBk}} \right)^{N2} + q_{zk} \left(\frac{V_k}{V_{LBk}} \right)^2 \right) \right) \\ & - \left(-V_k^2 B_{kk} + V_k V_m (G_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)) \right) \end{aligned} \quad (2.39)$$

De igual forma se pueden obtener para el nodo m , intercambiando los subíndices k por m .

Finalmente, las ecuaciones generales de balance de potencia en el nodo i de un sistema de n nodos se describen por:

$$\begin{aligned} \Delta P_i = & \left(P_{Gseti} - \frac{P_{Ri}}{R_i} \Delta f \right) \\ & - \left(P_{Lseti} (1 + K_{pi} \Delta f) \left(p_{pi} + p_{ci} \left(\frac{V_i}{V_{LBi}} \right)^{N1} + p_{zi} \left(\frac{V_i}{V_{LBi}} \right)^2 \right) \right) \\ & - \left(V_i^2 G_{ii} + V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)) \right) \end{aligned} \quad (2.40)$$

$$\Delta Q_i = \left(Q_{Gseti} - a_{Qi} \frac{P_{Ri}}{R_i} \Delta f + b_{Qi} \frac{P_{Ri}^2}{R_i^2} \Delta f^2 \right) - \left(Q_{Lseti} (1 + K_{qi} \Delta f) \left(q_{pi} + q_{ci} \left(\frac{V_i}{V_{LBi}} \right)^{N2} + q_{zi} \left(\frac{V_i}{V_{LBi}} \right)^2 \right) \right) - \left(-V_i^2 B_{ii} + V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)) \right) \quad (2.41)$$

2.5 TIPOS DE NODOS

En la formulación de flujos de potencia, las potencias activas y reactivas extraídas por la carga en cada nodo i (tanto las estáticas y como las que dependen de las características de voltaje del nodo i y el cambio de frecuencia en el sistema) se consideran conocidas. De tal manera, solo son cuatro cantidades desconocidas las que se asocian con cada nodo i ; dichas variables son las potencias generadas P_{Gi} y Q_{Gi} , el ángulo del voltaje θ_i , la magnitud de voltaje V_i . Asimismo, la desviación de frecuencia Δf es la variable de estado global desconocida. Debido a que solo se tienen dos ecuaciones de potencia, (2.40) y (2.41), disponibles para cada nodo, se debe considerar cómo se puede reducir el número de cantidades nodales desconocidas para que se tenga el mismo número de ecuaciones disponibles y variables de estado a resolver. Para lo anterior se definen tres tipos de nodos en el sistema. En cada nodo i , excepto el de referencia, se especifican dos de las cuatro cantidades nodales siguientes: θ_i , V_i , P_{Gi} , Q_{Gi} y se calculan las dos restantes. En el nodo de referencia se especifican dos de las cuatro cantidades siguientes: Δf , V_i , P_{Gi} , Q_{Gi} y se calculan las dos restantes. Las cantidades especificadas se seleccionan de acuerdo con el siguiente análisis:

- Nodo de carga P-Q. En este tipo se encuentran dos clases: las cargas estáticas y cargas estáticas dependientes de la frecuencia.
 - Nodo de carga estática: En este nodo si no se tiene generación, las cantidades P_{Gi} , y Q_{Gi} son cero. La potencia de carga activa P_{Li} y la reactiva Q_{Li} que son extraídas del sistema por la carga se conocen mediante mediciones. Entonces, las cantidades que tienen que ser calculadas son θ_i , V_i .

- Nodo de carga dependiente de la frecuencia: En este nodo si no se tiene generación, las cantidades P_{Gi} , y Q_{Gi} son cero. La potencia activa P_{Li} y la reactiva Q_{Li} que son extraídas del sistema por la carga se calculan; pero no se consideran como variables desconocidas, ya que se especifica las cargas nominales P_{Li_set} y Q_{Li_sei} . Entonces, las cantidades que tienen que ser calculadas son θ_i , V_i .
- Nodo generador. En este tipo se encuentran tres clases: generadores PV , generadores PQ y generador regulador.
 - Nodo generador PV : En cualquier nodo donde un generador es conectado, la magnitud de voltaje V_i puede ser mantenida constante ajustando la generación de potencia reactiva. Por otra parte, la generación de potencia activa P_{Gi} es constante y conocida. Las otras cantidades θ_i , y Q_{Gi} , serán calculadas. Los límites de potencia reactiva $Q_{Gi_min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi_max}$ son especificados dependiendo de la característica de generador individual. En este tipo de nodos no es posible tener cargas dependientes de frecuencia y voltaje, dado que no se contemplan ecuaciones de potencia reactiva para el nodo PV en el modelo de flujos de potencia.
 - Nodo generador $P-Q$. Si el generador no puede suministrar el soporte de potencia reactiva necesario para mantener la magnitud de voltaje en un valor específico, la potencia reactiva es fijada en el límite violado y la magnitud de voltaje es liberada. En este caso, la potencia activa generada P_{Gi} y la potencia reactiva Q_{Gi} son especificadas mientras las cantidades θ_i , V_i serán calculadas.
 - Nodo generador regulador: Estos nodos son los encargados de regular la frecuencia. Las potencias generadas P_{Gi} , y Q_{Gi} son calculadas; no se consideran cantidades desconocidas por que se especifican P_{Gi_set} , y Q_{Gi_set} como potencias bases de generación. Por lo tanto, las cantidades que tienen que ser calculadas son θ_i , V_i . Los límites de potencia activa y reactiva son especificados dependiendo de la característica del generador individual $P_{Gi_min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi_max}$ y $Q_{Gi_min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi_max}$, respectivamente. Si

cualquiera de las potencias viola algún límite, esa potencia se fija en el límite violado.

- **Nodo de referencia.** En el estudio tradicional de flujo de potencia, un solo nodo se considera como un nodo compensador para suministrar y/o absorber la potencia requerida que supla la diferencia entre la carga especificada y la generación. En el modelo de flujos de FPRP, la frecuencia del sistema cambia de acuerdo al desbalance existente entre la generación y demanda de energía eléctrica. Este cambio de frecuencia ayuda a que se satisfagan las ecuaciones de balance de potencia nodal. Las potencias generadas P_{Gi} , y Q_{Gi} son calculadas; pero no se consideran cantidades desconocidas por que se especifican las potencias base P_{Gi_set} , y Q_{Gi_set} . Este generador se considera ideal, es decir que no tiene límites de generación. También se especifica θ_i que es el ángulo de referencia del sistema. Por lo tanto las cantidades desconocidas son V_i , Δf .

2.6 TÉCNICA DE SOLUCIÓN BASADA EN EL MÉTODO DE NEWTON-RAPHSON

Entre los métodos convencionales existentes para resolver el problema de flujos de potencia, el método de Newton-Raphson (NR) ha probado ser exitoso para el análisis de grandes sistemas debido a los beneficios sustanciales en términos de convergencia. El método NR es una técnica iterativa para resolver un conjunto de ecuaciones no lineales de la forma:

$$\left. \begin{array}{l} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ \vdots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) \end{array} \right\} \text{ o } \mathbf{F}(\mathbf{X}) = 0 \quad (2.42)$$

donde \mathbf{F} se emplea para representar el conjunto de n ecuaciones no lineales y \mathbf{X} es el vector de n variables de estado desconocidas.

La técnica NR utilizada para encontrar \mathbf{X} es derivada al realizar la expansión en series de Taylor de $\mathbf{F}(\mathbf{X})$ alrededor de una estimación inicial \mathbf{X}^0 [Fuerte 1997].

$$\begin{bmatrix} f_1(X) \\ f_2(X) \\ \vdots \\ f_n(X) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_1(X^0) \\ f_2(X^0) \\ \vdots \\ f_n(X^0) \end{bmatrix} + \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{\partial f_1(X)}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1(X)}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1(X)}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2(X)}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2(X)}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2(X)}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n(X)}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n(X)}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_n(X)}{\partial x_n} \end{bmatrix}}_{J(X^0)} \underbrace{\begin{bmatrix} X_1 - X_1^0 \\ X_2 - X_2^0 \\ \vdots \\ X_n - X_n^0 \end{bmatrix}}_{X - X^0} + t.a.o. \quad (2.43)$$

o simplemente:

$$F(X) = F(X^0) + J(X^0)(X - X^0) + t.a.o. \quad (2.44)$$

donde $J(X^0)$ es la matriz Jacobiana de $F(X)$ evaluada en $X=X^0$. *t.a.o.* denota los términos de orden superior de la serie de Taylor; i.e. $(X-X^0)^k$, $k=1, 2, \dots, \infty$.

Para obtener una fórmula recursiva apropiada para encontrar X , se asume que X^{i+1} es el valor calculado por el algoritmo en la iteración $i+1$ y que esta suficientemente cerca al valor X^i calculado en la iteración anterior i . En base a esta suposición, todos los términos de alto orden en la ecuación (2.44) pueden ser despreciados para obtener la relación aproximada siguiente,

$$F(X^{i+1}) \approx F(X^i) + J(X^i)(X^{i+1} - X^i) \quad (2.45)$$

Además, se asume que X^{i+1} está suficientemente cerca de la solución, es decir que $X^{i+1} = X^*$, tal que se cumple la siguiente aproximación $F(X^{i+1}) = F(X^*) = 0$. Así, la ecuación (2.45) se convierte en,

$$F(X^i) + J(X^i)(X^{i+1} - X^i) = 0 \quad (2.46)$$

Entonces, la fórmula que es la base del proceso iterativo NR para resolver un sistema de ecuaciones no lineal es:

$$X^{i+1} = X^i - [J(X^i)]^{-1} F(X^i) \quad (2.47)$$

La solución iterativa puede ser expresada como una función del vector de correcciones

$\Delta X^i = X^{i+1} - X^i$ que es calculado por la ecuación siguiente,

$$\Delta X^i = -[J(X^i)]^{-1} F(X^i) \quad (2.48)$$

Actualizando las variables de estado por,

$$X^{i+1} = X^i + \Delta X^i \quad (2.49)$$

El proceso es repetido para los valores actualizados de X en la ecuación (2.48). En resumen, el algoritmo NR produce una solución aproximación al problema no lineal resolviendo para ΔX en el problema lineal $J(X^i)\Delta X^i = -F(X^i)$. El método empieza de una suposición inicial X^0 y actualiza la solución en cada iteración i , es decir $X^{i+1} = X^i + \Delta X^i$, hasta que $F(X^{i+1})$ se aproxima a cero dentro de una tolerancia de convergencia especificada.

2.6.1 SOLUCIÓN DE LAS ECUACIONES DE BALANCE DE POTENCIA

Para aplicar el método de NR al problema de flujos de potencia, las ecuaciones deben de ser expresadas en la forma de (2.42) donde X representa el conjunto de magnitudes de voltaje nodales, ángulos de voltajes nodales y el incremento de frecuencia desconocidos. En este caso, las ecuaciones de balance de potencia $\Delta P = y(\theta, \Delta f, V)$ y $\Delta Q = g(\theta, \Delta f, V)$ son linealizadas alrededor de un punto base $(\theta^0, \Delta f^0, V^0)$ tal que el algoritmo NR de flujos de potencia pueda ser expresado por la ecuación siguiente,

$$\underbrace{\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_{n-1} \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_{n-1} \\ \Delta Q_n \end{bmatrix}}_{F(X^i)} = - \underbrace{\begin{bmatrix} H_{11} & \cdots & H_{1(n-1)} & F_1 & N_{11} + C_1 & \cdots & N_{1(n-1)} & N_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ H_{(n-1)1} & \cdots & H_{(n-1)(n-1)} & F_{(n-1)} & N_{(n-1)1} & \cdots & N_{(n-1)(n-1)} + C_{(n-1)} & N_{(n-1)n} \\ H_{n1} & \cdots & H_{n(n-1)} & F_n & N_{n1} & \cdots & N_{n(n-1)} & N_{nn} + C_n \end{bmatrix}}_{J(X^i)} \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \vdots \\ \Delta \theta_{n-1} \\ \Delta(\Delta f) \\ \Delta V_1/V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_{n-1}/V_{n-1} \\ \Delta V_n/V_n \end{bmatrix}}_{X^i} \quad (2.50)$$

Debe notarse que las correcciones ΔV_k son divididas por V_k para tener términos similares en el cálculo de los elementos de las submatrices Jacobianas, las cuales están dadas por:

$$\begin{aligned}
H_{km} &= \frac{\partial \Delta P_k}{\partial \theta_m} & N_{km} + C_k &= \frac{\partial \Delta P_k}{\partial V_m} V_m \\
J_{km} &= \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} & L_{km} + B_k &= \frac{\partial \Delta Q_k}{\partial V_m} V_m \\
F_k &= \frac{\partial \Delta P_k}{\partial \Delta f} & G_k &= \frac{\partial \Delta Q_k}{\partial \Delta f}
\end{aligned} \tag{2.51}$$

donde

$$\begin{aligned}
N_{km} &= \frac{\partial P_k}{\partial V_m} V_m & C_k &= \frac{\partial P_{Lk}}{\partial V_k} V_k \\
L_{km} &= \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} V_m & B_k &= \frac{\partial Q_{Lk}}{\partial V_k} V_k
\end{aligned} \tag{2.52}$$

Cuando todos los voltajes complejos nodales (magnitud y ángulo de fase) y la desviación de frecuencia (Δf) han sido calculados, todas las potencias inyectadas a los nodos que conforman el sistema de potencia pueden ser determinadas para verificar si se cumple el balance de potencias. Las potencias de generación de los nodos reguladores (P_{Gi} , Q_{Gi}) son calculadas de las ecuaciones (2.5) y (2.7), respectivamente, verificando si estas potencias se encuentran dentro de sus límites operativos; las potencias de la carga dependiente (P_{Li} , Q_{Li}) se calculan de las ecuaciones (2.13) y (2.14), respectivamente; y las potencias inyectadas en elementos de transmisión (P_i , Q_i) se calculan de las ecuaciones (2.36) y (2.37), respectivamente. Así mismo es posible excluir del conjunto de ecuaciones de balance de potencia a la potencia reactiva Q_{Gi_PV} asociada con los nodos PV y calcularla independientemente por medio de la ecuación (2.37). Este procedimiento es efectuado en cada paso del proceso iterativo para determinar si la potencia reactiva asociada a los nodos PV ésta dentro de sus límites de generación. El nodo de referencia es un nodo generador regulador con la diferencia de que éste no tiene límites de generación.

2.6.2 EJEMPLO DE APLICACIÓN

En esta sección se muestra la manera de obtener el modelo linealizado de las ecuaciones de balance de potencia considerando la regulación primaria y una carga dependiente de frecuencia y voltaje. Para lo anterior se considera el sistema de 4 nodos mostrado en la

Figura 2.7 donde el nodo 1 es una carga fija, el nodo 2 es tipo *PV*, el nodo 3 es tipo *PQ* con una carga dependiente de la frecuencia y del voltaje, mientras que el nodo 4 es el nodo de referencia.

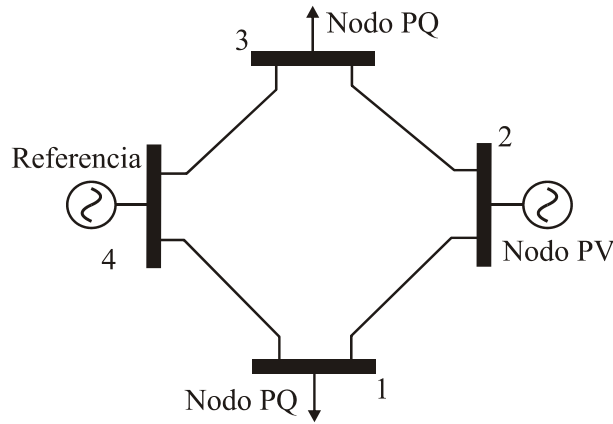


Figura 2.7 Sistema de 4 nodos

Las variables de estado desconocidas son,

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta_1 \\ \Delta\theta_2 \\ \Delta\theta_3 \\ \Delta(\Delta f) \\ \Delta V_1/V_1 \\ \Delta V_3/V_3 \\ \Delta V_4/V_4 \end{bmatrix} \quad (2.53)$$

Las ecuaciones de desbalance de potencia nodal son,

$$\begin{aligned} \Delta P_1 &= -P_{L1} - [P_{12} + P_{14}] \\ \Delta P_2 &= P_{G2} - [P_{21} + P_{23}] \\ \Delta P_3 &= -P_{L3_set} \left(1 + K_{p3} \Delta f \right) \left(p_{p3} + p_{c3i} \left(\frac{V_3}{V_{LB3}} \right)^{N1} + p_{z3} \left(\frac{V_3}{V_{LB3}} \right)^2 \right) - [P_{32} + P_{34}] \\ \Delta P_4 &= P_{G4_set} - \frac{P_{R4}}{R_4} \Delta f - [P_{41} + P_{43}] \\ \Delta Q_1 &= -Q_{L1} - [Q_{12} + Q_{14}] \\ \Delta Q_3 &= -Q_{L3_set} \left(1 + K_{q3} \Delta f \right) \left(q_{p3} + q_{c3} \left(\frac{V_3}{V_{LB3}} \right)^{N2} + q_{z3} \left(\frac{V_3}{V_{LB3}} \right)^2 \right) - [Q_{32} + Q_{34}] \\ \Delta Q_4 &= Q_{G4_set} - a_{Q4} \frac{P_{R4}}{R_4} \Delta f + b_{Q4} \frac{P_{R4}^2}{R_4^2} \Delta f^2 - [Q_{41} + Q_{43}] \end{aligned} \quad (2.54)$$

De las ecuaciones (2.54) se obtiene la matriz Jacobiana dispersa siguiente,

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \\ \Delta P_4 \\ \Delta Q_1 \\ \Delta Q_3 \\ \Delta Q_4 \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} H_{11} & H_{12} & & N_{11} & & N_{14} \\ H_{21} & H_{22} & H_{23} & N_{21} & N_{23} & \\ & H_{32} & H_{33} & F_3 & N_{33} & N_{34} + C_3 \\ H_{41} & & H_{43} & F_4 & N_{41} & N_{43} & N_{44} \\ J_{11} & J_{12} & & L_{11} & & L_{14} \\ & J_{32} & J_{33} & G_3 & L_{33} & L_{34} + B_3 \\ J_{41} & & J_{43} & G_4 & L_{41} & L_{43} & L_{44} \end{bmatrix}}_{\text{Matriz Jacobiana}} \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta \theta_2 \\ \Delta \theta_3 \\ \Delta(\Delta f) \\ \Delta V_1/V_1 \\ \Delta V_3/V_3 \\ \Delta V_4/V_4 \end{bmatrix} \quad (2.55)$$

La ecuación (2.55) presenta una matriz Jacobiana dispersa; pero no es simétrica en estructura. Sin embargo, la rutina de solución de matrices dispersas utilizada en el programa de flujos de potencia solo se aplica a matrices dispersas simétricas en estructura, tal que si se tiene una localidad de memoria (i,j), se debe tener una localidad de memoria (j,i). Para lograr transformarla a una matriz simétrica en estructura, se revisa la fila y columna asociada a la variable de estado de desviación de frecuencia, en este caso fila y columna 4. Hecha la revisión, se deben asignar valores cero a todas aquellas localidades de memoria (i,4) si las localidades de memoria (4,j) tienen algún valor no nulo. Lo mismo se hace para todas aquellas localidades de memoria (4,j) si las localidades de memoria (i,4) tienen algún valor no nulo. Lo anterior da como resultado la matriz simétrica dada por la ecuación (2.56), donde las localidades de memoria adicionadas se marcan con una línea inferior.

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \\ \Delta P_4 \\ \Delta Q_1 \\ \Delta Q_3 \\ \Delta Q_4 \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} H_{11} & H_{12} & & \underline{0} & N_{11} & & N_{14} \\ H_{21} & H_{22} & H_{23} & & N_{21} & N_{23} & \\ & H_{32} & H_{33} & F_3 & N_{33} & N_{34} + C_3 & \\ H_{41} & & H_{43} & F_4 & N_{41} & N_{43} & N_{44} \\ J_{11} & J_{12} & & \underline{0} & L_{11} & & L_{14} \\ & J_{32} & J_{33} & G_3 & & L_{33} & L_{34} + B_3 \\ J_{41} & & J_{43} & G_4 & L_{41} & L_{43} & L_{44} \end{bmatrix}}_{\text{Matriz Jacobiana}} \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta \theta_2 \\ \Delta \theta_3 \\ \Delta(\Delta f) \\ \Delta V_1/V_1 \\ \Delta V_3/V_3 \\ \Delta V_4/V_4 \end{bmatrix} \quad (2.56)$$

2.6.3 CONVERGENCIA E INICIALIZACIÓN DEL MÉTODO

Las propiedades de convergencia local de un proceso iterativo no lineal están directamente asociadas con la selección de las condiciones iniciales dadas a las variables de estado. La solución de las ecuaciones de balance de flujos de potencia por el método de NR no difiere de

este respecto. Esta solución iterativa funciona eficientemente si las condiciones iniciales de los voltajes complejos nodales y el incremento de frecuencia están relativamente cerca de la solución y la matriz Jacobiana evaluada en cada paso iterativo es no singular. Por el contrario, condiciones iniciales mal seleccionadas son responsables de que el estudio de flujo de potencia de cómo resultado una solución no deseada, o en el peor de los casos no se obtenga solución. Diversos grupos de investigación se han dado a la tarea de estudiar este fenómeno, sin embargo, no ha sido posible encontrar la respuesta definitiva para especificar condiciones iniciales que garanticen la solución de las ecuaciones de potencia. En [Fuerte 1997] se indica que para el caso más simple donde no se tienen nodos o ramas controladas, la magnitud de voltaje se debe iniciar en 1 p.u. para todos los nodos PQ y los ángulos de voltaje en 0 grados para todos los nodos.

2.6.4 CRITERIO DE REVISIÓN DE LÍMITES Y MANEJO DE TIPOS DE NODOS

El número de iteraciones es probablemente el criterio más ampliamente utilizado para la revisión de límites de las variables de estado y cambiar el tipo de nodo. La práctica más común es comenzar la revisión de límites al final de la segunda iteración. Esta estrategia es muy simple y ha demostrado ser eficiente en la mayoría de los casos. Sin embargo, han surgido objeciones en la utilización de este criterio, argumentándose que puede incrementar el número de iteraciones y/o dar como resultado una solución incorrecta [Fuerte 1997].

Un criterio igual de simple y efectivo es el empleo de las ecuaciones de desbalance de potencia. En cada paso iterativo, las ecuaciones de desbalance son un indicador de cuando la revisión de límites debe ser realizada, siendo un criterio más algorítmico que el procedimiento empírico arriba mencionado. La revisión de límites de un dispositivo controlable se realiza después de que sus ecuaciones de desbalance de potencia en el nodo controlado, o rama controlada, están dentro de cierta tolerancia especificada.

A manera de ejemplo, el criterio para revisar los límites de potencia reactiva en un nodo PV es la ecuación de desbalance de potencia activa:

$$\begin{aligned} \Delta P^i &= P_{Gi} - P_{Li} - P_i \\ i &= 1, 2, \dots, ng \end{aligned} \quad (2.57)$$

donde ng es el número de nodos cuya magnitud de voltaje está siendo controlada por generadores o compensadores síncronos. Si ocurre violación de los límites de potencia reactiva, esta se fija en el límite violado y se realiza el cambio de nodo correspondiente, i.e. el nodo PV se convertirá en un nodo PQ .

Una vez que se realizó el cambio de nodo, es posible que el generador vuelva a controlar la magnitud de voltaje, i.e. que regrese a ser nodo PV . Para lo anterior se revisa la magnitud de voltaje en cada nodo generador PQ durante cada iteración y el nodo será convertido a tipo PV si se cumple cualquiera de las siguientes condiciones:

- El generador está fijo en su límite de potencia reactiva mínimo y la magnitud de voltaje en el nodo es menor a la magnitud de voltaje a controlar.
- El generador está fijo en su límite de potencia reactiva máxima y la magnitud de voltaje en el nodo es mayor a la magnitud de voltaje a controlar.

El criterio para revisión de generadores reguladores que se encargan de la regulación de la frecuencia se basa en sus ecuaciones de desbalance de potencia activa.

$$\begin{aligned} \Delta P^i &= P_{Gi} - P_{Li} - P_i \\ i &= 1, 2, \dots, ngr \end{aligned} \quad (2.58)$$

donde ngr es el número de nodos generadores que se encargan de regular la frecuencia. Si ocurren violaciones de límites de potencia activa o reactiva, esta es fijada en el límite violado de la potencia correspondiente.

Una vez que se fijó algún límite, es posible que la generación de la potencia violada vuelva a estar dentro de los límites de generación de la potencia correspondiente. Por lo anterior, en cada paso iterativo tienen que ser revisados los límites de generación de potencia activa y reactiva.

2.7 INCLUSIÓN DE DISPOSITIVOS SIFLETCA EN LA FORMULACIÓN DE FLUJOS DE POTENCIA.

El problema del modelado de los componentes de un SEP con dispositivos SIFLETCA ha llevado a desarrollar algoritmos especiales que resuelvan dicho problema empleando el método de Newton Raphson. Un método para el modelado de dispositivos SIFLETCA, dentro del contexto del problema de flujos de potencia, fue desarrollado por Fuerte-Esquivel [Fuerte 1997]. Es un método muy eficiente el cual combina simultáneamente las variables de estado de los dispositivos SIFLETCA con las magnitudes de voltajes nodales y ángulos de la red dentro de un solo marco de referencia, en una técnica de solución iterativa basada en el método de NR. Este método conserva la característica de convergencia cuadrática y requiere modificar el Jacobiano con el fin de incorporar las contribuciones correspondientes de los dispositivos SIFLETCA.

El método considera el siguiente sistema de ecuaciones algebraicas no lineales:

$$\mathbf{f}(\mathbf{X}_{nAC}, \mathbf{R}_{nF}) = 0 \quad (2.59)$$

$$\mathbf{F}(\mathbf{X}_{nAC}, \mathbf{R}_{nF}) = 0 \quad (2.60)$$

donde la ecuación (2.59) representa el vector de ecuaciones nodales de la red de C.A., la ecuación (2.60) representa el vector de ecuaciones debidas a los dispositivos SIFLETCA, \mathbf{X}_{nAC} es el vector de todas las variables de estado del sistema de C.A. dadas por las magnitudes de voltajes, ángulos nodales y la desviación de frecuencia, \mathbf{R}_{nF} es el vector de todas las variables de estado de todos los dispositivos SIFLETCA. Estos vectores pueden ser expresados como,

$$\mathbf{f} = [f_1, f_2, \dots, f_{nAC}]^T \quad (2.61)$$

$$\mathbf{F} = [F_1, F_2, \dots, F_{nF}]^T \quad (2.62)$$

$$\mathbf{X}_{nAC} = [x_1, x_2, \dots, x_{nAC}]^T \quad (2.63)$$

$$\mathbf{R}_{nF} = [r_1, r_2, \dots, r_{nF}]^T \quad (2.64)$$

El incremento en las dimensiones del Jacobiano es igual al número de ecuaciones adicionales introducidas por los dispositivos SIFLETCA. Este número depende de los dispositivos SIFLETCA conectados en la red y las variables que estos dispositivos controlan, la estructura de la matriz Jacobiana se muestra en la Figura 2.8:

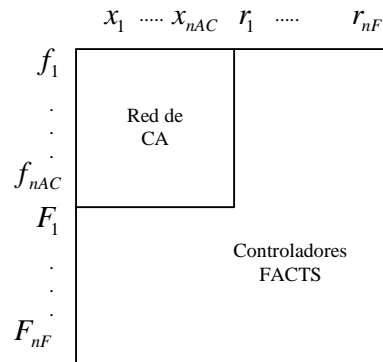


Figura 2.8 Estructura del Jacobiano con controladores SIFLETCA.

Cuando los dispositivos SIFLETCA son usados para controlar el flujo de potencia activa o reactiva a un valor especificado, se extiende el Jacobiano para adicionar las ecuaciones de los dispositivos. Por otra parte, si el dispositivo SIFLETCA es utilizado para controlar la magnitud de voltaje, la matriz Jacobiana no es aumentada.

Los modelos de los dispositivos SIFLECTA presentados en este trabajo fueron desarrollados y presentados en [Fuerte 1997], tales dispositivos se muestran en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1 Tipo de dispositivos SIFLETCA

Dispositivo SIFLETCA	Variable controlada	Variable de estado
TCTC	Magnitud de voltaje	Magnitud del Tap (T)
TD	Potencia activa	Ángulo del Tap (ϕ)
CSCT	Potencia activa	Ángulo de disparo (α)
CEV	Magnitud de voltaje	Ángulo de disparo (α)
CUFP	Potencia activa, potencia reactiva y/o Magnitud de voltaje	Fuente de voltaje serie (\bar{V}_{cR}), Fuente de voltaje en derivación (\bar{V}_{vR})

2.7.1 TRANSFORMADOR CON CAMBIADOR DE TAP BAJO CARGA (TCTC)

La función básica de un transformador con tap variante bajo carga (TCTC) es regular la magnitud del voltaje en un valor específico a pesar de las variaciones en el voltaje de entrada

debidas al funcionamiento de la red. El modelo para este dispositivo se deriva de la representación física del transformador convencional de dos devanados mostrado en la Figura 2.9, con taps complejos en ambos devanados, tomando en cuenta la rama de magnetización del transformador para incluir las pérdidas en el núcleo.

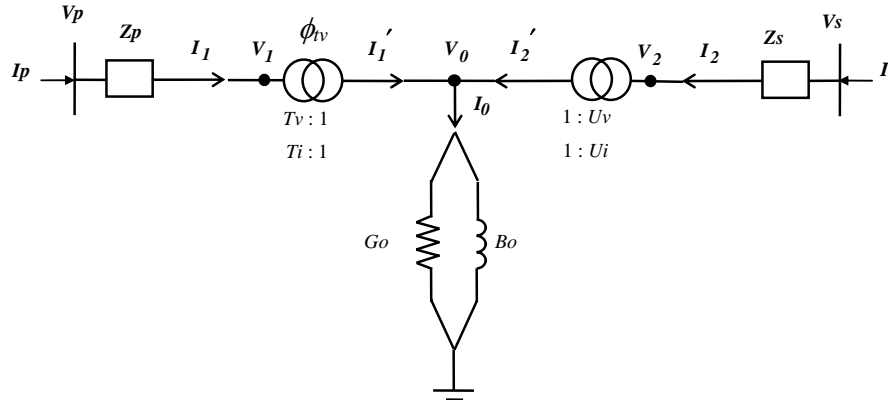


Figura 2.9 Transformador de dos devanados

Las ecuaciones de inyección de potencia para el transformador de dos devanados en la terminal p son [Fuerte 1997]

$$P_p = V_p^2 G_{pp} + V_p V_s (G_{ps} \cos(\theta_p - \theta_s) + B_{ps} \sin(\theta_p - \theta_s)) \quad (2.65)$$

$$Q_p = -V_p^2 B_{pp} + V_p V_s (G_{ps} \sin(\theta_p - \theta_s) - B_{ps} \cos(\theta_p - \theta_s)) \quad (2.66)$$

Para obtener el conjunto de ecuaciones de la terminal s , se intercambian los subíndices p por s . La magnitud del Tap T_v o U_v es ajustado, dentro de los límites, para mantener constante la magnitud de voltaje en uno de sus nodos V_p o V_s . Por lo tanto, T_v o U_v remplazan a V_p o V_s en el vector de variables de estado.

Después de cada iteración del método de NR el valor del tap debe ser actualizado de acuerdo con la ecuación siguiente:

$$T_k^{(i+1)} = T_k^{(i)} + \left(\frac{\Delta T_k}{T_k} \right)^{(i)} T_k^{(i)} \quad (2.67)$$

2.7.2 TRANSFORMADOR DESFASADOR (TD)

El transformador desfasador permite controlar la dirección y magnitud del flujo de potencia variando la diferencia angular de voltaje existente entre sus terminales. El modelo de este dispositivo, al igual que el TCTC, está basado en la representación física del transformador de dos devanados mostrado en la Figura 2.9. Considerando que se está controlando el flujo de potencia del nodo p al nodo s del transformado desfasador, entonces $P_{ps}^{\phi,cal}$ es la potencia a ser regulada por ϕ_v o ϕ_{uv} . Dicha potencia está dada por (2.68) [Fuerte 1997].

$$P_p^{\phi,cal} = V_p^2 G_{pp} + V_p V_s \left(G_{ps} \cos(\theta_p - \theta_s) + B_{ps} \sin(\theta_p - \theta_s) \right) \quad (2.68)$$

El vector de desviaciones de flujo de potencia activa a controlar por el dispositivo es:

$$\Delta P_{ps}^{\phi} = P_{ps,prog}^{\phi} - P_{ps,calc}^{\phi} \quad (2.69)$$

El vector de cambios incrementales del ángulo de fase es:

$$\Delta \phi = \phi^{i+1} - \phi^i \quad (2.70)$$

Después de cada iteración, se debe de actualizar el ángulo de defasamiento del dispositivo de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\phi^{(i+1)} = \phi^{(i)} + \Delta \phi^{(i)} \quad (2.71)$$

2.7.3 COMPENSADOR SERIE CONTROLADO POR TIRISTORES (CSCT-AD)

El CSCT-AD realiza el control de flujo de potencia activa en una línea de transmisión a un valor específico, modificando la reactancia del CSCT en función del ángulo de disparo de los tiristores. La Figura 2.10 muestra la configuración general de un módulo del CSCT. La reactancia equivalente a frecuencia fundamental de este controlador, como función del ángulo de disparo, α , es dada por (2.72) [Fuerte 1997]

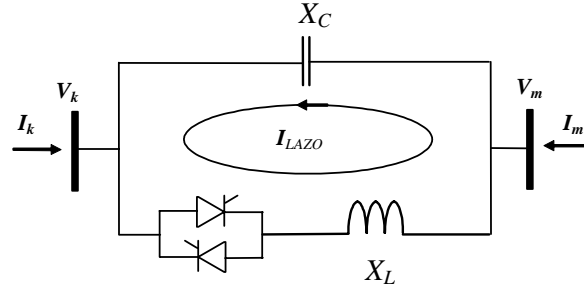


Figura 2.10 Modulo del CSCT.

$$X_{TCSC(1)} = -X_C + (X_C + X_{LC}) \left(\frac{2(\pi - \alpha) + \sin(2(\pi - \alpha))}{\pi} \right) - \frac{4 X_{LC}^2 \cos^2(\pi - \alpha)}{X_L} \left(\frac{k \tan(k(\pi - \alpha)) - \tan(\pi - \alpha)}{\pi} \right) \quad (2.72)$$

donde

$$X_{LC} = \frac{X_C X_L}{X_C - X_L} \quad (2.73)$$

$$k = \frac{w_o}{w} \quad (2.74)$$

$$w_o = \sqrt{\frac{1}{LC}} \quad (2.75)$$

La ecuación de potencia activa fluyendo del nodo k al nodo m del dispositivo esta dada por (2.76) [Fuerte 1997]

$$P_{km} = \frac{V_k V_m \sin(\theta_k - \theta_m)}{X_{TCSC(1)}} \quad (2.76)$$

El término $\Delta P_{km}^\alpha = P_{km,set}^\alpha - P_{km,calc}^\alpha$ es el vector de desviaciones de flujo de potencia a controlar por el CSCT-AD. $\Delta \alpha = \alpha^{i+1} - \alpha^i$ es el cambio incremental del ángulo de disparo del CSCT-AD en la i -ésima iteración y $P_{km,calc}^\alpha = P_{km}$.

2.7.4 COMPENSADOR ESTÁTICO DE VARS (CEV)

Cuando el CEV es conectado a la red de transmisión por medio de un transformador de acoplamiento, el modelo del CEV en función del ángulo de disparo puede ser extendido para incluir la representación implícita del transformador de acoplamiento sin comprometer la característica cuadrática de convergencia del método de Newton-Raphson [Fuerte 1997]. Ambos componentes son combinados para formar un modelo único, el cual permite el control directo de la magnitud de voltaje en el lado de alto voltaje del transformador.

La forma esquemática de la combinación del CEV con un transformador de acoplamiento se muestra en la Figura 2.11 [Fuerte 1997].

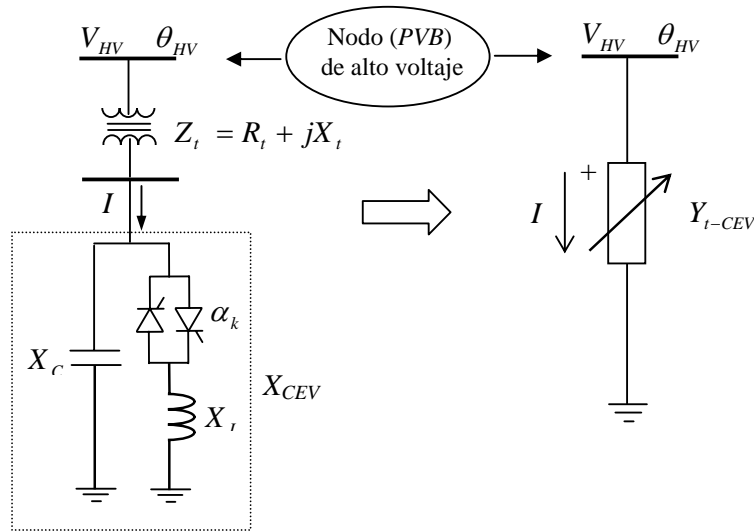


Figura 2.11 CEV con transformador de acoplamiento.

La admitancia total de la combinación del conjunto CEV-transformador, vista desde el lado de alto voltaje del transformador, consiste de la combinación serie de las admitancias de ambos componentes, Y_t y Y_{CEV} , respectivamente [Fuerte 1997],

$$Y_{t-CEV} = G_{t-CEV} + jB_{t-CEV} \quad (2.77)$$

donde

$$G_{t-CEV} = \frac{R_t}{R_t^2 + X_{eq}^2}, \quad B_{t-CEV} = \frac{-X_{eq}}{R_t^2 + X_{eq}^2} \quad (2.78)$$

$$X_{eq} = X_t + X_{CEV}, \quad X_{CEV} = \frac{X_C X_{crt}}{X_C - X_{crt}}, \quad X_{crt} = \frac{X_L \pi}{2(\pi - \alpha) + \text{sen}(2\alpha)} \quad (2.79)$$

Las ecuaciones de flujo de potencia activa y reactiva inyectadas en el nodo k por el dispositivo son [Fuerte 1997]

$$P_k = V_k^2 G_{T-CEV} \quad Q_k = -V_k^2 B_{T-CVE} \quad (2.80)$$

Al final de cada iteración se actualiza el ángulo de disparo de acuerdo a la siguiente ecuación [Fuerte 1997]

$$\alpha^{i+1} = \alpha^i + \Delta\alpha^i \quad (2.81)$$

2.7.5 CONTROLADOR UNIVERSAL DE FLUJOS DE POTENCIA (CUFP)

El CUFP es capaz de controlar simultánea o individualmente todos los parámetros que afectan el flujo de potencia en las líneas de transmisión (voltaje, impedancia y ángulo de fase) y tiene control independiente de la potencia activa y reactiva.

El circuito equivalente mostrado en la Figura 2.12 se usa para derivar el modelo de flujo de potencia [Fuerte 1997]. Este circuito consiste de dos fuentes ideales de voltaje que representan la componente fundamental de voltaje en las terminales de C.A. del convertidor.

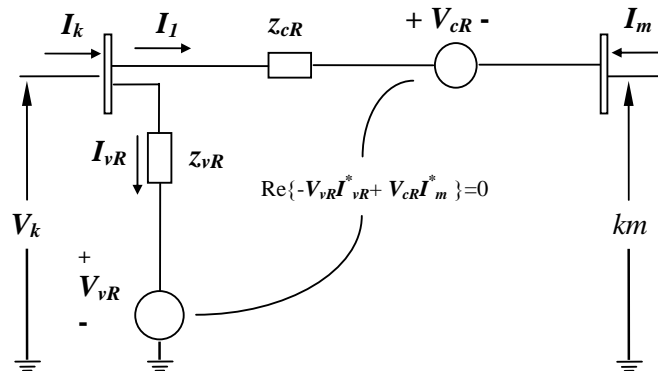


Figura 2.12 Circuito equivalente del CUFP.

Si el control de flujo de potencia activa y reactiva se ejerce en el nodo m , entonces las ecuaciones de incrementos de potencia controlada son $\Delta P_{mk}^{CUFP} = P_{mk}^{CUFP,reg} - P_{mk}^{CUFP,cal}$ y

$$\Delta Q_{mk}^{CUFP} = Q_{mk}^{CUFP,reg} - Q_{mk}^{CUFP,cal}, \text{ donde [Fuerte 1997]}$$

$$P_{mk}^{CUFP,cal} = V_m^2 G_{mm} + V_m V_k (G_{mk} \cos(\theta_m - \theta_k) + B_{mk} \sin(\theta_m - \theta_k)) \\ + V_m V_{cR} (G_{mm} \cos(\theta_m - \theta_{cR}) + B_{mm} \sin(\theta_m - \theta_{cR})) \quad (2.82)$$

$$Q_m^{CUFP,cal} = -V_m^2 B_{mm} + V_m V_k (G_{mk} \sin(\theta_m - \theta_k) - B_{mk} \cos(\theta_m - \theta_k)) \\ + V_m V_{cR} (G_{mm} \sin(\theta_m - \theta_{cR}) - B_{mm} \cos(\theta_m - \theta_{cR})) \quad (2.83)$$

Para garantizar que el CUFP no absorba ni inyecte potencia activa con respecto al sistema de C.A., se considera que los convertidores no tienen pérdidas. De tal forma se tiene:

$$P_{vR} + P_{cR} = 0 \quad (2.84)$$

En este caso, la potencia activa suministrada por el convertidor en derivación, P_{vR} , debe satisfacer la potencia activa demandada por el convertidor de la serie, P_{cR} . Dichas potencias son dadas por (2.85) a (2.88) [Fuerte 1997]

$$P_{cR} = V_{cR}^2 G_{mm} + V_{cR} V_k (G_{km} \cos(\theta_{cR} - \theta_k) + B_{km} \sin(\theta_{cR} - \theta_k)) \\ + V_{cR} V_m (G_{mm} \cos(\theta_{cR} - \theta_m) + B_{mm} \sin(\theta_{cR} - \theta_m)) \quad (2.85)$$

$$Q_{cR} = -V_{cR}^2 B_{mm} + V_{cR} V_k (G_{km} \sin(\theta_{cR} - \theta_k) - B_{km} \cos(\theta_{cR} - \theta_k)) \\ + V_{cR} V_m (G_{mm} \sin(\theta_{cR} - \theta_m) - B_{mm} \cos(\theta_{cR} - \theta_m)) \quad (2.86)$$

$$P_{vR} = -V_{vR}^2 G_{vR} + V_{vR} V_k (G_{vR} \cos(\theta_{vR} - \theta_k) + B_{vR} \sin(\theta_{vR} - \theta_k)) \quad (2.87)$$

$$Q_{vR} = V_{vR}^2 B_{vR} + V_{vR} V_k (G_{vR} \sin(\theta_{vR} - \theta_k) - B_{vR} \cos(\theta_{vR} - \theta_k)) \quad (2.88)$$

Al final de cada iteración, las variables de estado del CUFP $[V_{cR}, \theta_{cR}, V_{vR}, \theta_{vR}]$ son actualizados. Debe precisarse que la variable V_{vR} se actualiza solamente si el CUFP está controlando la magnitud del voltaje en el nodo k ; de otra forma, permanece fija en su condición inicial.

2.8 FORMULACIÓN DEL MÉTODO DE CONTINUACIÓN EN FPRP

El fenómeno de colapso de voltaje es un tipo de inestabilidad que se presenta cada vez con mayor frecuencia en los sistemas eléctricos de potencia, debido principalmente al ambiente de

desregulación al que se enfrenta la industria eléctrica en la actualidad [Sekine y Ohtsiki 1990], [Vargas et al. 1999]. Es por ello que ha atraído mucha atención en años recientes [Feng et al. 2000], [Mercede et al. 1988], [Efthymiadis y Guo 1996], [Ajjarapu y Lee 1998], [Dobson y Lu 1992], [Vu 1995]. Este fenómeno es un proceso inestable mediante el cuál ocurren una secuencia de eventos o disturbios en la red que conllevan a valores de magnitud de voltaje que resultan inaceptables para la operación del sistema [Ha Lee 1991], [Wang et al. 1994].

Al utilizar herramientas convencionales de análisis para el problema estático de estabilidad de voltaje, i.e. flujos de potencia, se presentan problemas de inestabilidad numérica que imposibilitan el análisis global del comportamiento de los voltajes en los nodos débiles del sistema [Wang et al. 2000]. La aplicación de los MC a la solución de las ecuaciones de flujos de potencia se hace necesaria para evitar que el Jacobiano sea singular, o cercano a serlo, cuando la trayectoria de solución se acerca al punto de máxima cargabilidad del sistema [Richter y Decarlo 1983]. La aplicación de los MC a la solución de las ecuaciones de flujos de potencia permite obtener la trayectoria de solución completa, con lo cual se describe claramente el comportamiento del perfil de voltaje, ya sea en un nodo o áreas débiles del sistema eléctrico de potencia. Debido a los resultados favorables que se obtienen en la implementación estos métodos, los MC se han convertido en una de las herramientas de análisis del fenómeno de colapso de voltaje estático más importantes en la actualidad [Ajjarapu y Christy 1992], [Canizares y Alvarado 1993], [Feng et al. 1998], [Malange et al. 2004], [Chen et al. 2003].

La aplicación del MC considera el sistema de ecuaciones algebraicas no lineales de un SIFLETCA dado por (2.89) [Gutiérrez V. J 2004],

$$\mathbf{F}_1(\mathbf{X}_{nAC}, \mathbf{R}_{nF}, \lambda) = 0 \quad (2.89)$$

donde \mathbf{X}_{nAC} es el vector de todas las variables de estado del sistema de C.A. dadas por las magnitudes de voltajes, ángulos nodales y la desviación de frecuencia, \mathbf{R}_{nF} es el vector de todas las variables de estado de todos los dispositivos controladores SIFLETCA. Para el caso de las ecuaciones de flujos de potencia de un sistema eléctrico, cuando se analiza la estabilidad de voltaje, λ representa el parámetro de cargabilidad [Cristy 1990], que definirá los incrementos de carga. Con el fin de aplicar el Método de Continuación (MC) a la solución

de las ecuaciones de flujos de potencia se utiliza un modelo de carga que varía en proporción directa al parámetro de cargabilidad λ . Se elige el modelo de carga descrito por las ecuaciones (2.90) y (2.91) con el fin de mostrar de manera más clara el efecto del incremento de carga en un nodo, sobre la magnitud del voltaje nodal.

$$P_{Li} = P_{Lio} + \lambda(k_{Li}S_{\Delta BASE} \cos \psi_i) \quad (2.90)$$

$$Q_{Li} = Q_{Lio} + \lambda(k_{Li}S_{\Delta BASE} \sin \psi_i) \quad (2.91)$$

donde:

P_{Lio} , Q_{Lio} es la carga fija o la carga dependiente de frecuencia y voltaje del nodo i .

k_{Li} es un multiplicador para definir el rango del cambio de carga en el nodo i .

ψ_i ángulo de factor de potencia del cambio de carga en el nodo i (se considera constante en esta investigación).

$S_{\Delta BASE}$ es una cantidad dada de potencia aparente que es elegida para proporcionar un adecuado escalamiento de λ (en esta investigación se considera con valor unitario).

El MC empleado se divide en dos pasos fundamentales: Predictor y Corrector [Seydel 1994] los cuáles se representan esquemáticamente en la Figura 2.13. El punto $(\mathbf{x}_j, \lambda_j)$ representa las condiciones iniciales del proceso Predictor-Corrector, $(\bar{\mathbf{x}}_{j+1}, \bar{\lambda}_{j+1})$ la solución estimada por el predictor, $(\mathbf{x}_{j+1}, \lambda_{j+1})$ la solución obtenida al corregir el error producido en el paso predictor y σ representa la longitud del tamaño de paso. A continuación se explica el proceso predictor-corrector [Gutiérrez V. J 2004].

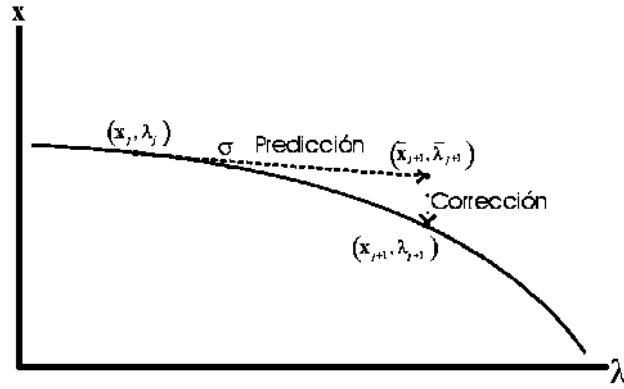


Figura 2.13 Proceso Predicción-Corrección.

Predictor

En este paso se parte de un punto de equilibrio inicial obtenido por un análisis de flujos de potencia (solución cuando $\lambda = 0$) para predecir un nuevo punto de equilibrio, considerando un incremento apropiado en el parámetro de cargabilidad en dirección tangente a la trayectoria de solución [Cristy 1990]. Esta predicción se hace mediante la ecuación siguiente [Gutiérrez V. J 2004],

$$d[\mathbf{F}_1(\mathbf{X}_{nAC}, \mathbf{R}_{nF}, \lambda)] = \mathbf{F}_{\mathbf{X}_{nAC}} d\mathbf{X}_{nAC} + \mathbf{F}_{\mathbf{R}_{nF}} d\mathbf{R}_{nF} + \mathbf{F}_{\lambda} d\lambda = 0 \quad (2.92)$$

Lo cuál resulta en,

$$\begin{bmatrix} \mathbf{F}_{\mathbf{X}_{nAC}} & \mathbf{F}_{\mathbf{R}_{nF}} & \mathbf{F}_{\lambda} \end{bmatrix} [\mathbf{Z}] = 0 \quad (2.93)$$

donde $\begin{bmatrix} \mathbf{F}_{\mathbf{X}_{nAC}} & \mathbf{F}_{\mathbf{R}_{nF}} & \mathbf{F}_{\lambda} \end{bmatrix}$ es el Jacobiano del SIFLETCA y $\mathbf{Z} = [d\mathbf{X}_{nAC} \quad d\mathbf{R}_{nF} \quad d\lambda]^T$ es el vector tangente por determinar. Para asegurar una solución única al encontrar el vector tangente, el sistema de ecuaciones (2.93) es normalizado, por lo que se transforma en [Gutiérrez V. J 2004],

$$\begin{bmatrix} \mathbf{F}_{\mathbf{X}_{nAC}} & \mathbf{F}_{\mathbf{R}_{nF}} & \mathbf{F}_{\lambda} \\ & \mathbf{e}_k & \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{Z} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [0] \\ \pm 1 \end{bmatrix} \quad (2.94)$$

En donde se ha utilizado la ecuación de normalización siguiente,

$$\mathbf{e}_k \mathbf{Z} = z_k = \pm 1 \quad (2.95)$$

En este caso \mathbf{e}_k es un vector fila apropiadamente dimensionado con todos sus elementos iguales a cero, excepto el k -ésimo que es igual a uno. La variable del vector tangente que corresponde al elemento unitario es el parámetro de continuación. El signo de la igualdad corresponde a la manera en que está cambiando el parámetro de continuación para obtener la trayectoria de solución. Si este parámetro se está incrementando, el signo es positivo; de lo contrario, el signo es negativo. El parámetro de continuación correspondiente al k -ésimo elemento del vector tangente se obtiene por medio de la ecuación (2.96) [Gutiérrez V. J 2004],

$$y_k = \max |z_i| \quad (i = 1, \dots, nAC) \quad (2.96)$$

donde nAC es el número de variables de estado del sistema de C.A. Una vez que se ha encontrado el vector tangente, la predicción se realiza de la siguiente manera [Gutiérrez V. J 2004],

$$\begin{bmatrix} \overline{\mathbf{X}}_{nAC} \\ \overline{\mathbf{R}}_{nF} \\ \overline{\lambda} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{X}_{nAC} \\ \mathbf{R}_{nF} \\ \lambda \end{bmatrix} + \sigma \begin{bmatrix} d\mathbf{X}_{nAC} \\ d\mathbf{R}_{nF} \\ d\lambda \end{bmatrix} \quad (2.97)$$

Corrector

Posterior a la predicción es necesario corregir la solución aproximada encontrada en el paso anterior, utilizando la parametrización local [Cristy 1990].

El sistema de ecuaciones algebraicas no lineales a calcular son las obtenidas en la sección 2.4 y 2.7 [Gutiérrez V. J 2004],

$$\begin{bmatrix} \mathbf{F}_{\mathbf{X}_{nAC}} & \mathbf{F}_{\mathbf{R}_{nF}} & \mathbf{F}_{\lambda} \\ \mathbf{e}_k & & \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\mathbf{X}_{nAC} \\ \Delta\mathbf{R}_{nF} \\ \Delta\lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta\mathbf{P}_{\mathbf{X}_{nAC}} \\ \Delta\mathbf{Q}_{\mathbf{X}_{nAC}} \\ \Delta\mathbf{P}_{\mathbf{R}_{nF}} \\ \Delta\mathbf{Q}_{\mathbf{R}_{nF}} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.98)$$

La solución exacta se obtiene de la siguiente manera,

$$\left(\mathbf{X}_{nAC(j+1)}, \mathbf{R}_{nF(j+1)}, \lambda_{(j+1)} \right) = \left(\overline{\mathbf{X}}_{nAC(j+1)} + \Delta \mathbf{X}_{nAC}, \overline{\mathbf{R}}_{nF(j+1)} + \Delta \mathbf{R}_{nF}, \overline{\lambda}_{(j+1)} + \Delta \lambda \right) \quad (2.99)$$

El proceso de Predicción-Corrección continuará hasta que haya llegado a un número máximo de iteraciones ó hasta que $\lambda \leq 0$.

2.9 CONCLUSIONES

En el presente capítulo se mostró la formulación del problema de flujos de potencia, incluyendo la desviación de frecuencia, cargas no lineales y dispositivos SIFLETCA. Para la solución de las ecuaciones de flujos de potencia se emplea el método de Newton-Raphson.

De igual manera, se presenta el método de continuación y la forma en que se aplica al problema de flujos de potencia mostrado en este capítulo. Cuando se aplica el MC, se incluye un parámetro de cargabilidad λ que determinará el cambio de carga en cada nodo i . Se emplea un proceso de predicción – corrección para obtener el diagrama de perfil de voltaje completo con respecto a la variación de carga eléctrica.

CAPITULO 3

CASOS DE ESTUDIO PARA FPRP

3.1 INTRODUCCIÓN

Este capítulo presenta los resultados de los estudios realizados a dos sistemas eléctricos de potencia mediante el problema de flujos de potencia con regulación primaria y cargas no lineales. Como se describe en el capítulo anterior, en este tipo de análisis de flujos de potencia se puede tener la misma clasificación de tipos de nodos que en un análisis de flujos convencionales, con la diferencia que ya no se tiene un nodo compensador. En lugar del nodo compensador se tiene un nodo de referencia. Además se pueden escoger un cierto número de generadores que ayuden con la regulación de frecuencia, y un cierto número de cargas que dependan de la desviación de frecuencia y las magnitudes de voltajes nodales. Estas consideraciones son empleadas en los estudios realizados. Asimismo, se presentan casos de estudio con la incorporación de dispositivos SIFETCA con la finalidad de evaluar su impacto en la desviación de frecuencia. En los estudios realizados, las condiciones iniciales de magnitud y ángulo de voltaje son de 1.0 p.u. y 0° , a menos de que se especifique lo contrario. Los sistemas eléctricos considerados son una red de 5 nodos y la red de 30 nodos del IEEE. Los detalles de datos de las redes anteriores se muestran en el apéndice A.

3.2 COMPARACIÓN DE FLUJOS DE POTENCIA CONVENCIONALES Y FLUJOS DE POTENCIA CON REGULACIÓN PRIMARIA Y CARGAS NO LINEALES (FPRP).

Mediante los siguientes casos de estudios se pretende verificar que los resultados obtenidos mediante el análisis de flujos de potencia con regulación primaria y cargas no lineales, son confiables. Con la finalidad de efectuar esta validación, se comparan los resultados obtenidos con aquellos arrojados por un estudio de flujos de potencia convencionales. En ambos casos se analiza la red de 5 nodos y se considera un criterio de convergencia de $1e-12$ p.u.

Primeramente se realiza un análisis de flujos de potencia convencionales a la red eléctrica mencionada. El nodo North es considerado nodo compensador con una magnitud de voltaje de 1.06 p.u. y un ángulo de voltaje de 0° eléctricos. El nodo South es tipo *PV* donde el

generador controla localmente la magnitud de voltaje a 1.0 p.u., manteniendo una generación constante de potencia activa en un valor de 40 MW. Por ultimo, la Tabla 3.1 muestra los nodos tipo PQ con sus correspondientes niveles de carga eléctrica.

Tabla 3.1 Cargas de la red de 5 nodos.

Nodo	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR's)
Lake	45	15
Main	40	5
South	20	10
Elm	60	10

El estudio convergió en 4 iteraciones. Los resultados de este análisis son mostrados en la Tabla 3.2 y la Figura 3.1.

Tabla 3.2 Voltajes nodales finales de la red de 5 nodos.

Voltajes Complejos	Nodos del sistema				
	North	South	Lake	Main	Elm
V (p.u)	1.06	1.0	0.987247	0.984132	0.971696
θ (grados)	0.0	-2.06123	-4.63669	-4.95702	-5.76495

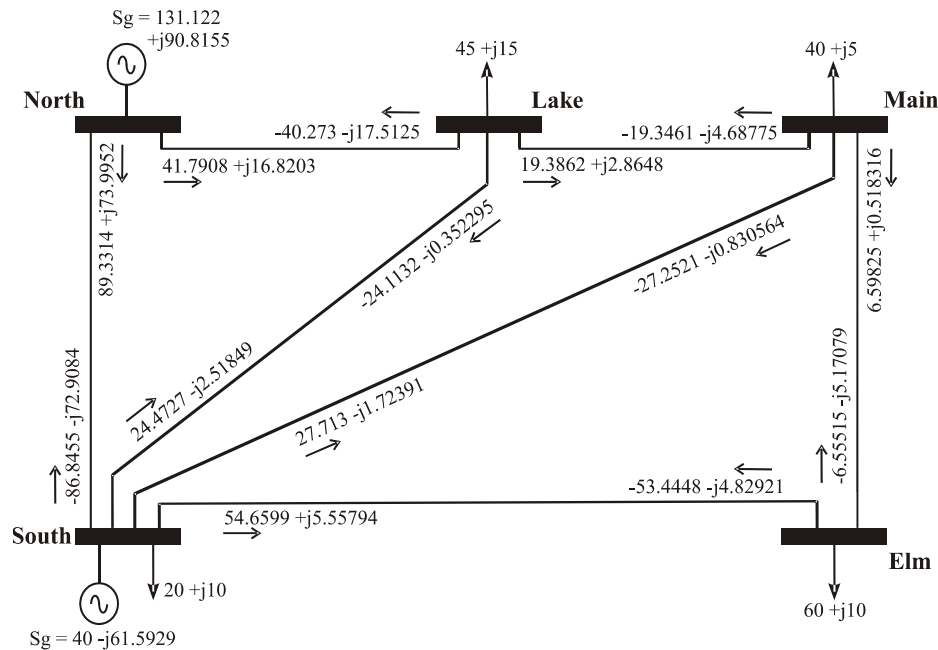


Figura 3.1 Resultados de flujos de potencia convencionales

El segundo paso para realizar la validación es analizar esta misma red por medio de un estudio de FPRP. Las condiciones iniciales para este caso de estudio son los resultados obtenidos en el estudio de flujos convencionales, dados en la Tabla 3.2 y la Figura 3.1. En este caso, North es un generador que ayuda en la regulación de frecuencia (llamado nodo de

referencia) con un voltaje inicial de $1.06\angle 0$, South es un nodo tipo *PV* con un voltaje controlado a 1.0 p.u. Las potencias de referencia P_{Gset} y Q_{Gset} de cada generador se muestran en la Tabla 3.3. Las demandas eléctricas son iguales a las reportadas en la Tabla 3.1.

Tabla 3.3 Potencia de referencia de los generadores.

Nodo	P_{Gset} (MW)	Q_{Gset} (MVAR's)	Límites de pot. Activa.		Límites de pot. Reactiva.	
			Min. (MW)	Max. (MW)	Min. (MVAR's)	Max. (MVAR's)
North	131.122	90.8155	----	----	----	----
South	40	----	----	----	-300	300

Para el generador de referencia se considera que tiene un coeficiente de regulación de velocidad igual a 0.04 p.u. y una salida de potencia nominal de 1 p.u. Los coeficientes asociados a la generación de potencia reactiva son: $a_Q = 1$ y $b_Q = 1$.

El estudio convergió en cuatro iteraciones. Los resultados del análisis de flujos de potencia mediante FPRP se muestran en la Tabla 3.4 y la Figura 3.2.

Tabla 3.4 Voltajes nodales finales de la red de 5 nodos.

Voltajes Complejos	Nodos del sistema				
	North	South	Lake	Main	Elm
V (p.u)	1.06	1.0	0.987247	0.984132	0.971696
θ (grados)	0.0	-2.06123	-4.63668	-4.95701	-5.76495
Δf (Hz)	-5.59719e-006				

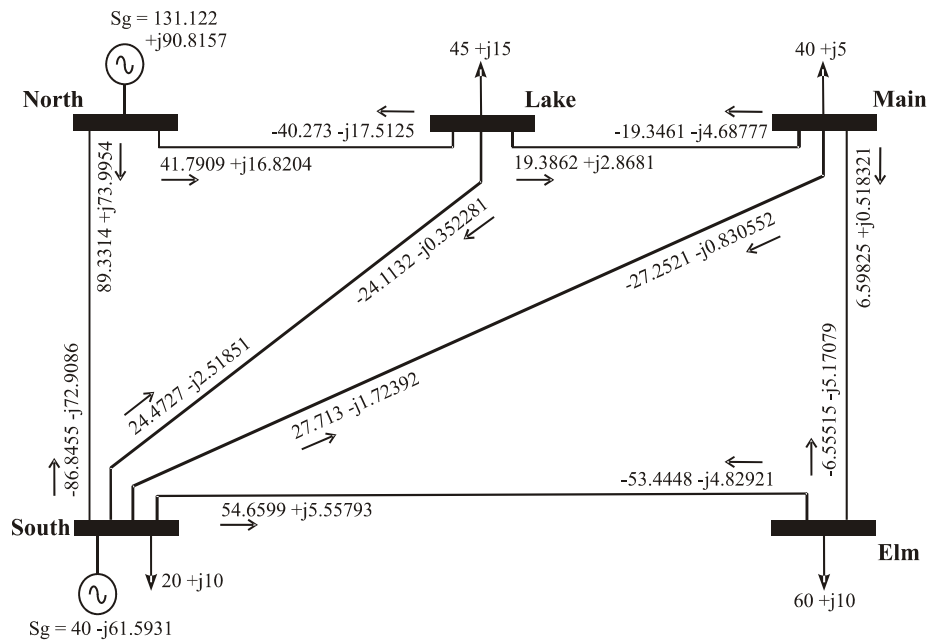


Figura 3.2 Resultados de flujos de potencia mediante FPRP.

De la Tabla 3.4 se puede observar que la desviación de frecuencia es prácticamente cero. Comparando los resultados obtenidos en la Tabla 3.2 con los que se muestran en la Tabla 3.4, se observa que son prácticamente iguales. De igual forma se comparan los resultados de la Figura 3.1 y de la Figura 3.2, tanto la generación de potencia, las potencias transmitidas entre los nodos y las potencias demandadas son prácticamente iguales. Lo anterior se debe a que las condiciones iniciales tomadas para el análisis de FPRP cumplen el balance de potencia entre la generación y la demanda. Lo anterior demuestra la confiabilidad del nuevo modelo de flujos de potencia.

En el apéndice D se realiza una comparación entre el programa computacional de FPRP y un simulador de control de frecuencia con regulación primaria realizado en [Zavala 2003].

3.3 ANÁLISIS DE FPRP EN LA RED DE 5 NODOS

En esta sección se realiza el estudio de flujos de potencia en la red de 5 nodos considerando la regulación primaria y cargas no lineales. Los siguientes casos de estudio son realizados:

1. Caso base
2. Aumento de las cargas en 20%
3. Decremento de las cargas en 20%
4. Diferente estatismo o regulación de velocidad (R).

Para todos los casos de estudio se tienen las siguientes especificaciones. North es el generador que realiza la regulación de frecuencia (nodo de referencia) con un voltaje inicial de 1.06 p.u. a un ángulo de referencia 0.0° . Las potencias de referencia (P_{Gset} , Q_{Gset}) se especifican en la Tabla 3.5 considerando que este generador tienen una potencia nominal de salida igual a 1 p.u. Asimismo, los coeficientes asociados a su generación de potencia reactiva son: $a_Q = 1$ y $b_Q = 1$. El coeficiente de regulación de velocidad (R) dado en esta misma tabla solo se cambia para el cuarto caso de un valor de 0.04 p.u. a 0.08. Debe mencionarse que en la practica el estatismo de todas las maquinas es igual; sin embargo, para propósitos de simulación se realiza esta prueba. El nodo South es tipo PV , cuyo generador controla la magnitud de voltaje a 1.0 p.u. Las características de este generador son dadas en la Tabla 3.5. Los nodos South y Elm tienen carga fija a los valores especificados en la Tabla 3.6. Por último, los nodos Lake y Main contienen carga dependiente de frecuencia y voltaje. Los coeficientes del polinomio

asociado al consumo de potencia activa son: $K_p = 0.04$, $p_p = 0.2$, $p_c = 0.3$ y $p_z = 0.5$. Los coeficientes del polinomio asociado al consumo de potencia reactiva son: $K_q = 0$, $q_p = 0.2$, $q_c = 0.3$ y $q_z = 0.5$. Las condiciones iniciales de las magnitudes de voltaje en todos los nodos de carga se consideran en 1 p.u., al igual que el voltaje base en p.u. En base a estos valores de voltaje y los coeficientes de los polinomios, la inicialización de las demandas de potencia en los nodos Lake y Main es igual a las potencias de referencia P_{Lset} y Q_{Lset} . Asimismo, se considera un criterio de convergencia de $1e-12$ p.u.

Tabla 3.5 Potencia de referencia.

Nodo	P_{Gset} (MW)	Q_{Gset} (MVAR's)	R (p.u)	Límites de pot. Activa.		Límites de pot. Reactiva.	
				Min. (MW)	Max. (MW)	Min. (MVAR's)	Max. (MVAR's)
North	130.0	90.0	0.04	----	----	----	----
South	40	----	----	----	----	-300	300

Tabla 3.6 Cargas iniciales.

Nodo	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR's)
Lake	45	15
Main	40	5
South	20	10
Elm	60	10

En el caso base, las potencias demandadas en función de la frecuencia y el voltaje tienen potencias de referencias P_{Lset} y Q_{Lset} , como se indica en la Tabla 3.6. La convergencia se logró en 4 iteraciones. Las generaciones y demandas finales de potencia se muestran en la Tabla 3.7 y la Tabla 3.8, respectivamente.

Tabla 3.7 Potencias generadas

Nodo	P_G (MW)	Q_G (MVAR's)	Δf (Hz)
North	129.467	89.4702	0.0127829
South	40	-60.9882	

Tabla 3.8 Cargas finales.

Nodo	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR's)
Lake	44.2785	14.7594
Main	39.1998	4.89993
South	20	10
Elm	60	10

En base a las condiciones iniciales dadas, se observa en las Tablas 3.5 y 3.6 que la generación de potencia activa es mayor que las potencias demandadas, por lo cual el generador que participa con la regulación primaria (North) se acelera resultando en una desviación de frecuencia positiva. Durante el proceso iterativo, al ajustarse los valores de magnitud de voltaje y desviación de frecuencia, las cargas en los nodos Lake y Main se reducen; lo cual implica una ligera reducción de la potencia activa generada. Lo anterior se comprueba al comparar las Tablas 3.5 y 3.7, así como las Tablas 3.6 y 3.8. Lo anterior da como resultado un nuevo punto de equilibrio a una frecuencia de operación igual a 60.0127819 Hz, siendo mayor a la nominal.

En el siguiente caso de estudio, las potencias base demandadas dadas en la Tabla 3.6 se incrementan en un 20 % con la finalidad de observar el comportamiento del generador de referencia que participa en la regulación primaria. Dichas demandas de potencia son dadas en la Tabla 3.9.

Tabla 3.9 Incremento de carga.

Nodo	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR's)
Lake	54	18
Main	48	6
South	24	12
Elm	72	12

Este análisis logró la convergencia en 4 iteraciones. Las potencias finales generadas y demandadas se muestran en la Tabla 3.10 y la Tabla 3.11, respectivamente.

Tabla 3.10 Potencias generadas

Nodo	P_G (MW)	Q_G (MVAR's)	Δf (Hz)
North	165.791	138.601	-0.85898
South	40	-90.7896	

Tabla 3.11 Cargas finales.

Nodo	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR's)
Lake	53.0435	17.6913
Main	46.8758	5.86283
South	24	12
Elm	72	12

Debido al incremento en la demanda de potencia activa, el generador que participa en la regulación primaria se desacelera ocasionando una desviación de frecuencia negativa. La generación de potencia de North se incrementa con la finalidad de satisfacer este incremento

de demanda. Debido a la reducción de desviación de frecuencia y magnitud de voltaje, la carga dependiente de estas variables también se decrementó. Con estas condiciones de operación se tiene un nuevo punto de equilibrio, donde el sistema funciona a una frecuencia menor a la nominal.

En el tercer análisis del sistema, las demandas de potencia bases especificadas en la Tabla 3.6 se reducen en un 20 %, tal como se muestra en la Tabla 3.12.

Tabla 3.12 Cargas iniciales.

Nodo	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR's)
Lake	36	12
Main	32	4
South	16	8
Elm	48	8

La convergencia se logró en 4 iteraciones. La Tabla 3.13 muestra las demandas finales de potencia, observándose una reducción de la potencia demandada en los nodos Lake y Main. De igual forma, la Tabla 3.14 muestra las generaciones finales de potencia, donde la generación del nodo North se reduce.

Tabla 3.13 Cargas finales.

Nodo	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR's)
Lake	35.6144	11.8648
Main	31.561	3.9429
South	16	8
Elm	48	8

Tabla 3.14 Potencias generadas

Nodo	P_G (MW)	Q_G (MVAR's)	Δf (Hz)
North	94.775	67.183	0.845399
South	40	- 53.7082	

Debido al decremento de potencia activa demandada, el generador encargado de la regulación primaria incrementa su velocidad. Dicho incremento, da lugar a una desviación de frecuencia positiva. Asimismo, la regulación primaria reduce la generación de ambas potencias en el nodo North. Las condiciones de operación mencionadas anteriormente logran equilibrar la generación y la demanda de potencia, obteniendo un nuevo punto operativo del sistema a una frecuencia mayor a la nominal.

Por último, en el caso de estudio asociado al estatismo o regulación de velocidad (R), se modifica el coeficiente de regulación de velocidad del generador de referencia de un valor de 0.04 p.u. a 0.08 p.u. Los datos restantes permanecen iguales a los del caso base.

La convergencia del sistema se logró en la cuarta iteración. La Tabla 3.15 muestra las demandas finales de potencia de este caso de estudio y el caso base. De igual forma, la Tabla 3.16 muestra la generación final de potencia.

Tabla 3.15 Cargas finales

Nodo	Caso base		$R = 0.08$ p.u.	
	P_{carga}	Q_{carga}	P_{carga}	Q_{carga}
Lake	44.2785	14.7594	44.2789	14.7594
Main	39.1998	4.89993	39.2001	4.89993
South	20	10	20	10
Elm	60	10	60	10

Tabla 3.16 Generación final de potencia.

Nodo	Caso base			$R = 0.08$ p.u.		
	P_G (MW)	Q_G (MVAR's)	Δf (Hz)	P_G (MW)	Q_G (MVAR's)	Δf (Hz)
North	129.467	89.4702	0.0127829	129.468	89.471	0.0255289
South	40	-60.9882		40	-60.9888	

Para este caso de estudio, el comportamiento de la velocidad rotacional del generador es muy similar al del caso base, con la diferencia de que la velocidad de respuesta del generador North es más lenta; porque el incremento del estatismo provoca una generación de potencia mas lenta. Por lo tanto, la desviación de frecuencia se incrementa. Por otra parte, comparando las demandas de potencia activa con la del caso base, mostradas en la Tabla 3.15, se observa un incremento de 0.001 MW en dicha potencia para este caso.

Comparando los casos de estudio descritos anteriormente, se observa que la frecuencia del sistema sufre cambios ante perturbaciones, tal como se ilustra en la Figura 3.3. Cuando se aumenta la demanda de potencia activa, el generador pierde velocidad angular, dando como resultado un decremento en la frecuencia del sistema. Lo contrario sucede cuando se disminuye la demanda de potencia activa, ya que el generador se acelera y la frecuencia se incrementa. Por otra parte, un incremento en el estatismo provoca una desviación de frecuencia mayor; dado que la respuesta del generador encargado de la regulación primaria será más lenta.

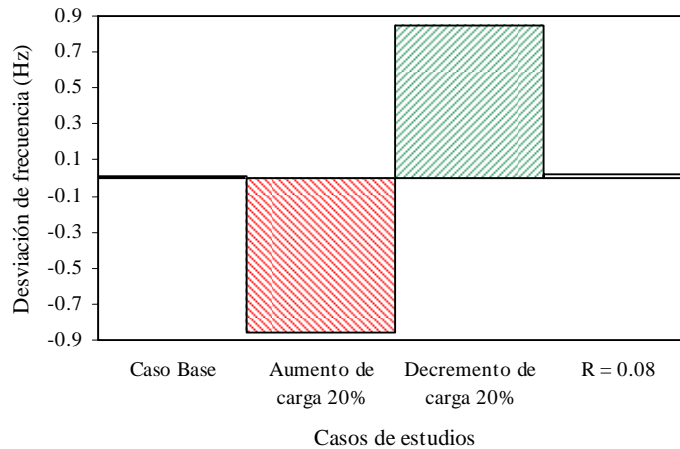


Figura 3.3 Desviaciones de frecuencia

Las Figuras 3.4 y 3.5 muestran el comportamiento de la magnitud y ángulo de voltaje en cada nodo, respectivamente, para los casos de estudio. El nodo *PV* (South) mantiene su magnitud de voltaje, puesto que sus límites de operación no son violados. En los nodos de carga Lake, Main y Elm, las magnitudes de sus voltajes se incrementan cuando se reduce la demanda de potencia reactiva. Lo contrario sucede cuando ocurre un aumento en dicha demanda. Es interesante observar que la magnitud de voltaje en el nodo de referencia North varía de manera contraria con respecto al cambio observado en los nodos de carga, al ocurrir un cambio en la demanda de potencia reactiva. Esto se debe a la manera en que el generador modifica su generación de potencia reactiva para lograr el balance de potencia demandada. Es decir, al ocurrir un incremento de potencia reactiva demandada, el generador regulador también incrementa su generación de potencia, ocurriendo un incremento en la magnitud de voltaje en este nodo. Debido a las variaciones de la demanda de potencia activa, existe un cambio en los valores de los ángulos de voltaje con respecto al ángulo de referencia. En relación a los ángulos de voltaje de los nodos tipo *PV* y *PQ*, estos se desplazan en el sentido de las manecillas del reloj, con respecto al ángulo de referencia especificado en el nodo North, para un aumento en la demanda de potencia; es decir, hay una apertura angular de los voltajes nodales. Lo contrario ocurre para una pérdida de carga. Estos resultados también muestran que el cambio en el estatismo no afecta los valores de voltaje nodal, solamente afecta el cambio de frecuencia.

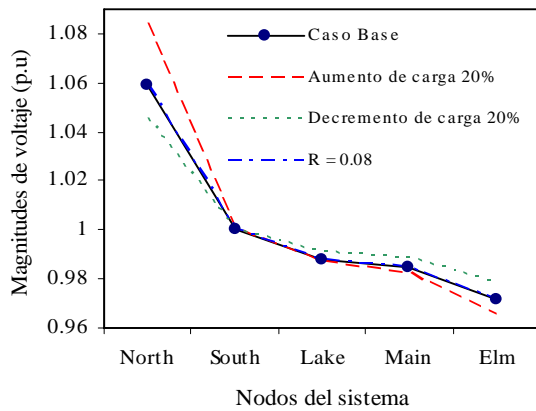


Figura 3.4 Magnitudes de voltaje finales.

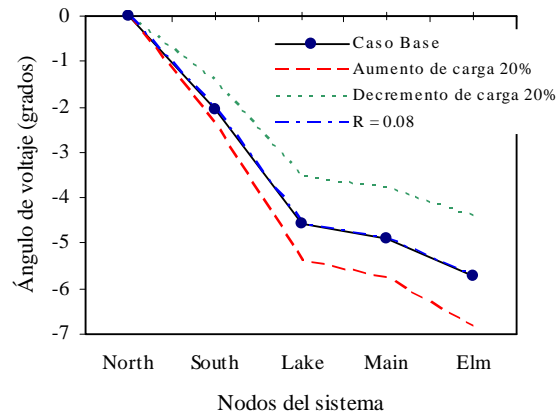


Figura 3.5 Ángulos de voltaje finales.

Las Figuras 3.6 y 3.7 ilustran la generación de potencia activa y reactiva, respectivamente, de cada generador. Es claro que esta generación de potencia varía acorde al cambio de carga que se tiene en el sistema eléctrico. Al igual que los voltajes nodales, la potencia de generación no se afecta por el cambio en el estatismo del generador regulador.

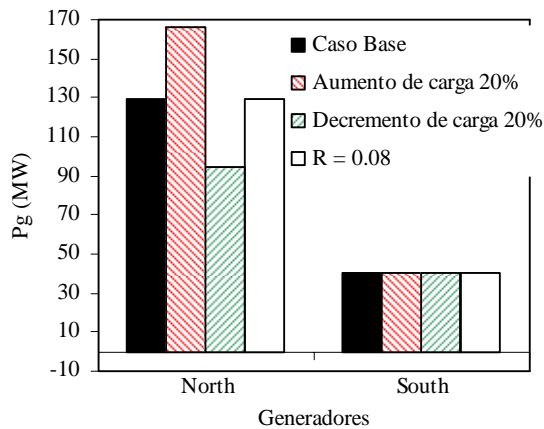


Figura 3.6 Generación final de potencia activa.

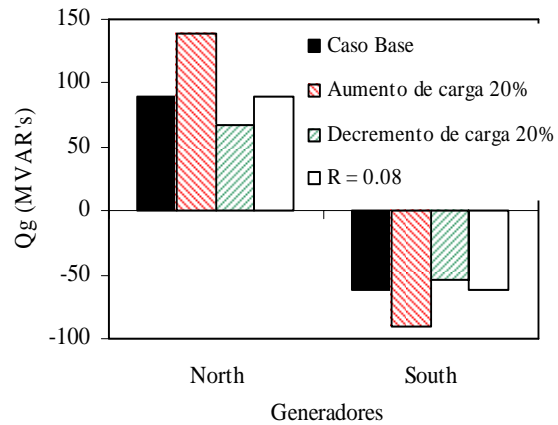


Figura 3.7 Generación final de potencia reactiva.

Las máximas desviaciones de potencia activa y reactiva en el proceso iterativo se presentan en la Figura 3.8 y Figura 3.9, respectivamente. Todos los casos de estudio convergen en cuatro iteraciones puesto que no se viola ningún límite operativo.

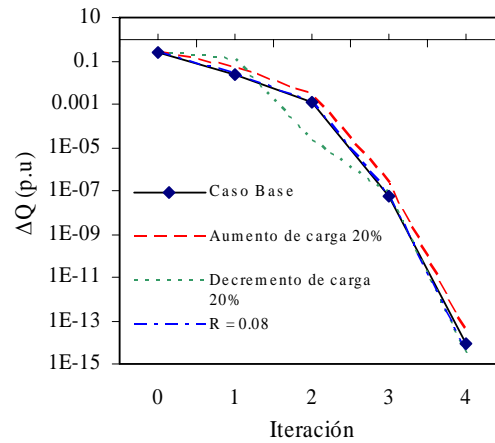
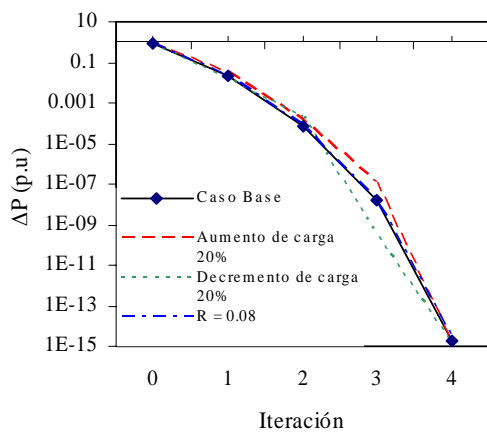


Figura 3.8 Máximas desviaciones de potencia activa. Figura 3.9 Máximas desviaciones de potencia reactiva.

3.4 ANÁLISIS DE FPRP EN LA RED DE 30 NODOS

En esta sección se presentan los casos de estudio realizados a la red de 30 nodos, mostrada en la Figura 3.10. Al igual que en la red de 5 nodos, los siguientes estudios fueron realizados:

1. Caso base
2. Aumento de las cargas en 20%
3. Decremento de las cargas en 20%
4. Diferente estatismo (R)
5. Diferente potencia nominal de salida (P_R)

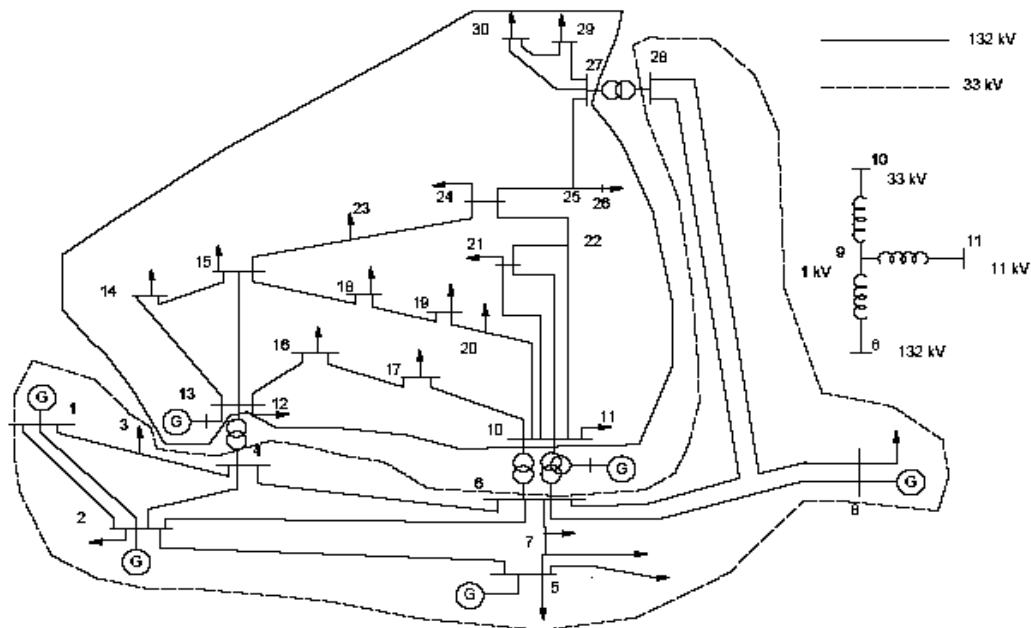


Figura 3.10 Sistema de 30 nodos.

Para todos los casos de estudio se tienen las siguientes especificaciones. El generador conectado al nodo de referencia nod_1 participa en la regulación de frecuencia con un voltaje inicial de 1.06 p.u. a un ángulo de referencia 0.0 °. El generador conectado en el nodo nod_2 también participa en la regulación de frecuencia con un voltaje inicial de 1.0 p.u. Las potencias de referencia (P_{Gset} , Q_{Gset}) son especificadas en la Tabla 3.17 para cada uno de estos generadores. Se asume que estos generadores tienen una potencia nominal de salida igual a 1 p.u. Asimismo, los coeficientes asociados a sus generaciones de potencia reactiva son: $a_Q = 1$ y $b_Q = 1$. El estatismo (R) asociado al generador conectado en el nodo nod_2, dado en esta misma tabla, se cambiará para el cuarto caso de un valor de 0.04 p.u. a 0.08 p.u. Debe mencionarse que en la practica el estatismo de todas las maquinas es igual; sin embargo, para propósitos de simulación se realiza esta prueba. Para el último caso de estudios la potencia nominal de salida del generador conectado en el nodo de referencia se cambiará de un valor de 1 p.u. a 2.6 p.u. Los nodos nod_5, nod_8, nod_11 y nod_13 son tipo PV, y los condensadores síncronos conectados a estos nodos tienen las características de generación y control de magnitud de voltaje dados en la Tabla 3.17. Este sistema cuenta con 11 cargas fijas, cuyos valores y nodos de conexión son especificados en la Tabla 3.18. Asimismo, se tienen 10 cargas dependientes de frecuencia y voltaje, cuyas ubicaciones en el sistema se proporcionan en la Tabla 3.19. Los coeficientes del polinomio asociado al consumo de potencia activa de estas cargas son: $K_p = 0.04$, $p_p = 0.2$, $p_c = 0.3$ y $p_z = 0.5$. Los coeficientes del polinomio asociado a su consumo de potencia reactiva son: $K_q = 0$, $q_p = 0.2$, $q_c = 0.3$ y $q_z = 0.5$. Las condiciones iniciales de las magnitudes de voltaje en todos los nodos de carga se consideran en 1 p.u., al igual que el voltaje base en p.u. En base a estos valores, la inicialización de las demandas de potencia en los nodos con cargas dependientes de frecuencia y voltaje son iguales a las potencias de referencia P_{Lset} y Q_{Lset} . Por último, la desviación de frecuencia inicial es igual a cero Hz y el criterio de convergencia es igual a 1e-12 p.u.

Tabla 3.17 Características de los generadores.

Nodo	Voltaje	Estatismo R (p.u)	P_{Gset} (MW)	Q_{Gset} (MVAR's)	Límites de pot. Activa. (MW)		Límites de pot. Reactiva. (MVAR's)	
					Min.	Max.	Min.	Max.
nod_1	1.06	0.04	261.0	-16.0	----	----	----	----
nod_2	1.0	0.04	40.0	45.0	10	80	-40	50
nod_5	1.010	----	0.0	----	----	----	-40	40
nod_8	1.010	----	0.0	----	----	----	-10	40
nod_11	1.082	----	0.0	----	----	----	-6	24
nod_13	1.071	----	0.0	----	----	----	-6	24

Tabla 3.18 Cargas fijas.

Nodo	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR's)	Nodo	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR's)
nod_5	94.2	19.0	nod_23	3.2	1.6
nod_8	30.0	30.0	nod_24	8.7	6.7
nod_18	3.2	0.9	nod_26	3.5	2.3
nod_19	9.5	3.4	nod_29	2.4	0.9
nod_20	2.2	0.7	nod_30	10.6	1.9
nod_21	17.5	11.2			

Tabla 3.19 Cargas dependientes de frecuencia y voltaje

Nodo	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR's)	Nodo	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR's)
nod_2	21.7	12.7	nod_12	11.2	7.5
nod_3	2.4	1.2	nod_14	6.2	1.6
nod_4	7.6	1.6	nod_15	8.2	2.5
nod_7	22.8	10.9	nod_16	3.5	1.8
nod_10	5.8	2.0	nod_17	9.0	5.8

En el caso base, las potencias demandadas en función de la frecuencia y el voltaje tienen potencias de referencias, P_{Lset} y Q_{Lset} , como se indica en la Tabla 3.19. La convergencia se logró en 5 iteraciones. Las demandas finales de potencia dependientes de frecuencia y voltaje se muestran en la Tabla 3.20. Por otra parte, la potencia generada final se especifica en la Tabla 3.21.

Tabla 3.20 Cargas de potencia finales dependiente de f y V .

Nodo	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR's)	Nodo	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR's)
nod_2	22.8879	13.3957	nod_12	12.03	8.05611
nod_3	2.46162	1.23085	nod_14	6.53087	1.68544
nod_4	7.70541	1.62225	nod_15	8.58951	2.61884
nod_7	22.8555	10.9269	nod_16	3.69939	1.90261
nod_10	6.13508	2.11562	nod_17	9.45028	6.09039

Tabla 3.21 Potencias generadas.

Nodo	P_G (MW)	Q_G (MVAR's)	Δf (Hz)
nod_1	263.137	-13.8172	-0.0512908
nod_2	42.1371	47.1828	
nod_5	0.0	38.1465	
nod_8	0.0	39.2834	
nod_11	0.0	16.6446	
nod_13	0.0	11.5993	

Puesto que la condición inicial de generación de potencia activa es menor que la demanda y pérdida de dicha potencia, los generadores que participan en la regulación primaria pierden velocidad, por tal motivo la nueva frecuencia de operación del sistema es menor a la nominal. Asimismo, se incrementa la generación de potencia para igualar a la demanda. La combinación de la magnitud de voltaje y la desviación de frecuencia producen una regulación en la demanda de potencia activa y reactiva.

En el siguiente caso de estudio las potencias demandadas especificadas en la Tabla 3.18 y la Tabla 3.19 del caso base se incrementan en un 20 %. De tal forma, las cargas de referencia, P_{Lset} y Q_{Lset} , iniciales dependientes de voltaje y frecuencia son especificadas en la Tabla 3.22, mientras que las cargas fijas son mostradas en la Tabla 3.23.

Tabla 3.22 Cargas dependientes de frecuencia y voltaje

Nodo	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR's)	Nodo	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR's)
nod_2	26.04	15.24	nod_12	13.44	9.0
nod_3	2.88	1.44	nod_14	7.44	1.92
nod_4	9.12	1.92	nod_15	9.84	3.0
nod_7	27.36	13.08	nod_16	4.20	2.16
nod_10	6.96	2.4	nod_17	10.8	6.96

Tabla 3.23 Cargas fijas.

Nodo	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR's)	Nodo	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR's)
nod_5	113.04	22.80	nod_23	3.84	1.92
nod_8	36.0	36.0	nod_24	10.44	8.04
nod_18	3.84	1.08	nod_26	4.2	2.76
nod_19	11.4	4.08	nod_29	2.88	1.08
nod_20	2.64	0.84	nod_30	12.72	2.28
nod_21	21.0	13.44			

Para este caso de estudios se tiene una desviación de frecuencia negativa, es decir que el nuevo punto de operación se logra a una frecuencia menor a la nominal. Lo anterior se debe al aumento en la demanda de potencia activa, que ocasiona un decremento en la velocidad rotacional de los generadores. Asimismo, los generadores encargados de la regulación primaria incrementan su generación de potencia activa y reactiva para lograr igualar la potencia demandada, como se muestra en la Tabla 3.24. Por otra parte, las demandas finales

de potencia se incrementan con respecto a su condición inicial por la dependencia de la frecuencia, como se muestra en la Tabla 3.25.

Tabla 3.24 Potencias generadas.

Nodo	P_G (MW)	Q_G (MVAR's)	Δf (Hz)
nod_1	294.991	29.5449	-0.815785
nod_2	73.991	50.0	
nod_5	0.0	37.5655	
nod_8	0.0	39.9005	
nod_11	0.0	18.0312	
nod_13	0.0	13.3916	

Tabla 3.25 Cargas de potencia finales dependiente de f y V .

Nodo	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR's)	Nodo	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR's)
nod_2	28.2708	16.5546	nod_12	14.3861	9.63877
nod_3	3.00342	1.50253	nod_14	7.77597	2.00779
nod_4	9.33678	1.96671	nod_15	10.2118	3.11505
nod_7	27.4075	13.1098	nod_16	4.40562	2.26698
nod_10	7.298	2.51792	nod_17	11.2294	7.24067

En el siguiente análisis, las demandas de potencia iniciales utilizadas en el caso base serán reducidas en un 20 %. Las cargas iniciales dependientes de voltaje y frecuencia son especificadas en la Tabla 3.26 y las cargas fijas son mostradas en la Tabla 3.27.

Tabla 3.26 Cargas dependientes de frecuencia y voltaje

Nodo	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR's)	Nodo	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR's)
nod_2	17.36	10.16	nod_12	8.96	6.00
nod_3	1.92	0.96	nod_14	4.96	1.28
nod_4	6.08	1.28	nod_15	6.56	2.00
nod_7	18.24	8.72	nod_16	2.80	1.44
nod_10	4.64	1.60	nod_17	7.20	4.64

Tabla 3.27 Cargas fijas.

Nodo	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR's)	Nodo	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR's)
nod_5	75.36	15.20	nod_23	2.56	1.28
nod_8	24.00	24.00	nod_24	6.96	5.36
nod_18	2.56	0.72	nod_26	2.80	1.84
nod_19	7.60	2.72	nod_29	1.92	0.72
nod_20	1.76	0.56	nod_30	8.48	1.52
nod_21	14.00	8.96			

Para las condiciones iniciales dadas, se logra la convergencia en la quinta iteración. Al disminuir la demanda de potencia activa la velocidad rotacional de los generadores se incrementa, dando como resultado una desviación de frecuencia positiva. Por lo que el sistema logra un nuevo punto de equilibrio a una frecuencia mayor a la nominal. Dicha desviación de frecuencia provoca que los generadores que participan en la regulación primaria disminuyan su producción de potencia activa y reactiva para igualar la demanda, tal como se muestra en la Tabla 3.28. Asimismo, las cargas varían en función de la desviación de frecuencia y el voltaje en el nodo en cuestión, tal como se muestra en la Tabla 3.29.

Tabla 3.28 Potencias generadas.

Nodo	P_G (MW)	Q_G (MVAR's)	Δf (Hz)
nod_1	231.816	-36.667	0.700417
nod_2	10.816	24.333	
nod_5	0.0	40	
nod_8	0.0	40	
nod_11	0.0	16.5449	
nod_13	0.0	11.3068	

Tabla 3.29 Cargas de potencia finales dependiente de f y V .

Nodo	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR's)	Nodo	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR's)
nod_2	17.614	10.3038	nod_12	9.6335	6.448
nod_3	1.92935	0.964223	nod_14	5.25142	1.35457
nod_4	6.07484	1.27832	nod_15	6.91543	2.10738
nod_7	18.1933	8.69362	nod_16	2.97327	1.5284
nod_10	4.93326	1.70033	nod_17	7.60874	4.90112

En el caso de estudio asociado al estatismo o regulación de velocidad (R) se consideran las mismas condiciones y datos del caso base; pero se modifica el coeficiente de regulación de velocidad del generador nod_2 que participa en la regulación primaria de un valor de 0.04 p.u. a 0.08 p.u.

El sistema logra la convergencia en las mismas iteraciones que el caso base. Para lograr observar los efectos del estatismo se presentan las generaciones finales de potencia en la Tabla 3.30 y las demandas finales de potencia dependientes de la frecuencia del sistema y el voltaje son presentadas en la Tabla 3.31. Las cargas fijas permanecen en el valor especificado en la Tabla 3.18.

Tabla 3.30 Generación de potencia activa y reactiva.

Nodo	Caso Base			nod_2 con $R = 0.08$ p.u.		
	P_G (MW)	Q_G (MVAR's)	Δf (Hz)	P_G (MW)	Q_G (MVAR's)	Δf (Hz)
nod_1	263.137	-13.8172	-0.0512908	263.87	-13.0472	-0.068889
nod_2	42.1371	47.1828		41.4352	46.4558	
nod_5	0.0	38.1465		0	38.2089	
nod_8	0.0	39.2834		0	39.2914	
nod_11	0.0	16.6446		0	16.6451	
nod_13	0.0	11.5993		0	11.5953	

Tabla 3.31 Cargas dependientes de f y V .

Nodo	Caso Base		nod_2 con $R = 0.08$ p.u.	
	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR's)	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR's)
nod_2	22.8879	13.3957	22.8843	13.3937
nod_3	2.46162	1.23085	2.4618	1.23096
nod_4	7.70541	1.62225	7.70549	1.62228
nod_7	22.8555	10.9269	22.8552	10.9269
nod_10	6.13508	2.11562	6.135	2.11561
nod_12	12.03	8.05611	12.03	8.05616
nod_14	6.53087	1.68544	6.53083	1.68545
nod_15	8.58951	2.61884	8.58945	2.61886
nod_16	3.69939	1.90261	3.69936	1.90261
nod_17	9.45028	6.09039	9.45018	6.09039

Al reducir la velocidad de respuesta del generador nod_2, éste tiene una menor participación en la regulación de frecuencia debido a su decremento de generación, lo cual implica que alimenta una menor carga respecto al caso base. Asimismo, el generador nod_1 produce una mayor potencia para compensar una mayor carga, puesto que éste tiene mayor capacidad de regulación. Puesto que la capacidad de regulación del sistema disminuye, la desviación de frecuencia fue mayor, y por lo tanto la frecuencia de operación del sistema es menor con respecto al caso base. Las demandas de potencia varían muy poco con respecto al caso base. Por lo anterior, se concluye que el estatismo del sistema impacta principalmente en la frecuencia de operación del sistema.

En el último caso de estudio se modifica la potencia de salida nominal del generador conectado en el nodo de referencia (nod_1) de un valor de 1 p.u. a 2.6 p.u. Las condiciones iniciales y datos restantes son considerados iguales a los del caso base.

Al igual que en el caso base se logra la convergencia en la quinta iteración. Para observar los efectos que produce el cambio en la potencia de salida nominal (P_R) en la operación del sistema se presentan las generaciones finales de potencia en la Tabla 3.32 y las demandas finales de potencia en función de la desviación de frecuencia y el voltaje nodal son mostradas

en la Tabla 3.33. Mientras que las cargas fijas permanecen en el valor especificado en la Tabla 3.18.

Tabla 3.32 Generación de potencia activa y reactiva.

Nodo	Caso Base			nod_1 con (P_R) = 2.6 pu		
	P_G (MW)	Q_G (MVAR's)	Δf (Hz)	P_G (MW)	Q_G (MVAR's)	Δf (Hz)
nod_1	263.137	-13.8172	-0.0512908	264.12	-12.7829	-0.0287977
nod_2	42.1371	47.1828		41.1999	46.2143	
nod_5	0.0	38.1465		0.0	38.2266	
nod_8	0.0	39.2834		0.0	39.2906	
nod_11	0.0	16.6446		0.0	16.6448	
nod_13	0.0	11.5993		0.0	11.5933	

Tabla 3.33 Cargas dependientes de f y V .

Nodo	Caso Base		nod_1 con (P_R) = 2.6 pu	
	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR's)	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR's)
nod_2	22.8879	13.3957	22.8839	13.3932
nod_3	2.46162	1.23085	2.46195	1.231
nod_4	7.70541	1.62225	7.70577	1.6223
nod_7	22.8555	10.9269	22.8558	10.9269
nod_10	6.13508	2.11562	6.13517	2.11562
nod_12	12.03	8.05611	12.0303	8.05619
nod_14	6.53087	1.68544	6.53102	1.68546
nod_15	8.58951	2.61884	8.5897	2.61886
nod_16	3.69939	1.90261	3.69946	1.90262
nod_17	9.45028	6.09039	9.45044	6.0904

En este caso de estudio el comportamiento de la velocidad rotacional de los generador es muy similar al del caso base, con la diferencia que el generador nod_1 que participa en la regulación primaria tiene una mayor capacidad de generación de potencia activa puesto que se incrementa su potencia de salida nominal, por tal motivo éste tiene una mayor participación en la regulación de frecuencia, lo cual implica que alimenta una mayor carga respecto al caso base. Asimismo, el generador nod_2 produce una menor potencia para compensar una menor carga, puesto que éste tiene menor capacidad de generación. Por lo tanto, la desviación de frecuencia fue menor debido a que la capacidad de generación de potencia activa del sistema aumento respecto al caso base.

Comparando los casos de estudio descritos anteriormente, se observa que se presentan desviaciones de frecuencia diferentes en cada caso, las cuales se muestra en la Figura 3.11. Al existir una variación de carga, la desviación de frecuencia respecto al caso base fue una respuesta natural de los generadores que participan en la regulación primaria; es decir, los generadores perdieron velocidad rotacional ante el incremento de carga y viceversa en la disminución de carga.

Por otra parte, en el caso que se incrementa el estatismo de 0.04 a 0.08 p.u. en el generador nod_2, la frecuencia de operación disminuye debido a que la capacidad de respuesta del sistema es menor respecto al caso base. Por otro lado, la desviación de la frecuencia de operación del sistema fue menor cuando se incremento la potencia de salida del generador nod_1 respecto al caso base debido a que la capacidad de generación del sistema aumento.

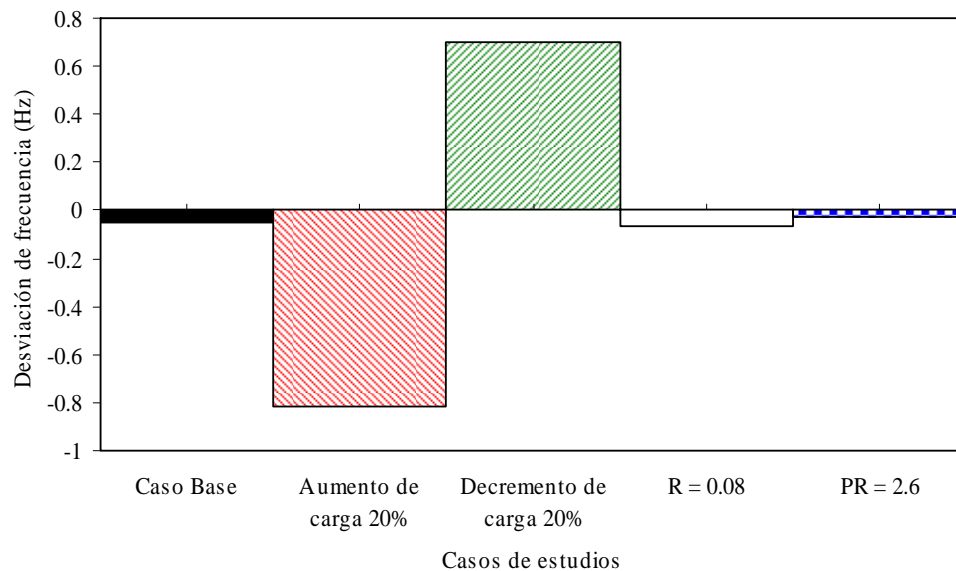


Figura 3.11 Desviaciones de frecuencia.

La generación de potencia activa y reactiva se muestra en la Figura 3.12 y la Figura 3.13, respectivamente. La generación de potencia de los generadores que participan en la regulación primaria se incrementa para el caso de aumento de carga, puesto que la desviación de frecuencia es negativa. Por lo contrario, se disminuye la generación de potencia en el caso de reducción carga dado que la desviación de frecuencia es positiva. Por otra parte, cuando se incrementa el estatismo en el generador nod_2, la generación de potencia aumenta. Lo anterior se fundamenta en las ecuaciones de generación de potencia (2.5) y (2.7), donde es

claro que el signo de la desviación de frecuencia influye directamente en la generación de potencia.

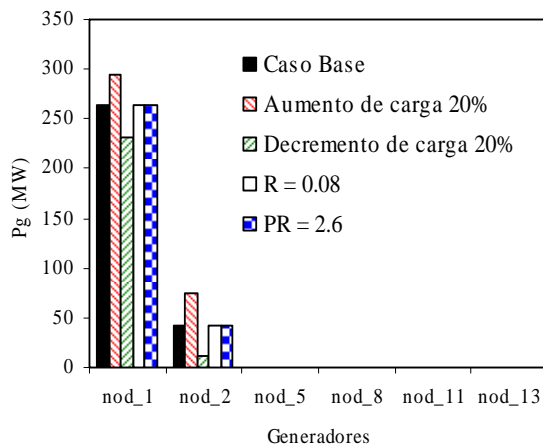


Figura 3.12 Generación de potencia activa

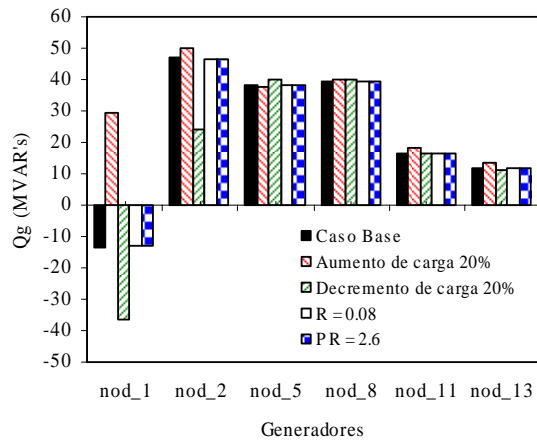


Figura 3.13 Generación de potencia reactiva

El comportamiento de la magnitud de voltaje se ilustra en la Figura 3.14, donde se observa que los generadores *PV* logran mantener su magnitud de voltaje controlado en los 5 casos de estudio. En el caso de incremento de carga, la magnitud de voltaje en los generadores que participan en la regulación primaria se incrementa. Lo anterior es producto del aumento de generación de potencia reactiva. Asimismo, el aumento en la generación de potencia reactiva da como resultado una mayor inyección de esta potencia en los nodos más cercanos eléctricamente a los generadores *nod_1* y *nod_2*. La magnitud de voltaje se comporta de manera contraria en los nodos lejanos a *nod_1* y *nod_2*. El comportamiento de la magnitud de voltaje para el caso de decremento de carga es de manera opuesta al caso anterior, puesto que la generación disminuye.

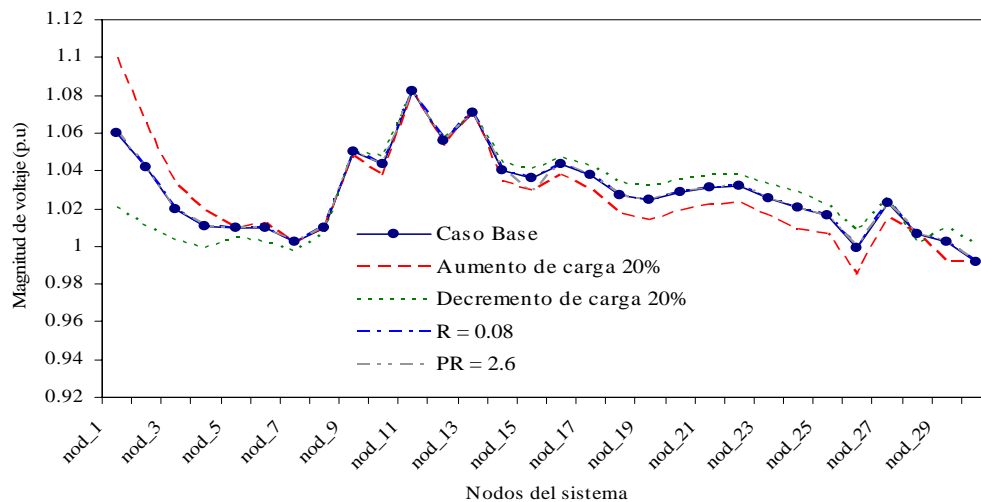


Figura 3.14 Magnitudes de voltaje finales

Los ángulos de los voltajes aumentan para el caso de incremento de demanda y disminuyen en el caso de decremento de demanda, lo anterior se debe principalmente a la mayor o menor generación de potencia activa. El comportamiento de los ángulos de los voltajes se muestra en la Figura 3.15.

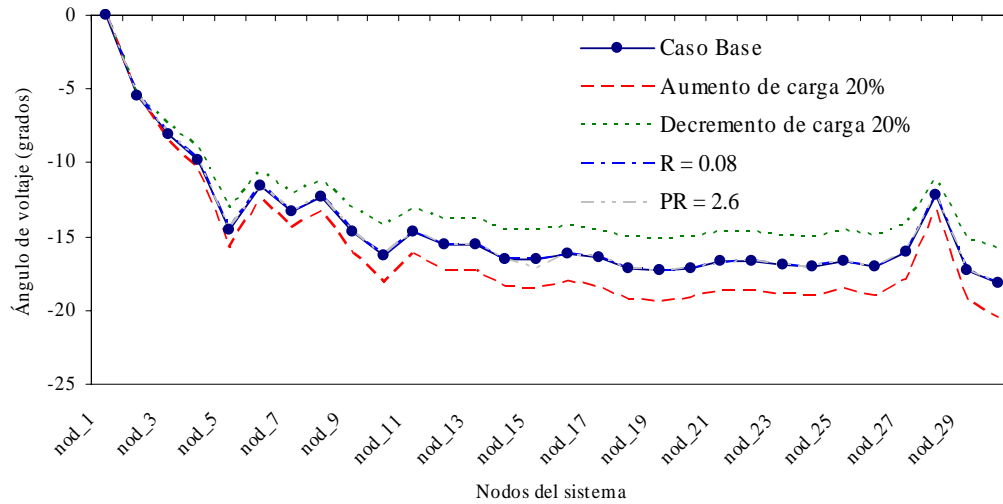


Figura 3.15 Ángulos de voltaje nodal.

Por último, en el caso de aumento de carga se logró la convergencia hasta la octava iteración debido a que el nod_2 violó el límite máximo de generación de potencia reactiva en la quinta iteración. Por otro lado, los otros casos de estudio logran la convergencia en la quinta iteración. Las máximas desviaciones absolutas de potencia activa y reactiva son mostradas en las Figuras 3.16 y 3.17, respectivamente.

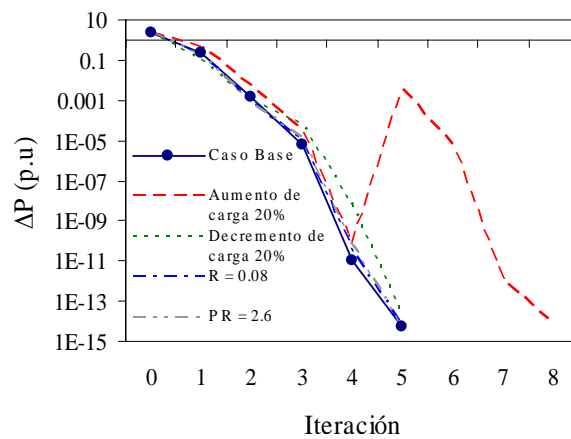


Figura 3.16 Máximas desviaciones de potencia activa

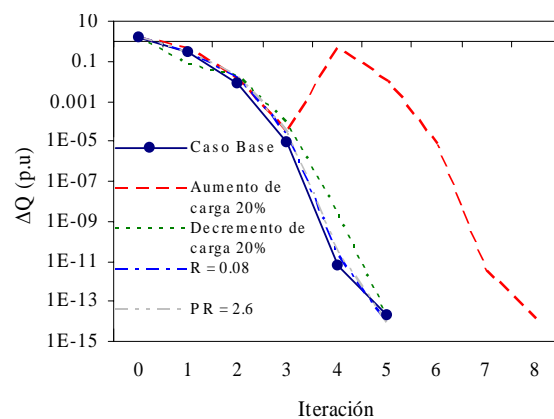


Figura 3.17 Máximas desviaciones de potencia reactiva.

3.5 ANÁLISIS DE LA RED CON DISPOSITIVOS SIFLETCA

Para analizar el efecto que los dispositivos SIFLETCA tienen sobre la regulación de frecuencia hecha por los generadores se utilizará el caso base de la red de 30 nodos estudiada en la sección 3.4. Los dispositivos a estudiar permiten el control de voltaje y/o control de flujo de potencia activa. Dichos dispositivos son:

- Transformador con Cambiador de Tap bajo Carga (TCTC).
- Transformador Desfasador (TD).
- Compensador Serie Controlado por Tiristores (modelo de ángulo de disparo, CSCT-AD).
- Compensador Estático de VARs (modelo de ángulo de disparo con transformador, CEV).
- Controlador Universal de Flujos de Potencia (CUFP).

3.5.1 TRANSFORMADOR CON CAMBIADOR DE TAP BAJO CARGA (TCTC)

El TCTC se colocó en diferentes líneas de transmisión con el objetivo de controlar la magnitud de voltaje del nodo de envío en la línea de transmisión. Para lo anterior se utilizó un nodo adicional llamado *nodfa*, tal como se muestra en la Figura 3.18.

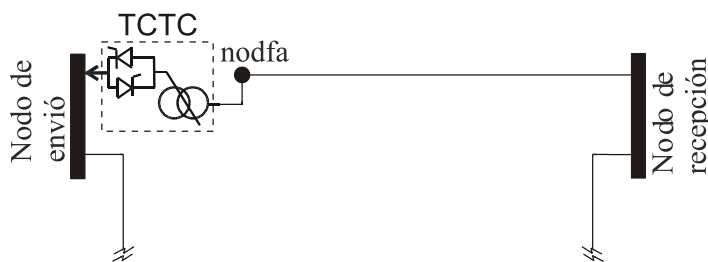


Figura 3.18 Colocación del TCTC en serie con la línea de transmisión.

En la Tabla 3.34 se indica la línea de transmisión donde se colocó el TCTC y la magnitud de voltaje que se desea controlar. La condición inicial de los taps complejos de ambos devanados es puesta al valor nominal; i.e. magnitud unitaria y ángulo de cero. Los devanados primario y secundario son ideales y solo tienen reactancia inductiva de 0.05 pu. El control de voltaje se realiza con el tap situado en el devanado primario. En todos los casos se logró el control

especificado. Se observa que el tap se incrementa para un control de voltaje mayor al caso base y disminuyen para un valor de voltaje menor.

Tabla 3.34 Resultados del SEP con un TCTC.

Sistema base		Línea de transmisión		Sistema con TCTC		
Δf (Hz)	Voltaje (p.u)	Nodo de envío	Nodo de recepción	Voltaje a controlar (P.u)	Valor de tap final (p.u)	Δf (Hz)
-0.0512908	1.01963	nod_3	nod_4	1.0	0.981236	-0.0535002
	1.01065	nod_4	nod_6	0.99	0.972268	-0.0488989
	1.0095	nod_6	nod_7	0.98	0.915161	-0.0485244
	1.04373	nod_10	nod_20	1.02	0.8357	-0.0660996
	1.05584	nod_12	nod_16	1.06	1.0531	-0.0487023
	1.04045	nod_14	nod_15	1.03	0.974525	-0.0513785
	1.03607	nod_15	nod_23	1.025	0.927979	-0.0523511
	1.04313	nod_16	nod_17	1.05	1.01715	-0.0512278
	1.03133	nod_21	nod_22	1.02	0.96703	-0.0527531
1.03186	nod_22	nod_24	1.04	1.08805	-0.0568533	

De los resultados anteriores se observa que el lugar que se elige para colocar el dispositivo y la magnitud de voltaje a controlar son fundamentales para que el TCTC beneficie la regulación de frecuencia. Por ejemplo, cuando se coloca el TCTC en la línea que conecta a nod_6 y a nod_7, la desviación de frecuencia disminuye respecto al caso base. Por otra parte, cuando se coloca en la línea que conecta a nod_10 con nod_20 la desviación de frecuencia se incrementa. Lo anterior fue producto de la forma en que se distribuye la potencia por el sistema y la cantidad de generación de potencia. La Tabla 3.35 muestra la generación de potencia activa y reactiva para los dos ejemplos anteriores.

Tabla 3.35 Generación de potencia.

Nodo	Caso Base		nod_6 y nod_7		nod_10 y nod_20	
	P_G (MW)	Q_G (MVAR's)	P_G (MW)	Q_G (MVAR's)	P_G (MW)	Q_G (MVAR's)
nod_1	263.137	-13.8172	263.022	-13.9373	263.754	-13.17
nod_2	42.1371	47.1828	42.0219	47.0627	42.7542	47.83
nod_5	0	38.1465	0	28.2814	0	40
nod_8	0	39.2834	0	40	0	40
nod_11	0	16.6446	0	24	0	23.4406
nod_13	0	11.5993	0	21.1264	0	6.98196

La mejor distribución de flujos de potencia se presenta cuando el dispositivo se encuentra entre nod_6 y nod_7, ya que los generadores producen una menor cantidad de potencia para igualar la demanda y encontrar un nuevo punto de equilibrio en menor tiempo. Lo anterior repercute en una menor desviación de frecuencia de operación.

Para observar las ventajas que ofrece el modelo de flujos de potencia con regulación primaria y cargas no lineales (FPRP) sobre el modelo de flujos de potencia convencionales (FPC) en el

dispositivo de control, se realizaron distintas simulaciones para cada modelo. Los resultados de dichas simulaciones se presentan en la Tabla 3.36.

Tabla 3.36 Taps finales del análisis de FPC y FPRP con un TCTC.

Línea de transmisión		Voltaje base (p.u)	Voltaje a controlar (p.u)	FPC	FPRP
				Valor de tap final (p.u)	Valor de tap final (p.u)
nod_3	nod_4	1.01963	1.0	0.962881	0.981236
nod_4	nod_6	1.01065	0.99	0.950728	0.972268
nod_14	nod_15	1.04045	1.03	0.94875	0.974525

Los dos modelos lograron controlar el voltaje al valor especificado en el nodo de envío. Asimismo, se observa que los tap finales del modelo de FPRP se encuentran más cercanos al tap inicial. Por lo tanto, el desplazamiento del tap se reduce al considerar las desviaciones de frecuencia en el análisis de flujos de potencia.

3.5.2 TRANSFORMADOR DESFASADOR (TD)

El transformador desfasador se colocó en distintas líneas de transmisión con el propósito de controlar la transferencia de potencia activa del nodo de envío al nodo de recepción de la línea de transmisión. Para lo anterior se utilizó un nodo adicional llamado *nodfa*, tal como se muestra en la Figura 3.19.

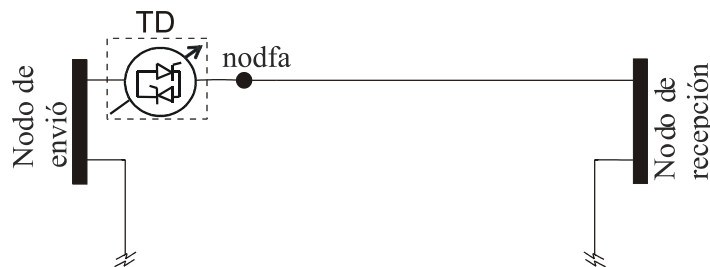


Figura 3.19 Colocación del TD en serie con la línea de transmisión.

En la Tabla 3.37 se indica la línea de transmisión donde se colocó el transformador desfasador y la potencia activa que se desea transferir. La condición inicial de los taps complejos de ambos devanados es puesta al valor nominal, magnitud unitaria y ángulo de cero. Los devanados primario y secundario son ideales y solo tienen reactancia inductiva de 0.05 pu. El control de potencia se realiza con el control situado en el devanado primario. En todos los casos se logró el control especificado. De la Tabla 3.37 se observa que para controlar una mayor cantidad de flujo de potencia activa respecto al caso base, el ángulo del tap primario se mueve en el sentido de las manecillas del reloj ocasionando una mayor diferencia angular

entre los nodos donde esta conectado el dispositivo. Por otro lado, cuando se desea controlar una menor cantidad de flujo de potencia activa el ángulo del tap primario se mueve en sentido contrario a las manecillas del reloj. Lo anterior se ilustra en la Figura 3.20.

Tabla 3.37 Resultados del SEP con un TD.

Sistema base		Línea de transmisión		Sistema con TD		
Δf (Hz)	Flujo de potencia (MW)	Nodo de envío	Nodo de recepción	Flujo de potencia a controlar (MW)	Ángulo final del tap, ϕ_{iv} (grados)	Δf (Hz)
-0.0512908	84.1428	nod_1	nod_3	100.0	-9.00539	-0.032132
	46.478	nod_2	nod_4	50.0	-3.2741	-0.0512807
	83.5228	nod_2	nod_5	90.0	-6.9648	-0.035257
	62.7183	nod_2	nod_6	72.0	-5.42301	-0.0481419
	78.8047	nod_3	nod_4	45.0	4.79627	-0.0713431
	70.2978	nod_4	nod_6	77.0	-5.0933	-0.044799
	37.0919	nod_6	nod_7	48.0	-5.78595	-0.0559136
	29.6267	nod_6	nod_8	28.0	-1.18574	-0.048693
	-0.487169	nod_8	nod_28	-1.0	0.150157	-0.0512918
18.0194	nod_12	nod_15	10.0	1.31555	-0.0521703	

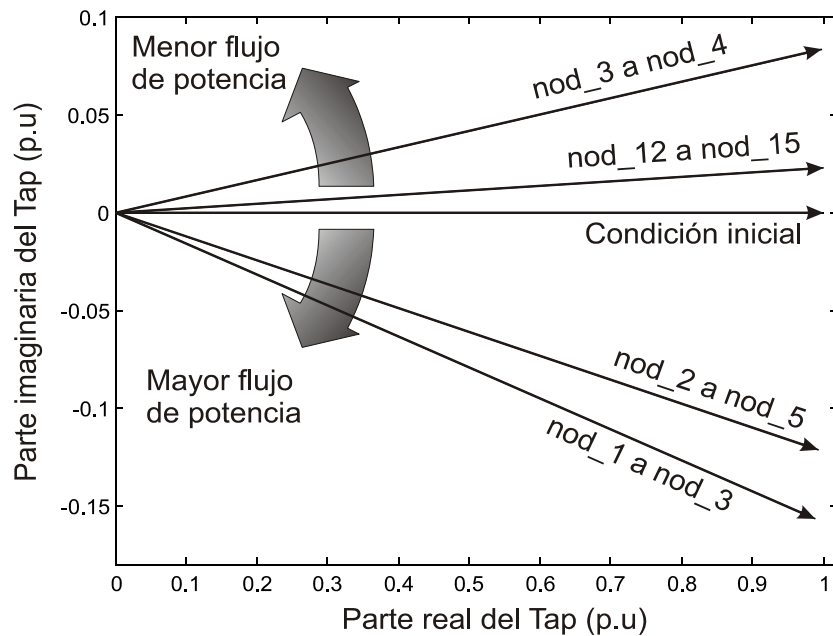


Figura 3.20 Desplazamiento de los tap's complejos.

La redistribución de flujos de potencia que provoca el TD al realizar el control de flujo de potencia en una línea especificada repercute directamente en la regulación de frecuencia, dado que si existe una distribución de flujos de potencia que ayude a obtener el nuevo punto de equilibrio con una menor generación y en un menor tiempo la desviación de frecuencia será menor. La Tabla 3.37 muestra las desviaciones de frecuencia al colocar el TD en distintas líneas de transmisión.

La mejor distribución de flujos de potencia se da cuando se coloca el TD en la línea que conecta el nodo nod_1 con el nodo nod_3, puesto que los generadores tienen que producir una menor cantidad de potencia para igualar la demanda. Mientras que la peor distribución de flujos se obtiene al colocar el TD entre los nodos nod_3 y nod_4, dado que se tiene que generar una mayor cantidad de potencia para lograr el nuevo punto de equilibrio. La Tabla 3.38 muestra la generación de potencia para estos dos casos.

Tabla 3.38 Generación de potencia.

Nodo	Caso Base		nod_1 y nod_3		nod_3 y nod_4	
	P_G (MW)	Q_G (MVAR's)	P_G (MW)	Q_G (MVAR's)	P_G (MW)	Q_G (MVAR's)
nod_1	263.137	-13.8172	262.339	-14.6432	263.973	-12.939
nod_2	42.1371	47.1828	41.3388	46.3568	42.9726	48.061
nod_5	0	38.1465	0	40	0	40
nod_8	0	39.2834	0	40	0	40
nod_11	0	16.6446	0	23.5388	0	17.7374
nod_13	0	11.5993	0	19.9777	0	13.092

De los resultados de la Tabla 3.37 se toman tres líneas de transmisión donde se colocó el TD, para realizar una comparación con el modelo de flujos de potencia convencionales y observar la aportación de la regulación de frecuencia para este dispositivo. La Tabla 3.39 muestra las líneas de transmisión utilizadas para realizar esta comparación y los resultados obtenidos.

Tabla 3.39 Ángulos finales del análisis de FPC y FPRP con un TD.

Línea de transmisión		Flujo de potencia base (MW)	Flujo de potencia a controlar (MW)	FPC	FPRP
				ϕ_{tv} final (grados)	ϕ_{tv} final (grados)
nod_2	nod_5	83.5228	90.0	-6.74748	-6.9648
nod_3	nod_4	78.8047	45.0	4.64739	4.79627
nod_4	nod_6	70.2978	77.0	-5.06555	-5.0933

El TD cumplió su objetivo en cada modelo. Se observa que la aportación de la regulación de frecuencia en el ángulo de tap depende del lugar donde se coloque el TD; pero para este caso el modelo de flujos de potencia convencional ofrece una mejora en el ángulo del TD.

3.5.3 COMPENSADOR SERIE CONTROLADO POR TIRISTORES (modelo de ángulo de disparo, CSCT-AD)

El CSCT-AD se colocó en diferentes líneas de transmisión con el propósito de controlar la transferencia de potencia activa saliendo del dispositivo al nodo de recepción de la línea de transmisión. Para lo anterior se utilizó un nodo adicional llamado *nodfa*, tal como se muestra en la Figura 3.21. En la Tabla 3.40 se indica la línea de transmisión donde se colocó el CSCT-AD y la potencia activa que se desea transferir. Las líneas escogidas para colocar el dispositivo son las mismas donde se colocó el transformador desfasador, también las cantidades de flujo a controlar son iguales.

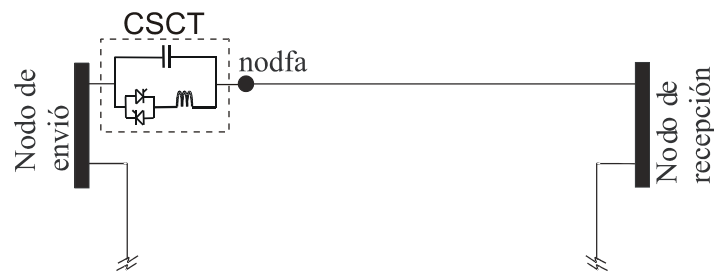


Figura 3.21 Colocación del CSCT en serie con la línea de transmisión.

La condición inicial del ángulo de disparo se especifica en 150 grados para todos los casos. El CSCT-AD tiene una reactancia capacitiva de 0.009375 p.u. y una reactancia inductiva de 0.001625 p.u. El límite máximo del ángulo de disparo es de 180° y el límite menor es de 90° . En todas las líneas de transmisión donde se colocó el dispositivo, se logró controlar la transferencia de potencia activa salida del dispositivo al nodo de recepción, tal como se indica en la Tabla 3.40. Asimismo, se observa como se ajusta el ángulo de disparo para realizar el control de flujo de potencia en la línea. De tal forma que el CSCT-AD opera en la región capacitiva con una reactancia equivalente negativa cuando se requiere controlar un mayor flujo de potencia activa en la línea, respecto al caso base. Por otra parte, cuando se controla una menor cantidad flujo de potencia el dispositivo opera en la región inductiva con una reactancia equivalente positiva. El signo negativo en la reactancia equivalente del dispositivo nos dice que la línea fue acortada eléctricamente y el signo positivo nos indica que la línea se alargó.

Tabla 3.40 Resultados del SEP con un CSCT-AD.

Sistema base		Línea de transmisión		Sistema con CSCT-AD			
Δf (Hz)	Flujo de potencia (MW)	Nodo de envío	Nodo de recepción	Flujo de potencia a controlar (MW)	Ángulo de disparo final (grados)	Reactancia Equivalente final (p.u)	Δf (Hz)
-0.0512908	84.1428	nod_1	nod_3	100.0	144.372	-0.0621295	-0.0512509
	46.478	nod_2	nod_4	50.0	148.625	-0.0211589	-0.0520311
	83.5228	nod_2	nod_5	90.0	145.627	-0.038212	-0.0506109
	62.7183	nod_2	nod_6	72.0	145.407	-0.0408824	-0.0547621
	78.8047	nod_3	nod_4	45.0	142.154	0.288217	-0.0628431
	70.2978	nod_4	nod_6	77.0	148.796	-0.0206879	-0.0528419
	37.0919	nod_6	nod_7	48.0	143.403	-0.127937	-0.0552837
	29.6267	nod_6	nod_8	28.0	137.773	0.0207761	-0.0506944
	-0.487169	nod_8	nod_28	-1.0	143.155	-0.177406	-0.0513138
18.0194	nod_12	nod_15	10.0	142.163	0.295138	-0.0507984	

La redistribución de flujos obtenida mediante el CSCT-AD beneficia o perjudica la regulación de frecuencia dependiendo el lugar donde se coloque el dispositivo.

La mejor distribución de flujos se obtiene cuando se coloca el CSCT-AD entre el nodo nod_2 y nod_5, puesto que se reduce la generación de potencia respecto al caso base. La peor distribución se presenta al colocar el dispositivo entre el nodo nod_3 y nod_4, debido a que se necesita generar una mayor cantidad de potencia para lograr un nuevo punto de equilibrio. La Tabla 3.41 muestra las cantidades finales de generación de potencia activa y reactiva.

Tabla 3.41 Generación de potencia.

Nodo	Caso Base		nod_2 y nod_5		nod_3 y nod_4	
	P_G (MW)	Q_G (MVAR's)	P_G (MW)	Q_G (MVAR's)	P_G (MW)	Q_G (MVAR's)
nod_1	263.137	-13.8172	263.109	-13.8467	263.618	-13.313
nod_2	42.1371	47.1828	42.1088	47.1533	42.6185	47.687
nod_5	0	38.1465	0	37.2506	0	40
nod_8	0	39.2834	0	37.8016	0	40
nod_11	0	16.6446	0	16.4664	0	20.5988
nod_13	0	11.5993	0	11.3527	0	16.625

A manera de observar el efecto de la incorporación de frecuencia en el modelo de flujos de potencia se realizaron los análisis mostrados en la Tabla 3.42. El ángulo de disparo se aleja menos de su condición inicial en el modelo de FPRP, por lo que se necesita una menor compensación para lograr controlar el flujo de potencia activa. Asimismo, en algunos escenarios (por ejemplo, cuando se coloca el CSCT-AD entre el nodo nod_3 y nod_4) el análisis realizado mediante FPC no logra la convergencia mientras que el FPRP si converge, lo anterior se debe a que la distribución del flujo de potencia provocada por el dispositivo requiere una mayor potencia activa para encontrar un punto de equilibrio para las condiciones

iniciales dadas y en el FPC la generación es constante mientras que en el FPRP la generación de potencia depende de las desviaciones de frecuencia.

Tabla 3.42 Resultados del análisis de FPC y FPRP.

Línea de transmisión		Flujo de potencia base (MW)	Flujo de potencia a controlar (MW)	FPC		FPRP	
				Ángulo de disparo final (grados)	Reactancia Equivalente final (p.u)	Ángulo de disparo final (grados)	Reactancia Equivalente final (p.u)
nod_2	nod_5	83.5228	90.0	145.426	-0.0406353	145.627	-0.038212
nod_3	nod_4	78.8047	45.0	No converge		142.154	0.288217
nod_4	nod_6	70.2978	77.0	148.578	-0.0212952	148.796	-0.0206879

Por otra parte, de los resultados obtenidos al utilizar un TD y los obtenidos mediante el CSCT-AD, se observa que en general el TD favorece la regulación de frecuencia. Lo anterior se debe principalmente a las menores pérdidas de potencia generadas al redistribuir el flujo de potencia.

3.5.4 COMPENSADOR ESTÁTICO DE VARs (modelo de ángulo de disparo con transformador, CEV).

El CEV se colocó en diferentes nodos del sistema base con el objetivo de controlar la magnitud de voltaje de dicho nodo. La forma en que se conectó el CEV se muestra en la Figura 3.22. En la Tabla 3.43 se indica el nodo donde se colocó el CEV y la magnitud de voltaje que se desea controlar. Los nodos escogidos para colocar el CEV son los mismos donde se controló el voltaje mediante el transformador cambiador de tap bajo carga, también la magnitud de voltaje a controlar será la misma.

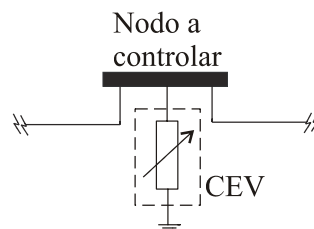


Figura 3.22 Colocación del CEV en un nodo del sistema.

La condición inicial del ángulo de disparo en todos los casos es de 136° . El CEV tiene una reactancia capacitiva de 0.009375 p.u. y una reactancia inductiva de 0.001625 p.u. El límite máximo del ángulo de disparo es de 180° y el límite menor es de 90° . El transformador cuenta con una resistencia de 0.01964 p.u. y una reactancia de 0.99232 p.u.

Tabla 3.43 Resultados del SEP con un CEV.

Sistema base		Sistema con CEV				
Δf (Hz)	Voltaje (p.u)	Nodo a controlar	Voltaje a controlar (P.u)	Ángulo de disparo final (grados)	Susceptancia final (p.u)	Δf (Hz)
-0.0512908	1.01963	nod_3	1.0	135.99	-0.0834633	-0.0386365
	1.01065	nod_4	0.99	135.988	-0.100385	-0.035358
	1.0095	nod_6	0.98	135.984	-0.127557	-0.0264512
	1.04373	nod_10	1.02	135.984	-0.122568	-0.0327667
	1.05584	nod_12	1.06	136.01	0.0491224	-0.0539743
	1.04045	nod_14	1.03	135.996	-0.0470838	-0.0481134
	1.03607	nod_15	1.025	135.993	-0.0690257	-0.046112
	1.04313	nod_16	1.05	136.008	0.0365733	-0.0536573
	1.03133	nod_21	1.02	135.994	-0.0606349	-0.0466028
	1.03186	nod_22	1.04	136.01	0.050823	-0.0537814

En todos los casos se logró el control especificado. En la Tabla 3.43 se observa la forma en que los ángulos de disparos se ajustan para lograr el control del voltaje. De tal forma que el CEV opera en la región capacitiva, con una susceptancia positiva y un ángulo de disparo mayor al inicial, para controlar una magnitud de voltaje mayor al caso base. Por otra parte, cuando se controla a un voltaje menor, el CEV opera en la región inductiva con una susceptancia negativa y un ángulo de disparo menor al dado inicialmente.

Se observa que en general la distribución de flujos de potencia ocasionada por el control del CEV reduce la desviación de frecuencia. La distribución de flujos que se obtiene al controlar la magnitud de voltaje en el nodo nod_6 disminuye la desviación de frecuencia, lo anterior se debe a la menor cantidad de generación de potencia para igualar las demandas y las pérdidas. Por otro lado, la distribución de flujos que se presenta al controlar el voltaje en el nodo nod_12 aumenta la desviación de frecuencia, puesto que se necesita una mayor generación de potencia para satisfacer la demanda y las pérdidas. La Tabla 3.44 muestra las generaciones, demandas y pérdidas de potencia para los casos anteriores.

Tabla 3.44 Generación y consumo de potencia.

	Generación de potencia		Demanda de potencia		Pérdidas de potencia	
	P_G (MW)	Q_G (MVAR's)	P_L (MW)	Q_L (MVAR's)	P_{loss} (MW)	Q_{loss} (MVAR's)
Caso Base	305.274	139.039	287.346	128.245	17.9286	10.7947
nod_6	303.204	156.949	284.347	126.787	18.8575	30.1619
nod_12	305.498	133.272	287.58	128.358	17.9178	4.91419

El modelo de FPRP respecto al modelo de FPC aumenta la susceptancia y el número de iteraciones para lograr la convergencia del método de Newton-Raphson, tal como se muestra en Tabla 3.45. Lo anterior se debe al incluir la desviación de frecuencia y tener un mayor número de variables de estado del método de FPRP.

Tabla 3.45 Resultados del análisis de FPC y FPRP.

Nodo a controlar	Voltaje base (MW)	Voltaje a controlar (MW)	FPC			FPRP		
			Ángulo de disparo final (grados)	Susceptancia final (p.u)	Iteración	Ángulo de disparo final (grados)	Susceptancia final (p.u)	Iteración
nod_4	1.01065	0.99	135.97	-0.21607	4	135.988	-0.100385	5
nod_12	1.05584	1.06	136.008	0.0341035	4	136.01	0.0491224	5
nod_16	1.04313	1.05	136.007	0.0278006	4	136.008	0.0365733	5

3.5.5 CONTROLADOR UNIVERSAL DE FLUJOS DE POTENCIA (CUFP)

El CUFP se colocó en diferentes líneas de transmisión con el propósito de controlar el flujo de potencia activa y reactiva de la línea de transmisión. También, el convertidor en derivación se utilizó para controlar la magnitud de voltaje del nodo de envío en la línea de transmisión. Para lo anterior se utilizó un nodo adicional llamado *nodfa*, tal como se muestra en la Figura 3.23. En la Tabla 3.47 se indica la línea de transmisión donde se colocó el CUFP, la magnitud de voltaje y el flujo de potencia activa y reactiva que se desean controlar.

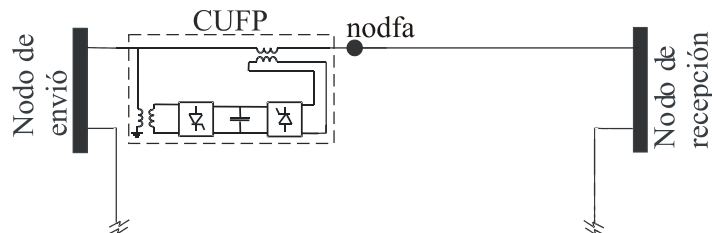


Figura 3.23 Colocación del CUPF en serie con la línea de transmisión.

Las condiciones iniciales de la fuente de voltaje en serie son calculadas por medio de las ecuaciones (3.1) y (3.2). Mientras que para la fuente de voltaje en derivación se considera un V_{vR}^0 igual al valor del voltaje a controlar y el θ_{vR}^0 es calculado mediante (3.3) [Fuerte 1997].

Los cálculos de condiciones iniciales son mostrados en la Tabla 3.46.

$$\theta_{cR}^0 = \arctan\left(\frac{P_{mref}}{|C1|}\right) \quad (3.1)$$

$$V_{cR}^0 = \left(\frac{X_{cR}}{V_m^0}\right) \sqrt{P_{mref}^2 + C1^2} \quad (3.2)$$

$$\theta_{vR} = -\arcsin\left(\frac{(V_k^0 - V_m^0)V_{cR}^0 X_{vR} \sin(\theta_{cR}^0)}{V_{vR}^0 V_k^0 X_{cR}}\right) \quad (3.3)$$

donde

$$C1 = Q_{mref} - \frac{V_m^0}{X_{cr}} (V_m^0 - V_k^0) \quad (3.4)$$

P_{mref} y Q_{mref} son las potencias activas y reactivas que se desean controlar.

X_{cr} es la reactancia inductiva de las fuentes serie.

V_m^0 y V_k^0 son los voltajes iniciales en el nodo de envío y de recepción, respectivamente, cuyo valor es 1 p.u.

Tabla 3.46 Condiciones iniciales del CUFP.

Sistema con un CUFP					
Línea de transmisión		Fuente serie		Fuente en derivación	
Nodo de envío	Nodo de recepción	V_{cr} (p.u)	θ_{cr} (grados)	V_{dr} (p.u)	θ_{dr} (grados)
nod_4	nod_6	0.0404	81.4692	1.0	0.0
nod_6	nod_7	0.0450	-88.7270	0.98	0.0
nod_6	nod_8	0.0304	-80.5377	1.02	0.0
nod_12	nod_14	0.0269	-68.1986	1.01	0.0
nod_12	nod_15	0.0335	-63.4349	1.03	0.0
nod_12	nod_16	0.0166	-64.9831	1.06	0.0
nod_14	nod_15	0.0179	-63.4349	1.02	0.0
nod_15	nod_18	0.0297	-57.3808	1.0	0.0
nod_16	nod_17	0.0222	-54.1623	1.05	0.0
nod_18	nod_19	0.0267	-77.0054	1.03	0.0

En la Tabla 3.47 es específica la cantidad de potencia activa y reactiva transferida en la línea en cuestión para el caso base. Asimismo, se muestra el valor del voltaje final en el nodo de envío y la desviación de frecuencia de operación de este caso.

En todos los análisis realizados se logró el control de voltaje y de flujo de potencia en los valores especificados en la Tabla 3.48. Los parámetros finales del CUFP y las desviaciones de frecuencia son mostrados en la misma Tabla. La desviación de frecuencia se incrementa o disminuye en función de la distribución de flujos de potencia realizada por el CUFP.

Tabla 3.47 Resultados del caso base.

Caso base					
Δf (Hz)	Línea de Transmisión		Voltaje (p.u)	Flujo de potencia activa (MW)	Flujo de potencia reactiva (MVAR's)
	Nodo de envió	Nodo de recepción			
-0.0512908	nod_4	nod_6	1.01065	-45.3302	-3.27369
	nod_6	nod_7	1.0095	37.0919	-3.00331
	nod_6	nod_8	1.0095	29.6267	-9.90314
	nod_12	nod_14	1.05584	8.06191	2.52577
	nod_12	nod_15	1.05584	18.0194	6.98527
	nod_12	nod_16	1.05584	7.23132	3.33994
	nod_14	nod_15	1.04045	1.45223	0..676489
	nod_15	nod_18	1.03607	5.84508	1.64346
nod_16	nod_17	1.04313	3.47815	1.32424	
nod_18	nod_19	1.0266	2.60823	0..668415	

Tabla 3.48 Resultados del sistema con CUPF.

Sistema con un CUPF									
Línea de transmisión		Voltaje a controlar (p.u)	Flujo de potencia activa a controlar (MW)	Flujo de potencia reactiva a controlar (MVAR's)	Fuente serie		Fuente en derivación		Δf (Hz)
Nodo de envió	Nodo de recepción				V_{cr} (p.u)	θ_{cr} (grados)	V_{dr} (p.u)	θ_{dr} (grados)	
nod_4	nod_6	1.0	-40	-6	0.287059	58.3557	1.00202	-6.66363	-0.119785
nod_6	nod_7	0.98	45	-1.0	0.0930528	-131.65	0.962981	-12.0383	-0.0532382
nod_6	nod_8	1.02	30	-5	0.0361675	-103.54	1.04171	-12.0411	-0.0672676
nod_12	nod_14	1.01	25	10	0.139453	199.9189	0.997314	-16.9712	-0.0269312
nod_12	nod_15	1.03	30	15	0.0937386	-164.59	1.01392	-16.0037	-0.0505266
nod_12	nod_16	1.06	15	7	0.0719884	-143.691	1.0681	-16.3814	-0.0615081
nod_14	nod_15	1.02	16	8	0.115254	-159.902	1.02401	-18.8642	-0.0661063
nod_15	nod_18	1.0	25	16	0.225009	-163.926	0.990384	-17.7544	-0.0723745
nod_16	nod_17	1.05	18	13	0.128936	-142.05	1.0667	-19.5732	-0.0748105
nod_18	nod_19	1.03	26	6	0.243694	-127.755	1.04219	-23.5784	-0.090859

Al igual que en los dispositivos anteriormente analizados, la línea de transmisión elegida para colocar el dispositivo y las magnitudes de las variables a controlar son fundamentales para que el CUPF beneficie la regulación de frecuencia. Por ejemplo, cuando se coloca el dispositivo en la línea que conecta a nod_12 y a nod_14 disminuye la desviación de frecuencia respecto al caso base; por otra parte, cuando se coloca en la línea que conecta a nod_4 con nod_6 la desviación de frecuencia se incrementa. Lo anterior es debe a la cantidad de generación necesaria para satisfacer las demandas y las pérdidas del sistema, tal como se muestra en la Tabla 3.49.

Tabla 3.49 Distribución de potencia.

	Generación de potencia		Demanda de potencia		Pérdidas de potencia	
	P_G (MW)	Q_G (MVAR's)	P_L (MW)	Q_L (MVAR's)	P_{loss} (MW)	Q_{loss} (MVAR's)
Caso Base	305.274	139.039	287.346	128.245	17.9286	10.7947
nod_4 a nod_6	310.982	164.049	282.835	125.996	28.1468	38.054
nod_12 a nod_14	303.244	159.269	282.416	125.721	20.8285	33.5483

El modelo de flujos de potencia con regulación primaria y cargas no lineales respecto al modelo de flujos de potencia convencionales aumenta el número de iteraciones para lograr la convergencia del método de Newton-Raphson, tal como se muestra en Tabla 3.50.

Tabla 3.50 Iteraciones del FPC y FPRP.

Línea de transmisión		Iteraciones	
		FPC	FPRP
nod_6	nod_8	4	5
nod_12	nod_14	7	8
nod_12	nod_16	7	7

3.6 CONCLUSIONES

En este capítulo se mostraron las ventajas que tiene el análisis de FPRP sobre al análisis de flujo de potencia convencional. El hecho de poder contar con generadores que regulen la frecuencia, generadores *PV*, cargas no lineales (dependientes de frecuencia y voltaje) y cargas fijas hacen a este método mas completo.

Se validó el modelo de FPRP utilizando el sistema de 5 nodos en condiciones balanceadas, obteniendo una desviación de frecuencia de cero Hz.

El modelo de FPRP responde correctamente ante incrementos o decrementos en la demanda de potencia, aumentando o disminuyendo la generación de potencia para lograr satisfacer dicha demanda y las pérdidas del sistema. El estatismo o característica de regulación de velocidad (*R*) juega un papel muy importante en la regulación primaria, puesto que de éste depende la capacidad de respuesta de los generadores que participan en la regulación primaria. Un estatismo grande disminuye la velocidad de respuesta de los generadores y produce una mayor desviación de frecuencia, y sucede lo contrario cuando se tiene un estatismo pequeño.

Para todos los dispositivos controladores SIFLETCA utilizados en el sistema se encontró que el lugar elegido para colocarlos y las magnitudes de las variables a controlar son fundamentales para que dicho dispositivo favorezca la regulación de frecuencia.

El modelo de FPRP incrementa el número de iteraciones en el proceso de solución respecto al modelo de FPC; pero en algunos escenarios de operación obtiene una solución que con FPC no se encuentra, tal como sucedido al colocar el CSCT-AD en el sistema de 30 nodos.

CAPITULO 4

CASOS DE ESTUDIO DEL MÉTODO DE CONTINUACION PARA FPRP

4.1 INTRODUCCIÓN

La importancia de los diagramas de bifurcación consiste en proporcionar información que permite determinar en que punto se presentan condiciones operativas que llevarán al sistema al colapso de voltaje. Para el análisis del fenómeno de colapso de voltaje desde el enfoque estático, se trata de obtener el punto crítico de operación del sistema y determinar los cambios súbitos en el voltaje que lo llevan en la mayoría de los casos a valores imprácticos de operación.

En este Capítulo se presentan casos de estudio de diferentes sistemas con la finalidad de obtener diagramas de bifurcación por el método de continuación de flujos de potencia con regulación primaria y cargas no lineales (MCFPRP). Algunos resultados son comparados con los obtenidos por el Método de Continuación de Flujos de Potencia (MCFP), [Gutiérrez V. J 2004], con la finalidad de resaltar las propiedades de la regulación de frecuencia y de las cargas no lineales (dependientes de frecuencia y voltaje). Así mismo, se evalúa el impacto de diferentes dispositivos SIFLETCA sobre el margen de estabilidad estático de voltaje. Los sistemas que se estudiarán son: red de 5 nodos, red de 39 nodos y red IEEE-118 nodos. Los archivos de datos de las redes anteriores se muestran en el apéndice C.

4.2 ANÁLISIS DE COLAPSO DE VOLTAJE SIN DISPOSITIVOS SIFLETCA

En esta sección se estudian las redes mencionadas anteriormente sin dispositivos controladores. Con la finalidad de cuantificar el efecto de la regulación de frecuencia y cargas no lineales en el fenómeno de colapso de voltaje, se comparan los resultados obtenidos mediante el MCFPRP respecto a los obtenidos en [Gutiérrez V. J 2004] mediante el MCFP para cada sistema. La Tabla 4.1 presenta los valores del multiplicador k_{Li} utilizado para la

variación de carga en cada nodo seleccionado, con la finalidad de obtener el diagrama de bifurcación.

Tabla 4.1 Variación del multiplicador k_{Li} para cada sistema considerado.

Sistema	Nodo	k_{Li}
5	Lake	1.3
39	8	1.3
118	34	1.2

4.2.1 ANÁLISIS DE LA RED DE 5 NODOS

Para el análisis de la red de 5 nodos se considera como caso base el estudio realizado mediante el método de continuación de flujos de potencia convencionales, MCFP, en [Gutiérrez V. J 2004]. Dicha red tiene las siguientes especificaciones: North es el generador Slack cuyo voltaje inicial es igual a $1.06\angle 0$. El nodo South es tipo PV, cuyo generador controla la magnitud de voltaje a 1.0 p.u. Las características de este generador son dadas en el Tabla 4.2. Los nodos South, Main, Lake y Elm tienen carga fija a los valores especificados en la Tabla 4.3.

Tabla 4.2 Características del generador PV.

Nodo	P_{Gset} (MW)	Q_{Gset} (MVAR's)	Límites de pot. Reactiva.	
			Min. (MVAR's)	Max. (MVAR's)
South	40	----	-300	-300

Tabla 4.3 Cargas fijas.

Nodo	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR's)
Lake	45	15
Main	40	5
South	20	10
Elm	60	10

El perfil del voltaje en el nodo Lake se degrada conforme se incrementa la carga en dicho nodo hasta alcanzar el punto crítico. Después de esto el voltaje se colapsa al disminuir la carga. Lo anterior se muestra en la Figura 4.1.

Para los próximos análisis de perfil de voltaje se empleara el método de continuación de flujos de potencia con regulación primaria y cargas no lineales, MCFPRP. Para estos análisis se tiene que North es el nodo de referencia encargado de la regulación de frecuencia con un voltaje inicial de 1.06 p.u. a un ángulo de referencia 0.0° . Las potencias de referencia (P_{Gset} ,

Q_{Gset}) se especifican en la Tabla 4.4 considerando que este generador tienen una potencia nominal de salida igual a 1 p.u. Asimismo, los coeficientes asociados a su generación de potencia reactiva son: $a_Q = 1$ y $b_Q = 1$. El coeficiente de regulación de velocidad (R) es igual a 0.04 p.u. El nodo South cambia su tipo de clasificación de acuerdo al caso de estudio. El tipo de cargas es especificado en cada caso, sus valores iniciales son dados en la Tabla 4.3. Por último, para el tipo de cargas dependientes de frecuencia y voltaje, los coeficientes del polinomio asociado al consumo de potencia activa son: $K_p = 0.04$, $p_p = 0.2$, $p_c = 0.3$ y $p_z = 0.5$. Los coeficientes del polinomio asociado al consumo de potencia reactiva son: $K_q = 0$, $q_p = 0.2$, $q_c = 0.3$ y $q_z = 0.5$. Las condiciones iniciales de las magnitudes de voltaje en todos los nodos de carga se consideran en 1 p.u., al igual que el voltaje base del nodo en cuestión. Por ultimo, la desviación de frecuencia inicial es igual a cero Hz.

Tabla 4.4 Características del generador North

Nodo	P_{Gset} (MW)	Q_{Gset} (MVAR's)	R (p.u)
North	130.0	90.0	0.04

CASO I. En este caso de estudio el nodo South es tipo *PV*, cuyo generador controla la magnitud de voltaje a 1.0 p.u. Las características de este generador son dadas en la Tabla 4.2. Las cargas iniciales son dadas en la Tabla 4.3. La carga conectada en el nodo *PV* (South) se considera fija, puesto que los nodos *PV* no pueden tener otro tipo de cargas. Por último, las cargas restantes son dependientes de frecuencia y voltaje.

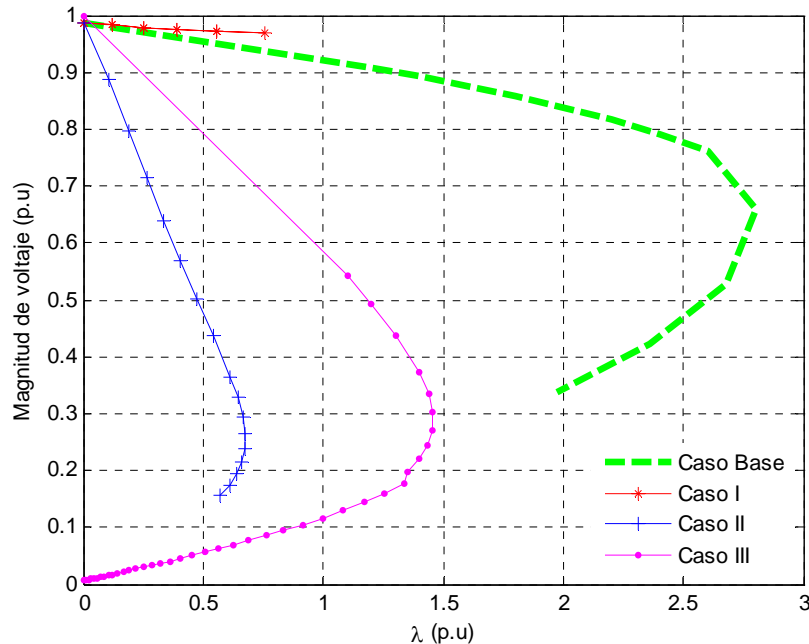


Figura 4.1 Diagrama de bifurcación de la magnitud de voltaje en el nodo Lake.

El comportamiento de voltaje en el nodo Lake es poco común, ya que el voltaje no se degrada significativamente conforme aumenta la carga, y tiene la capacidad de recuperar su condición inicial después de haber alcanzado el punto crítico. Lo anterior se debe a que conforme se encuentran los puntos de equilibrio mas cercanos del punto de bifurcación estático es necesario cambiar de parámetro de continuación, en esté caso no se encontró un nuevo parámetro de continuación y se continuó con el mismo pero en sentido contrario. Dicho comportamiento de voltaje se muestra en la Figura 4.1.

CASO II. En este análisis el nodo South es un generador que participa en la regulación de frecuencia con una potencia nominal de salida igual a 1.0 p.u. Las potencias de referencia (P_{Gset} , Q_{Gset}) se especifican en la Tabla 4.5 considerando que este generador tiene una potencia nominal de salida igual a 1 p.u. Asimismo, los coeficientes asociados a su generación de potencia reactiva son: $a_Q = 1$ y $b_Q = 1$. El coeficiente de regulación de velocidad (R) es igual a 0.04 p.u. Todas las cargas del sistema se consideran fijas a los valores dados en la Tabla 4.3.

Tabla 4.5 Características del generador regulador, South.

Nodo	P_{Gset} (MW)	Q_{Gset} (MVAR's)	R (p.u)	Límites de pot. Activa.		Límites de pot. Reactiva.	
				Min. (MW)	Max. (MW)	Min. (MVAR's)	Max. (MVAR's)
South	40	-61.5929	0.04	10	200	-300	-300

La magnitud de voltaje en el nodo Lake cae a medida que se incrementa la carga en dicho nodo. Lo anterior continua hasta alcanzar su máxima cargabilidad, después de esto el voltaje sigue cayendo al disminuir carga. El perfil de voltaje se muestra en la Figura 4.1.

CASO III. Para este caso el nodo South es un generador que participa en la regulación de frecuencia cuyas características son dadas en el CASO II. Todas las cargas dependen de la frecuencia y voltaje con valores iniciales dados en la Tabla 4.3.

El voltaje en el nodo Lake disminuye conforme se incrementa la carga hasta que se alcanza la máxima cargabilidad en dicho nodo. Después de haber alcanzado el punto crítico, el voltaje se colapsa hasta caer prácticamente a cero p.u. al disminuir carga. Dicho comportamiento de voltaje es observa en la Figura 4.1.

Comparando los casos de estudios descritos anteriormente, se observa que el MCFPRP reduce el rango para incrementar carga respecto al MCFP. Lo anterior se muestra en la Figura 4.1. Los comportamientos del voltaje en el nodo Lake son muy similares en el CASO II y III, puesto que se colapsa al variar carga. El rango de incremento del parámetro de bifurcación (λ) es menor en el CASO II. Mientras el voltaje del nodo Lake en el CASO I muestra la mayor estabilidad, puesto que tiene la capacidad de recuperar su valor inicial.

En relación al ángulo del voltaje en el nodo Lake, este se degrada conforme se incrementa la carga en dicho nodo hasta alcanzar el punto crítico. Después de haber alcanzado este punto, el ángulo sigue degradándose al disminuir la carga. Lo anterior no sucede en el CASO I, puesto que se tiene la capacidad de regresar a su condición inicial. Dichos comportamientos son mostrados en la Figura 4.2.

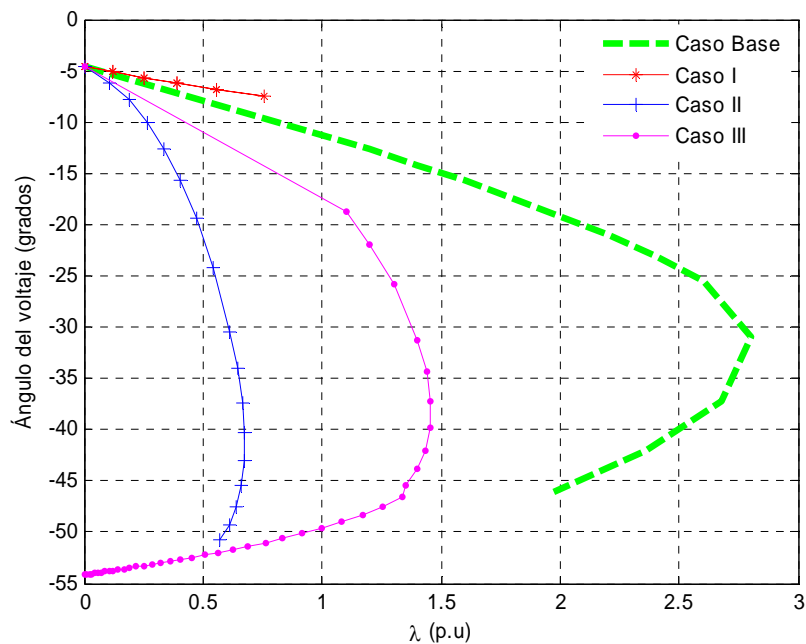


Figura 4.2 Comportamiento del ángulo del voltaje en el nodo Lake.

El comportamiento de la frecuencia en los casos de estudios realizados a través del MCFPRP se muestra en la Figura 4.3. Se observa que la frecuencia de operación del sistema en cada caso se hace menor a medida que se incrementa la carga, puesto que los generadores encargados de la regulación primaria se desaceleran. Cuando se alcanza el punto crítico, la frecuencia sigue disminuyendo a pesar de la reducción de carga.

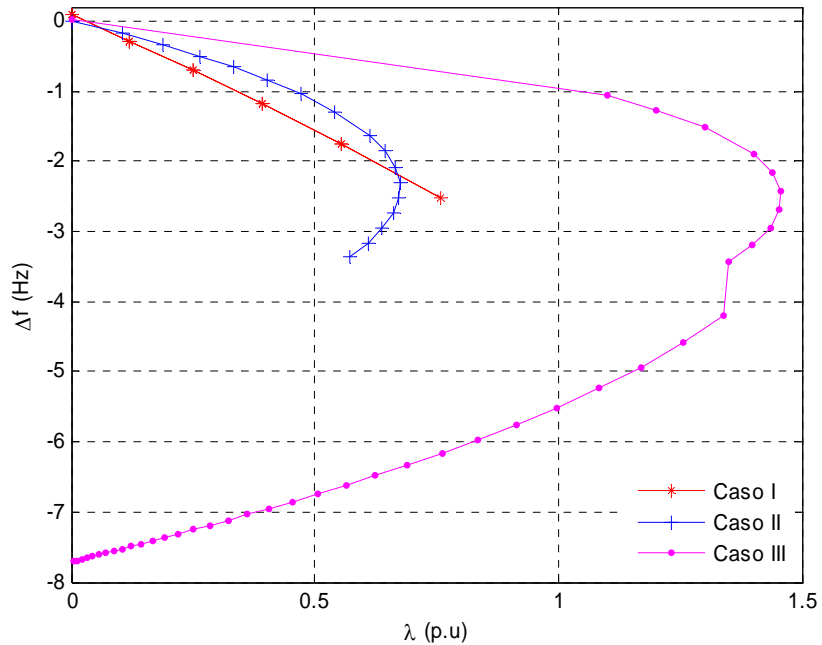


Figura 4.3 Desviaciones de frecuencia del sistema en cada caso.

Las curvas obtenidas del CASO III muestran una deformación provocada por que el generador conectado en el nodo South que participa en la regulación primaria violó límites de generación de potencia activa y reactiva después de haber alcanzado el punto crítico en λ igual a 1.3381.

4.2.2 ANÁLISIS DE LA RED DE 39 NODOS

Al igual que la sección 4.2.1, se toma como caso base el estudio realizado mediante el método de continuación de flujos de potencia convencionales en [Gutiérrez V. J 2004] a la red de 39 nodos. Dicha red tiene las siguientes especificaciones: el nodo 39 es el generador Slack cuyo voltaje es igual a 1.03 p.u con un ángulo de 0 °. Se tiene nueve nodos tipo PV, cuyos generadores controlan la magnitud de voltaje al valor especificado en la Tabla 4.6. Las características de estos generadores son especificadas en la misma tabla. Por último se cuenta con 19 cargas fijas, cuyos valores son dados en la Tabla 4.7.

El comportamiento del voltaje en el nodo 8 al variar la carga es mostrado en la Figura 4.4. El voltaje en dicho nodo tiene un comportamiento muy poco común ya que el sistema tiene la capacidad de recuperarse después de llegar al punto de máxima cargabilidad, permitiendo que

al disminuir la carga se llegue a un punto de operación muy cercano al que se encontraba inicialmente.

Tabla 4.6 Características de generadores PV

Nodo	Voltaje	P_{Gset} (MW)	Q_{Gset} (MVAR's)	Límites de pot. Reactiva.	
				Min. (MVAR's)	Max. (MVAR's)
30	1.0475	250.0	0.0	-200.0	300.00
31	0.9520	573.2	0.0	-300.0	300.00
32	0.9831	650.0	0.0	-300.0	300.00
33	0.9972	632.0	0.0	-200.0	300.00
34	1.0123	508.0	0.0	-200.0	300.00
35	1.0493	650.0	0.0	-250.0	350.00
36	1.0635	560.0	0.0	-150.0	250.00
37	1.0278	540.0	0.0	-250.0	350.00
38	1.0265	830.0	0.0	-400.0	400.00

Tabla 4.7 Cargas del sistema de 39 nodos.

Nodo	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR's)	Nodo	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR's)
31	9.2	4.6	24	308.6	-92.2
3	322.0	2.4	25	224.0	47.2
4	500.0	184.0	26	139.0	17.0
12	8.5	88.0	27	281.0	75.5
15	320.0	153.0	28	206.0	27.6
16	329.4	32.3	29	283.5	26.9
18	158.0	30.0	39	1104.0	250.0
20	680.0	103.0	7	233.0	84.0
21	274.0	115.0	8	522.0	176.0
23	247.5	84.6			

Para los siguientes casos de estudio se utiliza el método de continuación de flujos de potencia con regulación primaria y cargas no lineales, MCFPRP. Para lo cual se tiene que el nodo 39 es el nodo de referencia encargado de la regulación de frecuencia con un voltaje inicial de 1.03 p.u. a un ángulo de referencia 0.0°. Las potencias de referencia (P_{Gset} , Q_{Gset}) se especifican en la Tabla 4.8 considerando que este generador tienen una potencia nominal de salida igual a 1 p.u. Asimismo, los coeficientes asociados a su generación de potencia reactiva son: $a_Q = 1$ y $b_Q = 1$. El coeficiente de regulación de velocidad (R) es igual a 0.04 p.u. Los nueve generadores restantes cambiarán su tipo de clasificación de acuerdo al caso de estudio. El tipo de cargas será especificado en cada caso, sus valores iniciales son dados en la Tabla 4.7. Para el caso de estudio que considere tipos de cargas dependiente de frecuencia y voltaje, los coeficientes del polinomio asociado al consumo de potencia activa son: $K_p = 0.04$, $p_p = 0.2$, $p_c = 0.3$ y $p_z = 0.5$. Los coeficientes del polinomio asociado al consumo de potencia reactiva son: $K_q = 0$, $q_p = 0.2$, $q_c = 0.3$ y $q_z = 0.5$. Las condiciones iniciales de las magnitudes de voltaje en todos los nodos de carga se consideran en 1 p.u., al igual que el

voltaje base del nodo en cuestión. Por último, la desviación de frecuencia inicial es igual a cero Hz.

Tabla 4.8 Características del nodo 39.

Nodo	P_{Gset} (MW)	Q_{Gset} (MVAR's)	R (p.u)
39	1500	200	0.04

CASO I. En este caso de estudio se tienen los nueve nodos tipo *PV*, cuyos generadores controlan la magnitud de voltaje dada en la Tabla 4.6. Las características de estos generadores son especificadas en la misma tabla. Las cargas iniciales son dadas en la Tabla 4.7. La carga conectada en el nodo 31 se considera fija, puesto que los nodos *PV* no pueden tener otro tipo de cargas. Por último, las cargas restantes son dependientes de frecuencia y voltaje. El comportamiento de voltaje en el nodo 8 se muestra en la Figura 4.4.

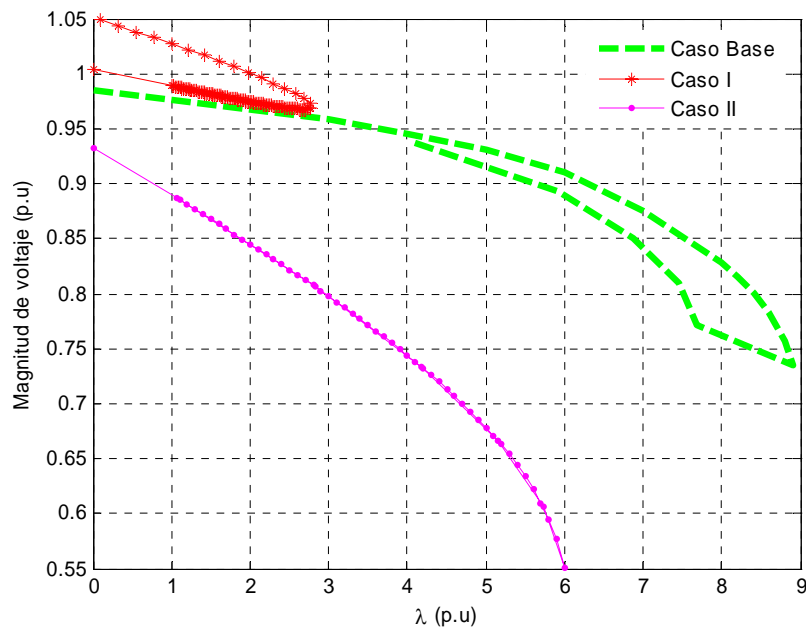


Figura 4.4 Diagrama de bifurcación de voltaje en el nodo 8.

El voltaje en el nodo 8 se comporta de una manera inusual, ya que no se degrada significativamente e incluso tiene la capacidad de recuperarse y superar su condición inicial después de haber alcanzado el punto crítico.

CASO II. En este análisis todos los generadores participan en la regulación de frecuencia con una potencia nominal de salida igual a 1.0 p.u. Sus potencias de referencia (P_{Gset} , Q_{Gset}) son especificadas en la Tabla 4.9 y se considera que estos generadores tienen una potencia

nominal de salida igual a 1 p.u. Asimismo, los coeficientes asociados a sus generaciones de potencias reactivas son: $a_Q = 1$ y $b_Q = 1$. El coeficiente de regulación de velocidad (R) de cada generador es igual a 0.04 p.u. Todas las cargas dependen de la frecuencia y voltaje con valores iniciales dados en la Tabla 4.7. El diagrama de bifurcación del voltaje en el nodo 8 se muestra en la Figura 4.4.

Tabla 4.9 Características de los generadores reguladores.

Nodo	Voltaje inicial	P _{Gset} (MW)	Q _{Gset} (MVAR's)	Límites de pot. Activa.		Límites de pot. Reactiva.	
				Min. (MW)	Max. (MW)	Min. (MVAR's)	Max. (MVAR's)
38	1.0265	830	26.0266	10	1200	-400	400
35	1.0493	650	217.692	10	800	-250	350
32	0.9831	650	240.061	10	800	-300	300
33	0.9972	632	114.794	10	800	-200	300
31	0.952	573	132.009	10	800	-300	300
37	1.0278	540	5.8127	10	800	-250	350
36	1.0635	560	104.17	10	800	-150	250
34	1.0123	508	169.701	10	800	-200	300
30	1.0475	250	153.741	10	800	-200	300

La magnitud de voltaje del nodo 8 en este caso cae conforme se incrementa la carga en dicho nodo hasta llegar a su máxima cargabilidad y tiene la capacidad de recuperar su condición inicial.

Comparando los casos de estudios descritos anteriormente, se observa que el MCFPRP reduce el rango para incrementar carga respecto al MCFP. En el caso II se observa que el voltaje cae a un menor valor y se logra recuperar, lo anterior se debe a tener todos los generadores participando en la regulación primaria. El comportamiento de la magnitud de voltaje en los casos descritos es parecido, puesto que en los tres casos se degrada conforme se incrementa la carga y tienen la capacidad de recuperarse al disminuir carga. Lo anterior se muestra en la Figura 4.4.

Para todos los casos de estudio, el ángulo del voltaje en el nodo 8 disminuye al incrementar la carga hasta alcanzar su máxima cargabilidad. Después de haber alcanzado el punto crítico se recupera al reducir carga. La Figura 4.5 muestra dicho comportamiento angular.

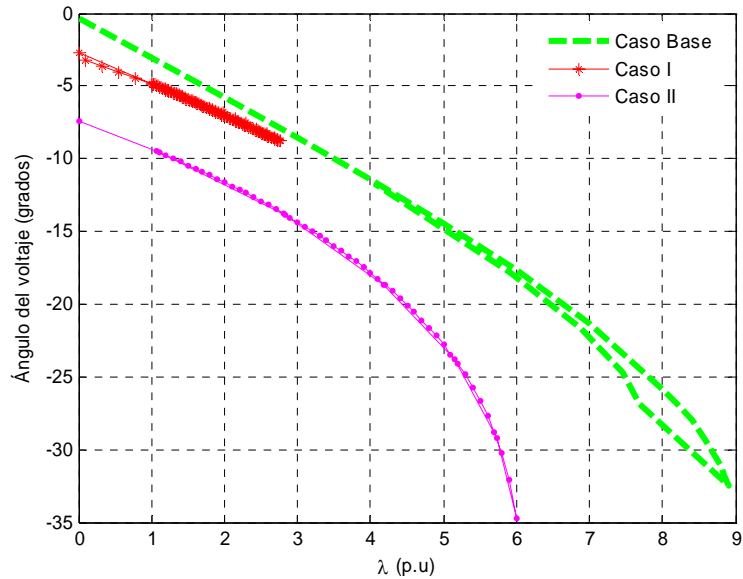


Figura 4.5 Comportamiento del ángulo de voltaje en el nodo 8.

El comportamiento de la frecuencia en los casos de estudios realizados a través del MCFPRP se muestra en la Figura 4.6. Se observa que las condiciones iniciales de cada caso ocasionan una gran desviación de frecuencia. En el CASO I la frecuencia de operación disminuye al incrementar carga y continúa de esta forma al disminuir la carga después de alcanzarse el punto crítico. Lo anterior se debe a que solo se cuenta con un generador que participa en la regulación primaria. En el CASO II la frecuencia de operación se hace cada vez mayor al incrementar carga y regresa a su condición inicial después de haber alcanzado su máxima cargabilidad, esto se debe a que se cuenta con todos los generadores participando en la regulación de frecuencia.

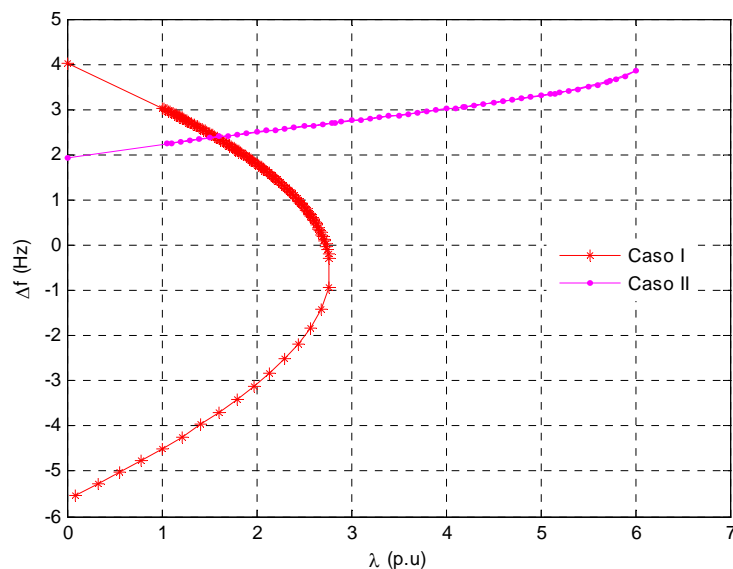


Figura 4.6 Comportamiento de la frecuencia de la red 39 nodos.

4.2.3 ANÁLISIS DE LA RED DE 118 NODOS

En esta sección se presentan dos estudios a la red de 118 nodos, el primero mediante el MCFP desarrollado en [Gutiérrez V. J 2004] y el segundo mediante el MCFPRP. El coeficiente multiplicador k_{Li} será igual a 1.2 que afecta de manera directa la variación de carga en el nodo 34, con la finalidad de obtener el diagrama de bifurcación.

CASO I. En el estudio realizado mediante MCFP, el nodo 69 es el generador Slack cuyo voltaje es especificado en 1.035 p.u. con un ángulo de 30 °. De igual forma se tienen 53 nodos PV, cuyos generadores controlan la magnitud de voltaje a los valores dados en la Tabla C.27 del apéndice C. Las características de estos generadores son especificadas en la misma tabla. Por último se cuenta con 91 cargas fijas, cuyos valores son dados en la Tabla C.26. El comportamiento del voltaje en el nodo 34 se muestra en la Figura 4.7. Este comportamiento de voltaje puede considerarse normal; ya que al incrementar carga, el voltaje se degrada hasta alcanzar el punto crítico. Cuando se alcanza la máxima cargabilidad del sistema, el voltaje se comienza a colapsar.

CASO II. Para el análisis realizado mediante MCFPRP el nodo 69 es el generador que realiza la regulación de frecuencia (nodo de referencia) con un voltaje inicial de 1.035 p.u. a un ángulo de referencia 30 °. Las potencias de referencia (P_{Gset} , Q_{Gset}) se especifican en la Tabla C.28 considerando que este generador tienen una potencia nominal de salida igual a 1 p.u. Asimismo, los coeficientes asociados a su generación de potencia reactiva son: $a_Q = 1$ y $b_Q = 1$. El coeficiente de regulación de velocidad (R) es igual 0.04. De igual forma, se tiene 18 generadores que participan en la regulación primaria y 35 generadores tipo PV, cuyas características son dadas en la misma tabla. En el sistema eléctrico se consideran 37 cargas fijas y 54 cargas dependientes de frecuencia y voltaje, cuyos valores iniciales son dados en la Tabla C.26. Para las cargas dependientes, los coeficientes del polinomio asociado al consumo de potencia activa son: $K_p = 0.04$, $p_p = 0.2$, $p_c = 0.3$ y $p_z = 0.5$. Los coeficientes del polinomio asociado al consumo de potencia reactiva son: $K_q = 0$, $q_p = 0.2$, $q_c = 0.3$ y $q_z = 0.5$. Las condiciones iniciales de las magnitudes de voltaje en todos los nodos de carga se consideran en 1 p.u., al igual que el voltaje base del nodo en cuestión. Por último, la desviación de frecuencia inicial es igual a cero Hz.

El comportamiento del voltaje en el nodo 34 es normal; ya que el voltaje disminuye al incrementar la carga. Cuando se alcanza la máxima cargabilidad del sistema, el voltaje se comienza a colapsarse y no logra recuperarse. Lo anterior se muestra en la Figura 4.7.

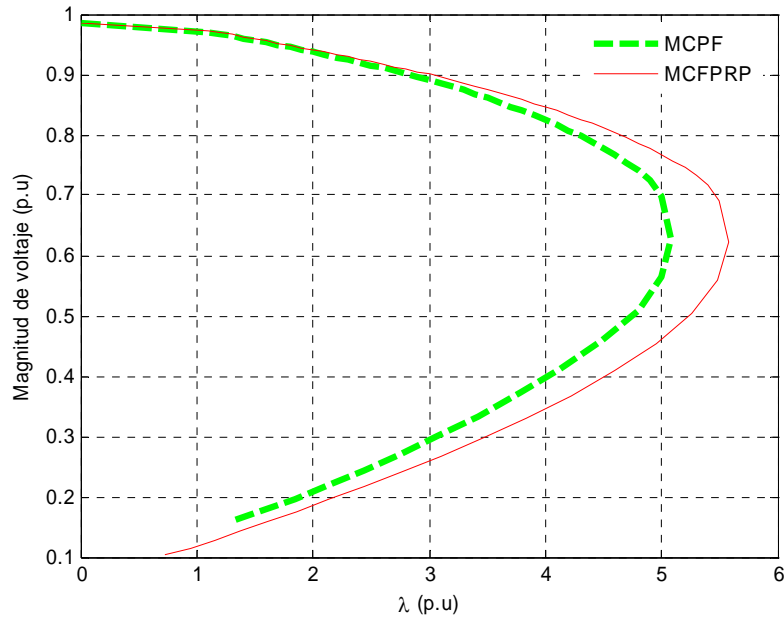


Figura 4.7 Comportamiento del voltaje en el nodo 34.

Comparando los casos de estudio descritos anteriormente, se observa que la magnitud de voltaje en el nodo 34 se comporta de una manera muy similar en ambos casos. La diferencia es que el MCFPRP proporciona mayor estabilidad al voltaje; es decir, permite mayor incremento de carga y por lo tanto el punto crítico es mayor que el obtenido en el MCPF.

De igual forma se realiza la comparación del ángulo de voltaje, tal como es muestra en la Figura 4.8. Se observa que el ángulo obtenido mediante el MCFPRP presenta una mayor estabilidad, puesto que varía menos ante los incrementos y decrementos de la carga.

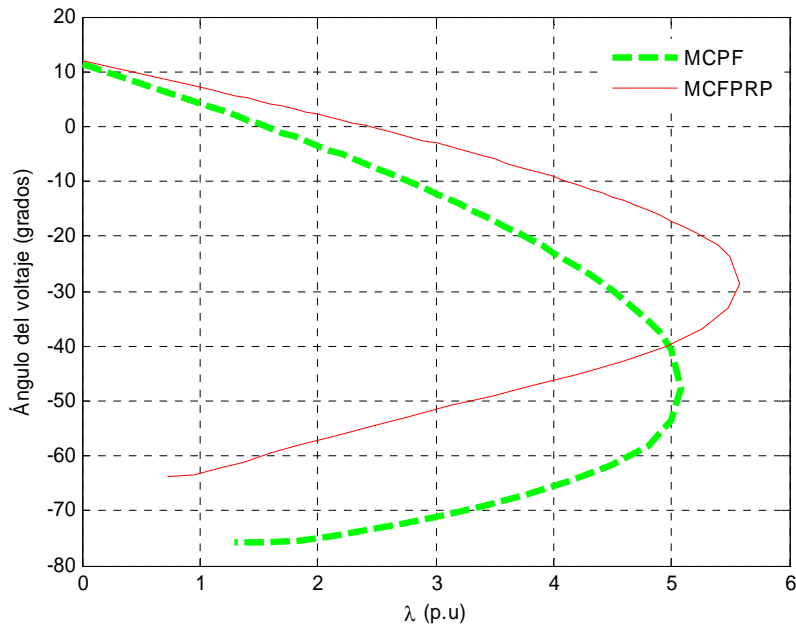


Figura 4.8 Comportamiento del ángulo de voltaje en el nodo 34.

La frecuencia de operación del MCFP se considera constante ante cambios de carga, mientras que en el MCFPRP toma en cuenta las desviaciones de frecuencia. La Figura 4.9 muestra las desviaciones de frecuencia para el caso II. Se observa un comportamiento normal, puesto que la frecuencia de operación cae al incrementar carga y se recupera al disminuir carga. Lo anterior se debe a que los generadores se desaceleran al incrementar carga y se aceleran en caso contrario.

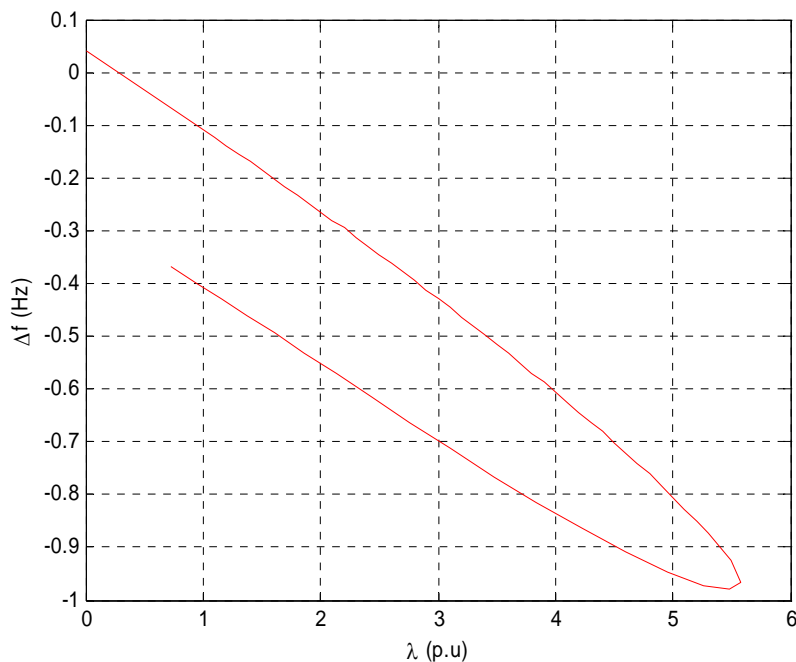


Figura 4.9 Desviaciones de frecuencia del sistema de 118 nodos.

4.3 ANÁLISIS DE LA RED CON DISPOSITIVOS SIFLETCA

Para estudiar el comportamiento del SEP con los dispositivos SIFLETCA se consideran los sistemas de 5 nodos (CASO III) y 118 nodos como sistemas base. Dichos sistemas se estudiaron en la sección 4.2.1 y 4.2.3, respectivamente. Los dispositivos SIFLETCA considerados son:

- Transformador con Cambiador de Tap bajo Carga (TCTC).
- Transformador Desfasador (TD).
- Compensador Serie Controlado por Tiristores (modelo de ángulo de disparo, CSCT-AD).
- Compensador Estático de VARs (modelo de ángulo de disparo con transformador, CEV).
- Controlador Universal de Flujos de Potencia (CUFP).

4.3.1 TRANSFORMADOR CON CAMBIADOR DE TAP BAJO CARGA (TCTC).

El TCTC es un dispositivo que permite controlar la magnitud de voltaje de uno de los dos nodos entre los cuales se encuentra conectado, cambiando ya sea el tap del devanado primario o secundario. En esta sección se analiza su impacto sobre el perfil de voltaje cuando se conecta en un nodo.

Para el análisis del comportamiento de este dispositivo sobre el perfil del voltaje se consideran los parámetros que se muestran en la Tabla 4.10. Los resultados de las simulaciones corresponden a los mostrados en las Figuras 4.10 a 4.17.

Tabla 4.10 Parámetros considerados en sistemas de estudio para el TCTC.

Sistema	K_{li}	Dispositivo conectado entre nodos:	Límites del tap primario (p.u.)		Nodo controlado	$ V $ p.u. (Caso Base)	$ V $ controlada p.u.	
			Inferior	Superior			Caso 1	Caso 2
5	1.3	Lake y Main	0.8	1.5	Lake	0.998	1.1	0.98
118	1.2	34 y 36	0.7	1.8	34	0.984	1.0	0.95

El control de la magnitud de voltaje en el nodo Lake del sistema de 5 nodos solo lo logra en un rango reducido del aumento de carga, ya que al controlar el voltaje a 1.1 p.u. el dispositivo viola el límite superior del tap a un valor λ igual a 0.3. De igual manera, al controlar a 0.98 p.u. viola el mismo límite en λ igual a 0.5. Lo anterior es debido a que el nodo es muy sensible a las variaciones de carga tal como se muestra en la Figura 4.10. El margen de estabilidad de voltaje en el nodo se ve afectado muy poco ya que las pérdidas totales de potencia activa y reactiva del sistema no se han incrementado de manera significativa, como se muestra en las Figuras 4.11 y 4.12, respectivamente. Se cuenta ahora con una zona de control que para determinadas condiciones y escenarios de operación pudiera ser de vital importancia para el sistema, justificando el uso del dispositivo controlador.

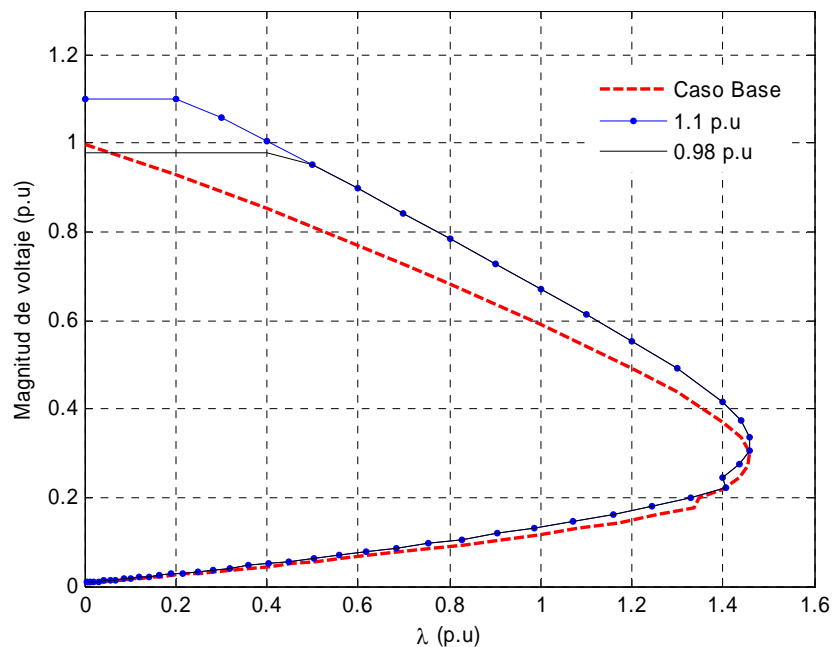


Figura 4.10 Diagrama de bifurcación del voltaje en el nodo Lake del sistema de 5 nodos con TCTC controlando la magnitud de voltaje.

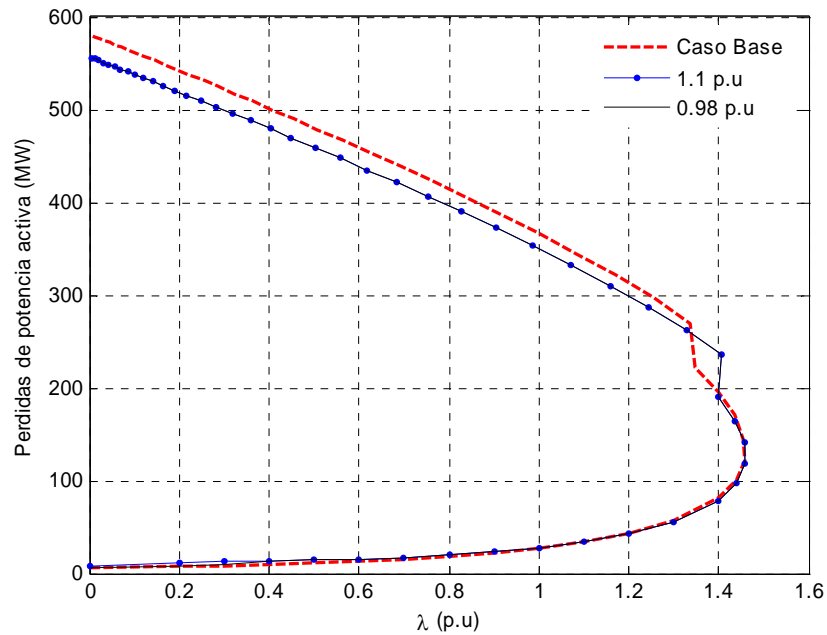


Figura 4.11 Pérdidas totales de potencia activa del sistema de 5 nodos con TCTC controlando la magnitud de voltaje en el nodo Lake.

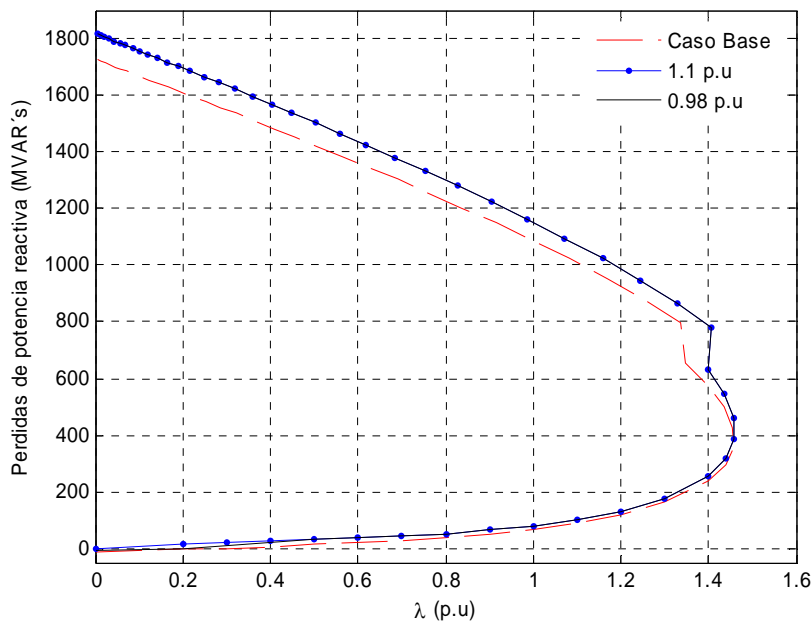


Figura 4.12 Pérdidas totales de potencia reactiva del sistema de 5 nodos con TCTC controlando la magnitud de voltaje en el nodo Lake.

De igual forma, las desviaciones de frecuencia se incrementan al incluir el TCTC, tal como se muestra en la Figura 4.14. En cada una de las graficas se muestra una deformación en la curvas, lo cual se debe a que el generador South violó límites de generación de potencia activa y reactiva.

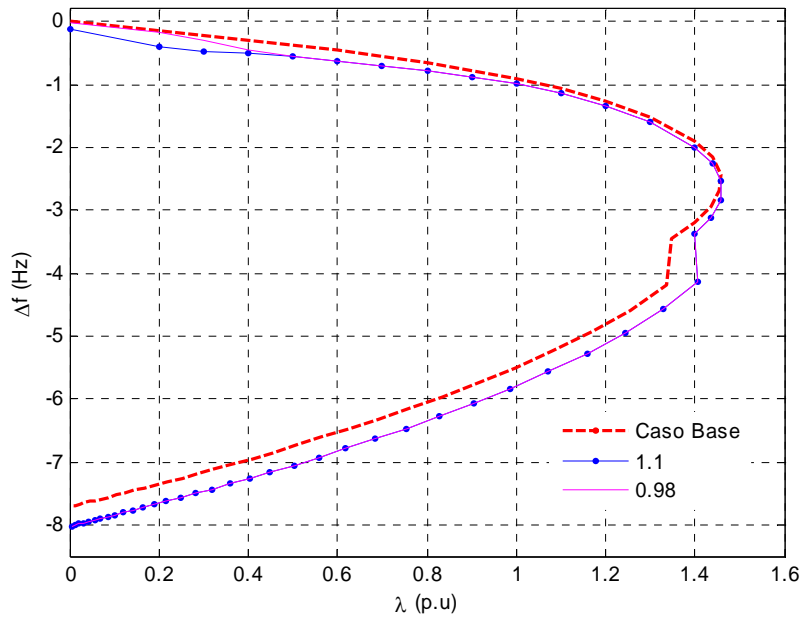


Figura 4.13 Desviaciones de frecuencia con TCTC controlando la magnitud de voltaje en el nodo Lake.

La Figura 4.14 muestra el comportamiento del voltaje en el nodo 34 al colocar el dispositivo en la línea que conecta los nodos 34 y 36 del sistema de 118 nodos. La combinación de las características del nodo 34, las características de regulación de frecuencia y los parámetros considerados del dispositivo provocan que no sea posible controlar el voltaje al valor especificado en dicho nodo. En los dos casos el dispositivo violó el límite inferior en λ igual a 1.

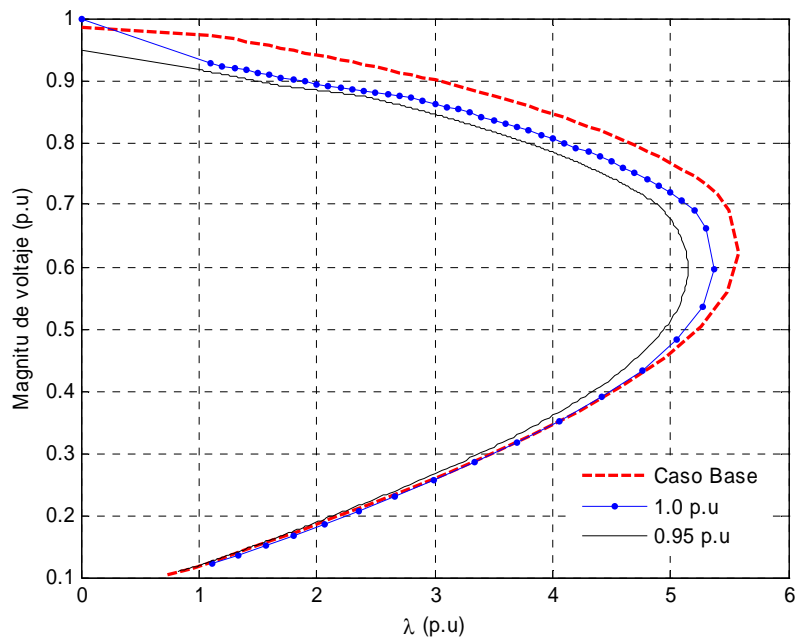


Figura 4.14 Diagrama de bifurcación del voltaje en el nodo 34 del sistema de 118 nodos con TCTC controlando la magnitud de voltaje.

Al comparar las curvas de la Figura 4.15 se observa que las pérdidas del caso base son menores hasta alcanzar el punto crítico. De igual forma se comparan las pérdidas totales de potencia reactiva mostradas en la Figura 4.16. Dicho incremento en las pérdidas de potencia activa y reactiva reducen la capacidad de cargabilidad y el margen de estabilidad del nodo 34. Este incremento en las pérdidas totales se debe principalmente a la absorción de potencia reactiva del dispositivo y a la redistribución de flujos de potencia que provoca.

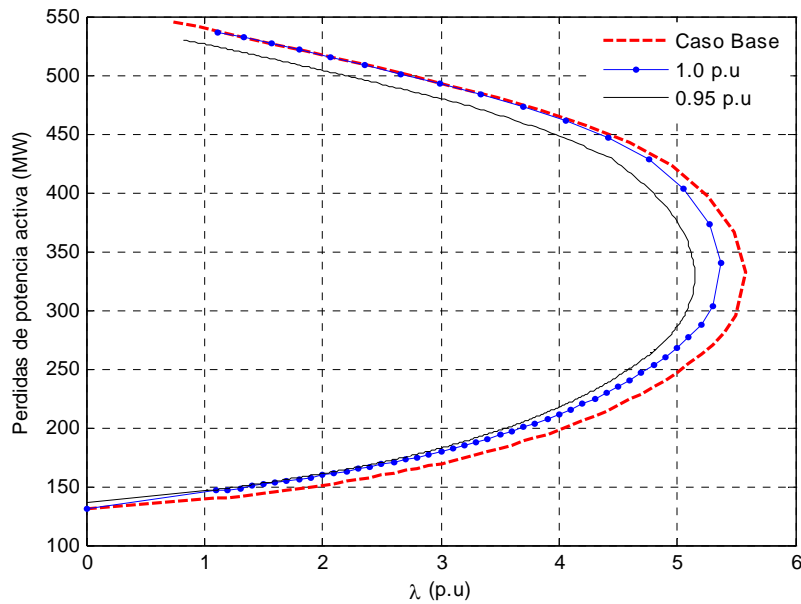


Figura 4.15 Pérdidas totales de potencia activa del sistema de 118 nodos con TCTC controlando la magnitud de voltaje en el nodo 34.

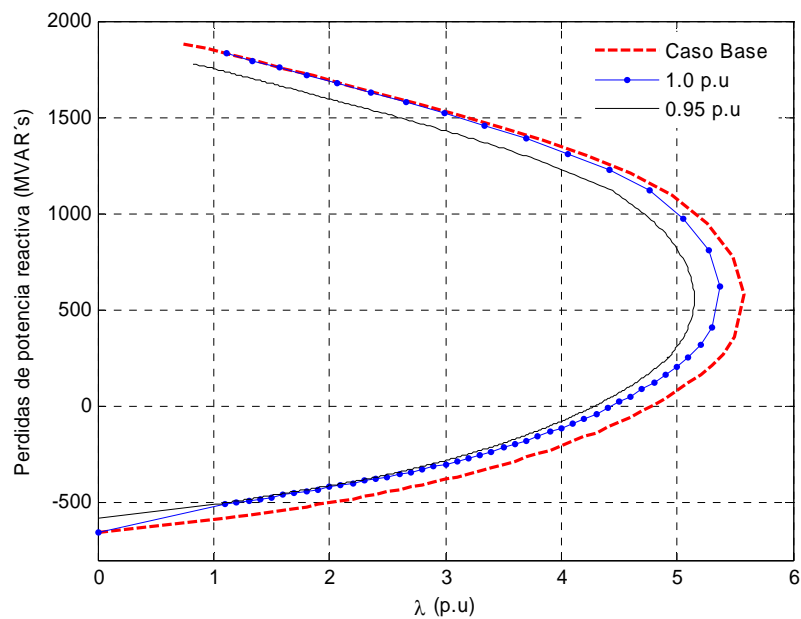


Figura 4.16 Pérdidas totales de potencia reactiva del sistema de 118 nodos con TCTC controlando la magnitud de voltaje en el nodo 34.

El comportamiento de la frecuencia del sistema se muestra en la Figura 4.17. Se observa que la frecuencia del sistema, en cada caso, cae al incrementar carga y se recupera en caso contrario.

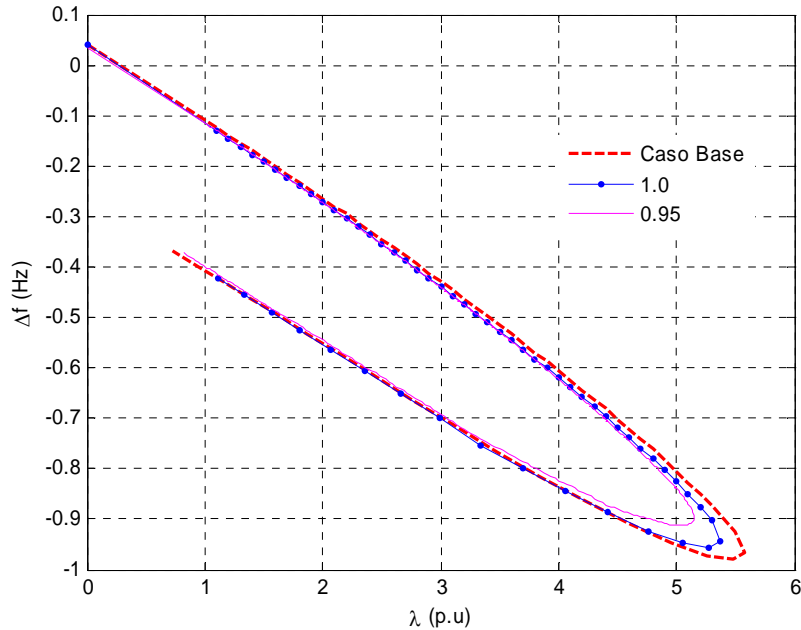


Figura 4.17 Desviación de frecuencia del sistema de 118 nodos con TCTC controlando el voltaje en el nodo 34.

4.3.2 TRANSFORMADOR DESFASADOR (TD).

Este dispositivo controla tanto la magnitud como la dirección de la potencia activa. En esta sección se presentan los siguientes casos de estudios para analizar su impacto sobre el margen de estabilidad de voltaje en alguno de los nodos al cual está conectado.

Para analizar el efecto de este dispositivo sobre el perfil del voltaje cuando se varía el control del flujo de potencia, se consideran los parámetros que se muestran en la Tabla 4.11. Los resultados de las simulaciones se presentan en las Figuras 4.18 a 4.25. En cada una de las graficas se muestra una deformación en las curvas, lo cual se debe a que el generador South violó límites de generación de potencia activa y reactiva.

Tabla 4.11 Parámetros considerados en sistemas de estudio para el TD.

Sistema	K_{ii}	Dispositivo conectado entre nodos:	Límite de ángulo del tap. (grados)		Potencia Activa entre nodos MW (Caso Base)	Potencia Activa a controlar MW	
			Inferior	Superior		Caso 1	Caso 2
5	1.3	Lake y Main	-50	50	19.0607	20	5
118	1.2	34 y 36	-50	50	30.0295	90	60

Cuando se coloca este dispositivo entre los nodos Lake y Main del sistema de 5 nodos se observa cómo la presencia de este dispositivo en el sistema afecta el margen de cargabilidad y la estabilidad de voltaje en el nodo Lake, lo anterior se ilustra en la Figura 4.18. Esto se debe principalmente al aumento de las pérdidas totales de potencia activa y reactiva del sistema, provocadas por la redistribución de flujos de potencia y por la potencia reactiva absorbida por el dispositivo como se observa en la Figura 4.19 y Figura 4.20, respectivamente.

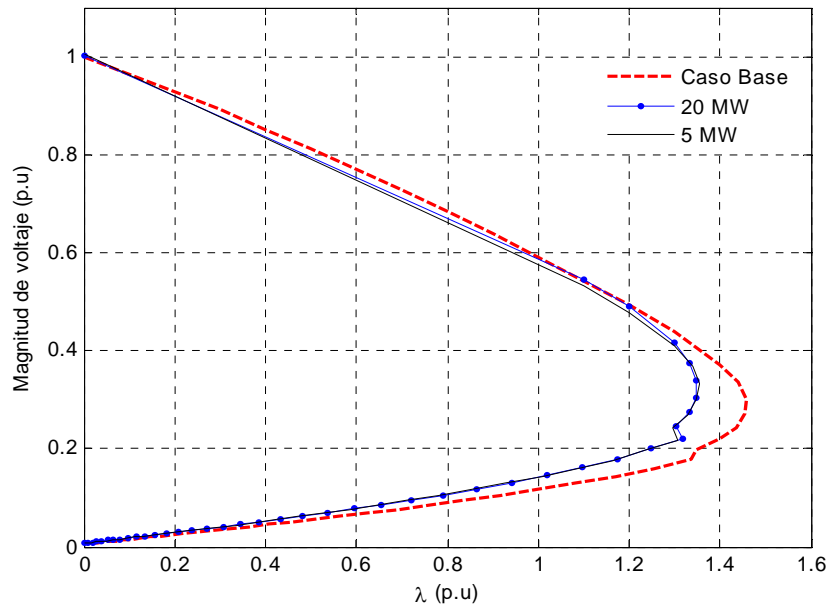


Figura 4.18 Diagrama de bifurcación del voltaje en el nodo Lake del sistema de 5 nodos con TD controlando el flujo de potencia activa entre Lake y Main.

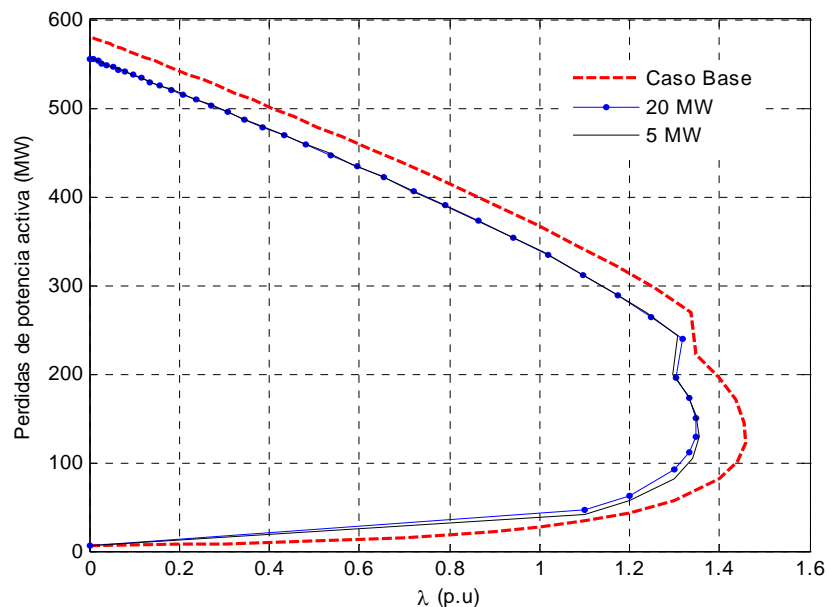


Figura 4.19 Pérdidas totales de potencia activa del sistema de 5 nodos con TD controlando el flujo de potencia activa entre Lake y Main.

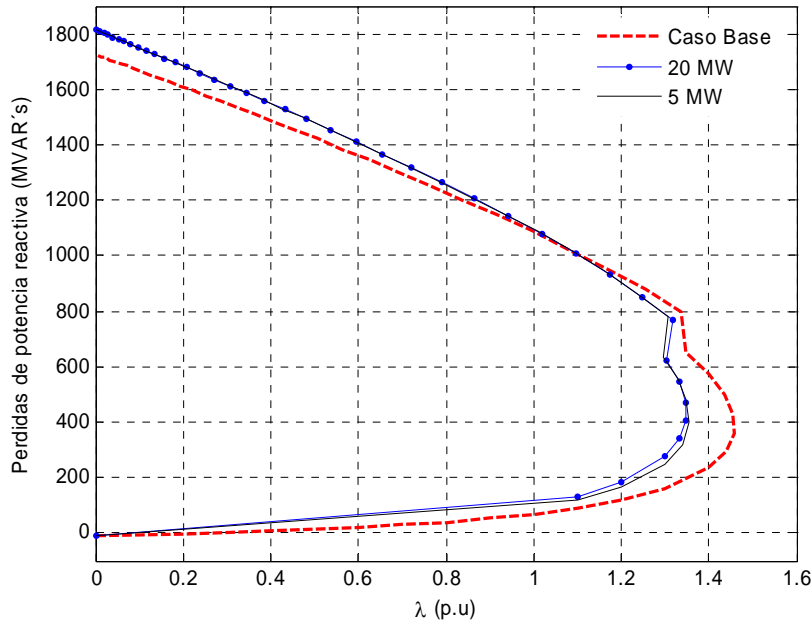


Figura 4.20 Pérdidas totales de potencia reactiva del sistema de 5 nodos con TD controlando el flujo de potencia activa entre Lake y Main

Al comparar las curvas de la Figura 4.19 se observa que las pérdidas totales del caso base son mayores hasta alcanzar el punto crítico. Mientras que las pérdidas totales de potencia reactiva del caso base siempre son menores a los otros casos. Las desviaciones de frecuencia se incrementan en todo momento, como resultado de la distribución de flujos realizada por el TD y el incremento de las pérdidas de potencia. Lo anterior se muestra en la Figura 4.21.

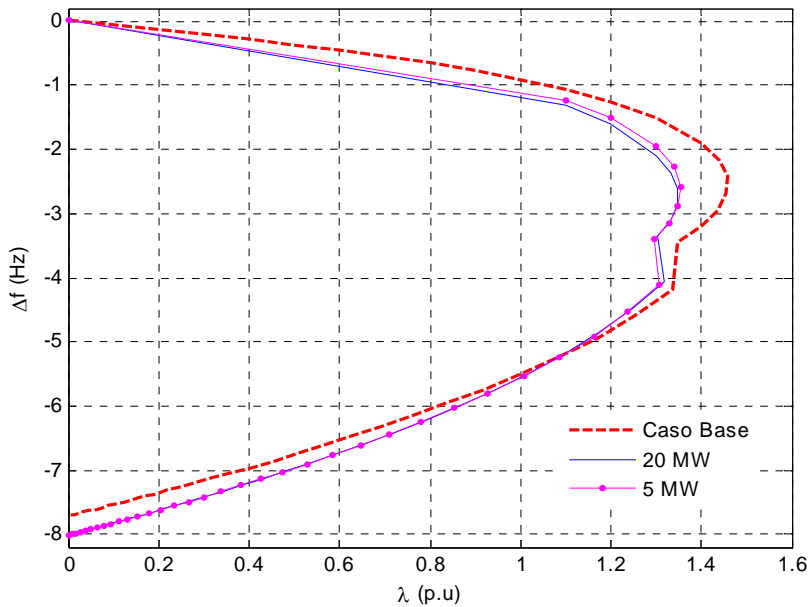


Figura 4.21 Desviaciones de frecuencia del sistema de 5 nodos con TD controlando el flujo de potencia activa entre Lake y Main.

Al colocar el dispositivo entre los nodos 34 y 36 del sistema de 118 nodos, se observa que el dispositivo afecta el margen de cargabilidad y de estabilidad de voltaje del nodo 34, sobre el cual se efectúa el incremento de carga, como se muestra en el diagrama de bifurcación de la Figura 4.22. Para el caso particular en que se controlan 90 MW del nodo 34 al 36, el dispositivo viola límites en λ igual a 4.48893, ya que el voltaje cae de manera más abrupta.

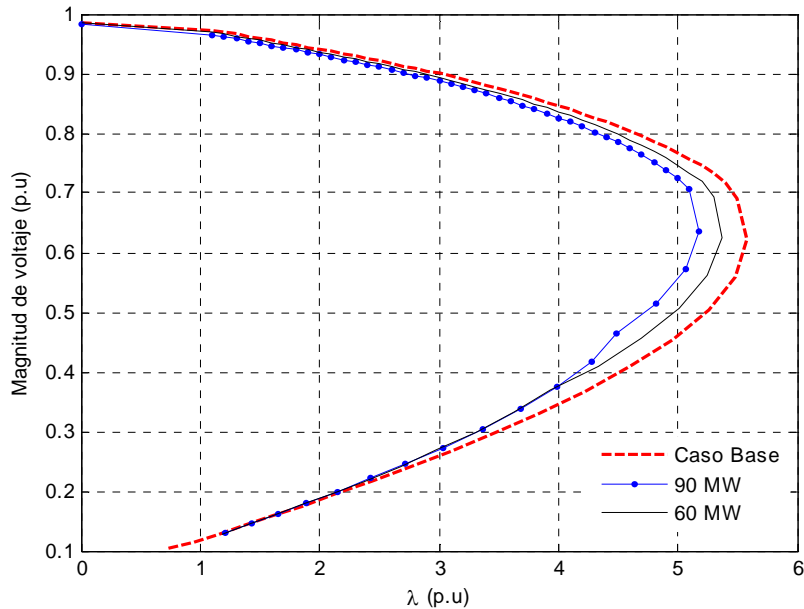


Figura 4.22 Diagrama de bifurcación del voltaje en el nodo 34 del sistema de 118 nodos con TD controlando el flujo de potencia activa entre los nodos 34 y 36.

El comportamiento de la frecuencia del sistema, mostrado en la Figura 4.23, es muy similar en ambos casos, disminuye al incrementar carga y se recupera en el caso contrario.

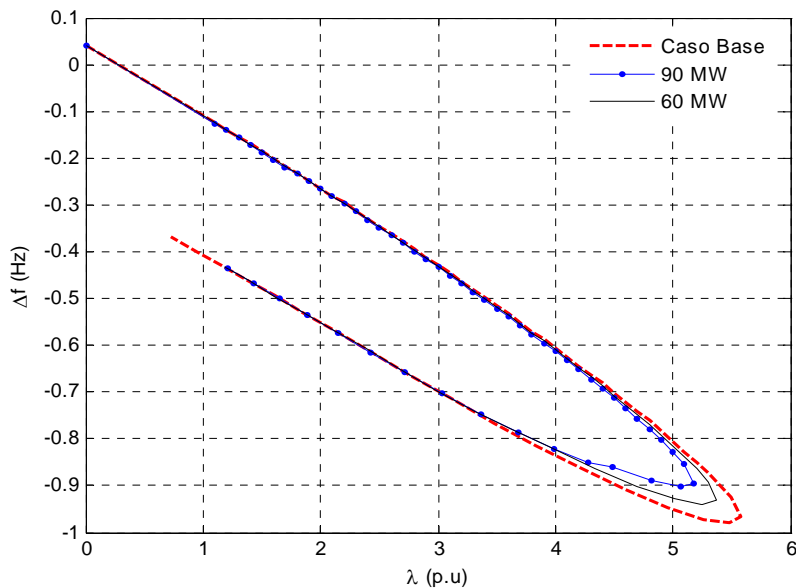


Figura 4.23 Desviaciones de frecuencia del sistema de 118 nodos con TD controlando el flujo de potencia activa entre los nodos 34 y 36.

En la Figura 4.24 se observa que las pérdidas de potencia activa del caso base se incrementan al incrementar carga y disminuyen en caso contrario. Lo mismo ocurre para las pérdidas de potencia reactiva, como se ilustra en la Figura 4.25.

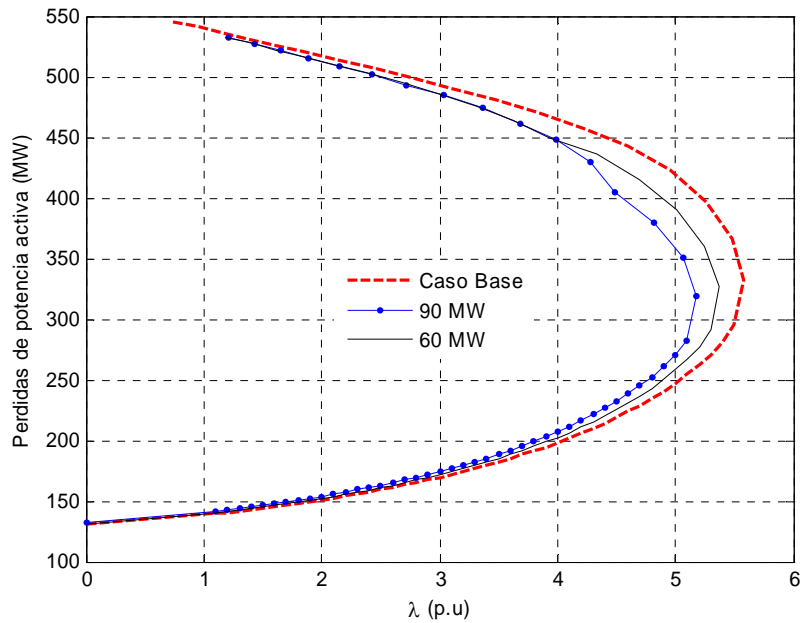


Figura 4.24 Pérdidas totales de potencia activa del sistema de 118 nodos con TD controlando el flujo de potencia activa entre los nodos 34 y 36.

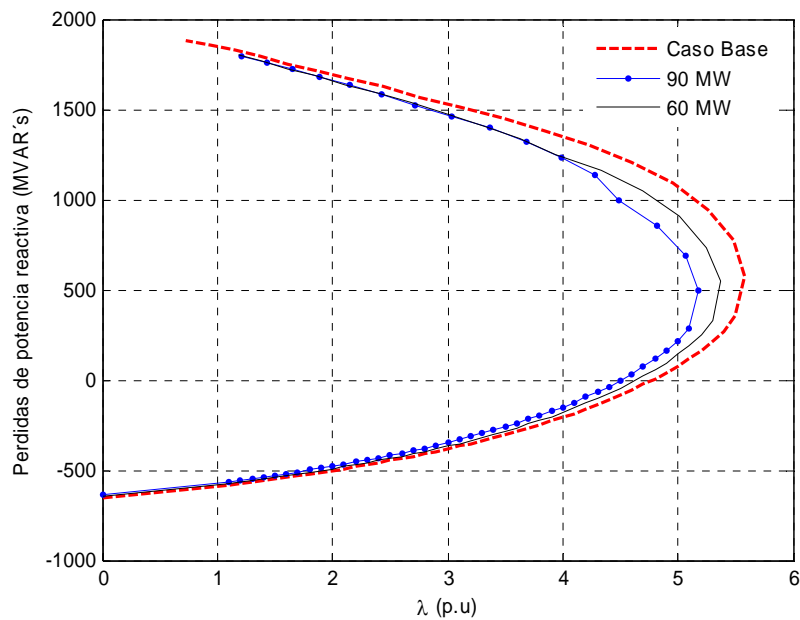


Figura 4.25 Pérdidas totales de potencia reactiva del sistema de 118 nodos con TD controlando el flujo de potencia activa entre los nodos 34 y 36.

4.3.3 COMPENSADOR SERIE CONTROLADO POR TIRISTORES (modelo de ángulo de disparo, CSCT-AD).

En esta sección se evalúa el efecto del CSCT-AD sobre un nodo del sistema. Para cada sistema se varía el nivel de compensación y se analiza su efecto sobre la magnitud del voltaje.

Se analiza el efecto de este dispositivo variando la cantidad de potencia activa controlada. En la Tabla 4.12 se muestran los parámetros considerados en las simulaciones con los que se obtienen las Figuras 4.26 a 4.29. El signo del flujo de la potencia a controlar indica el sentido de éste, un signo negativo indica que la potencia sale del nodo de recepción al nodo de envío y un signo positivo indica que el flujo va en sentido contrario.

Tabla 4.12 Parámetros considerados en sistemas de estudio para el CSCT-AD.

Sistema	K_{ii}	Dispositivo conectado		Límites del ángulo de disparo (grados)		Potencia Activa entre nodos MW (Caso Base)	Potencia Activa a controlar MW	
		Nodo de envío	Nodo de recepción	Inferior	Superior		Caso 1	Caso 2
5	1.3	Lake	North	90	180	-40.0454	-55	-35
118	1.2	34	19	90	180	3.15727	4	2

Para el sistema de 5 nodos, en el primer caso de estudio el dispositivo violó el límite superior en λ igual a 0.64, mientras el segundo caso se controla la cantidad de potencia en todo el proceso de incremento de carga sin violar límites. En el primer caso la cantidad de potencia activa de control es mayor que la potencia activa del caso base, el dispositivo opera en la región capacitiva para controlar la potencia activa que circula por la línea. De tal forma, provoca un pequeño decremento en el margen de cargabilidad. En el segundo caso la cantidad de potencia activa de control es menor que la potencia activa del caso base, el dispositivo opera en la región inductiva de la curva de impedancia a frecuencia fundamental, para limitar la potencia activa que circula por la línea. De esta manera alarga la distancia eléctrica de la misma, y mejora la estabilidad de voltaje aumentando el margen de cargabilidad. Lo anterior se ilustra en el diagrama de bifurcación de la Figura 4.26.

Se observa que la distribución de flujos de potencia ocasionada por el CSCT-AD y los incrementos de carga provocan las desviaciones de frecuencia mostradas en la Figura 4.27. La frecuencia de operación del sistema en cada caso cae al incrementar carga. Después de haber alcanzado el punto crítico la frecuencia sigue cayendo al disminuir carga. Los cambios

abruptos en las curvas de la Figura 4.26 y la Figura 4.27 son provocados cuando el generador South viola límites de generación activa y reactiva.

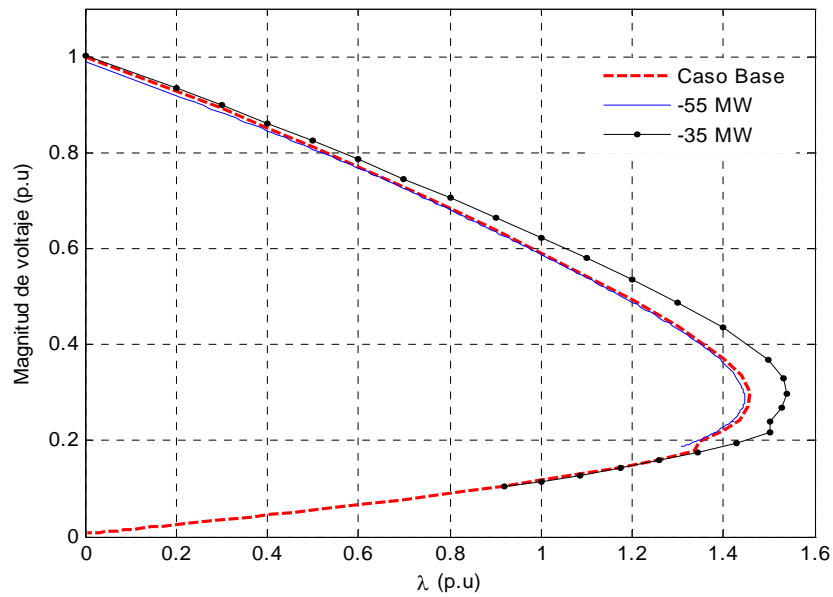


Figura 4.26 Diagrama de bifurcación del voltaje en el nodo Lake del sistema de 5 nodos con CSCT-AD controlando el flujo de potencia activa entre Lake y North.

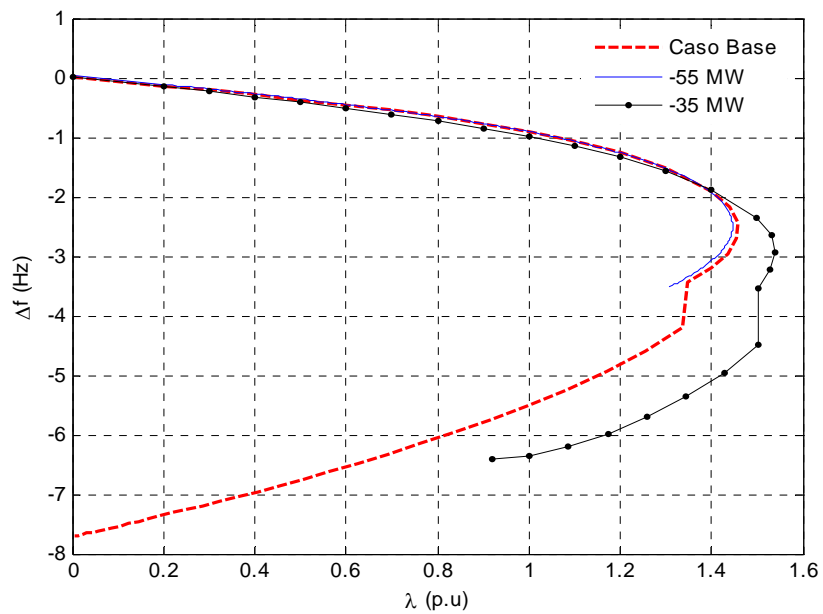


Figura 4.27 Desviaciones de frecuencia del sistema con CSCT-AD controlando el flujo de potencia activa entre Lake y North.

Para el sistema de 118 nodos el dispositivo perjudica la estabilidad de voltaje, disminuyendo el margen de cargabilidad y ocasionando una mayor caída en el perfil del voltaje para un parámetro de bifurcación menor. Dicho comportamiento de voltaje se muestra en la Figura 4.28.

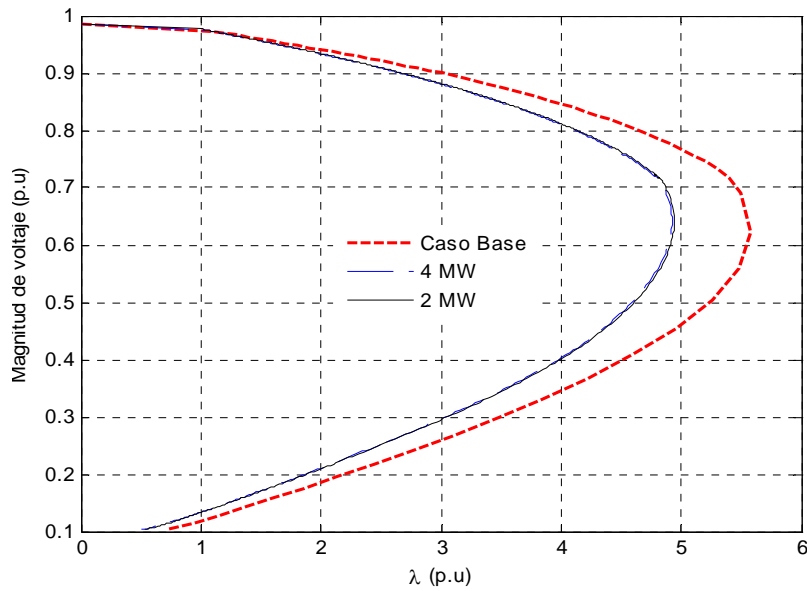


Figura 4.28 Diagrama de bifurcación del voltaje en el nodo 34 del sistema de 118 nodos con CSCT-AD controlando el flujo de potencia activa entre los nodos 34 y19.

Para ambos casos el dispositivo controla la cantidad de potencia en todo el proceso de incremento de carga, sin violar límite. Sin embargo, como el sistema es muy sensible a los cambios de carga en el nodo 34, no es posible controlar una gran cantidad de potencia activa fluyendo por la línea sobre la cuál se ha conectado el dispositivo. Por último, se observa que las desviaciones de frecuencia obtenidas como resultado de la distribución de flujos de potencia de este dispositivo se reducen, tal como se muestra en la Figura 4.29.

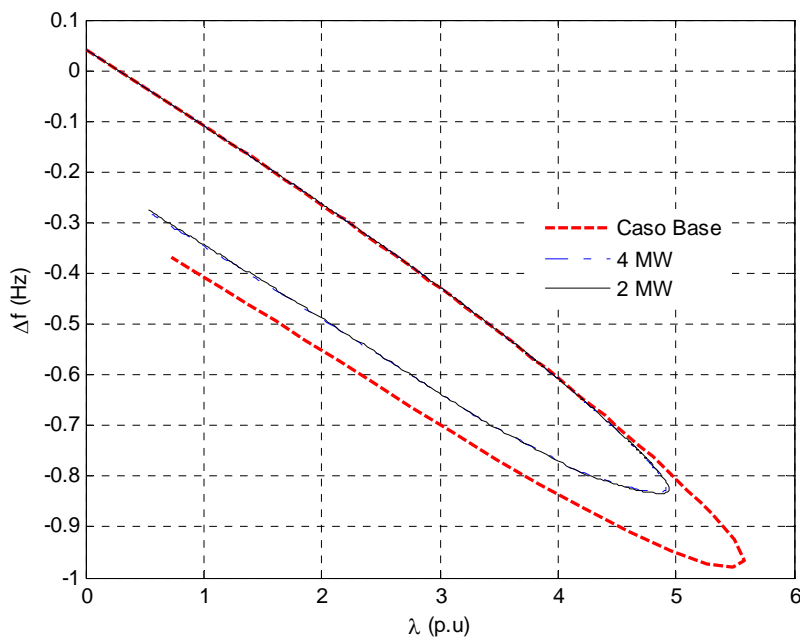


Figura 4.29 Desviaciones de frecuencia del sistema de 118 nodos con CSCT-AD controlando el flujo de potencia activa entre los nodos 34 y19.

4.3.4 COMPENSADOR ESTÁTICO DE VARS (modelo de ángulo de disparo con transformador, CEV).

En esta sección se evalúa el efecto del CEV sobre un nodo del sistema. Para cada sistema se varía el nivel de compensación y se analiza su efecto sobre la magnitud del voltaje. Para el análisis del comportamiento de este dispositivo sobre el perfil del voltaje se consideran los parámetros que se muestran Tabla 4.13. Los resultados de las simulaciones corresponden a las Figuras 4.30 a 4.33.

Tabla 4.13 Parámetros considerados en sistemas de estudio para el CEV.

Sistema	K_{ii}	Dispositivo conectado en el nodo:	Límites del ángulo de disparo (grados)		$ V $ p.u. (Caso Base)	$ V $ controlado p.u.	
			Inferior	Superior		Caso 1	Caso 2
5	1.3	elm	90	180	0.998813	0.95	1.1
118	1.2	118	90	180	0.950115	0.97	0.99

Para el sistema de 5 nodos, se observa que el margen de cargabilidad del sistema se reduce en los dos casos; pero se mejora definitivamente la estabilidad del voltaje en el nodo Lake, dado que en los dos casos se logra mantener el nivel de voltaje en el valor deseado (1.1 y 0.95 p.u.). El diagrama de bifurcación de la Figura 4.30 muestra la zona de control de voltaje para cada caso de estudio.

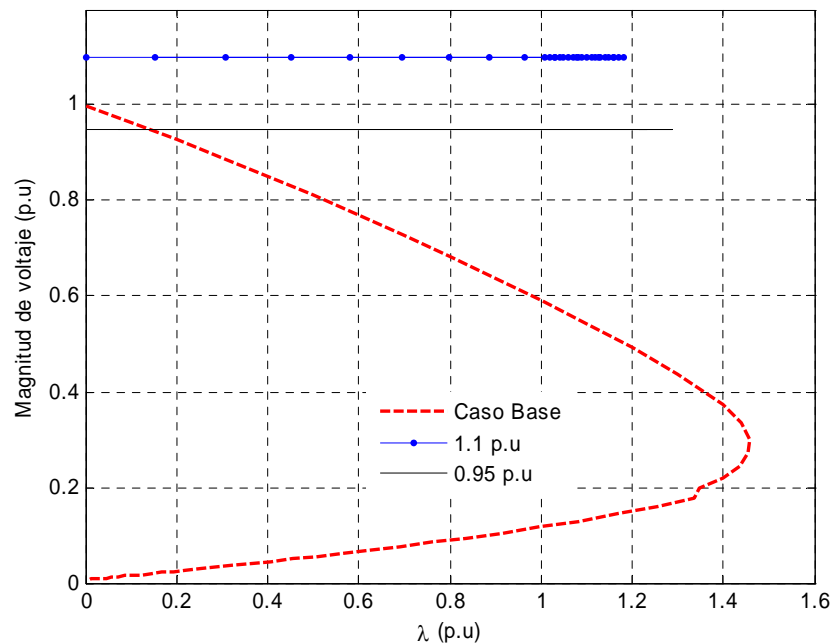


Figura 4.30 Diagrama de bifurcación del voltaje en el nodo Lake del sistema de 5 nodos con CEV controlando la magnitud de voltaje.

Las desviaciones de frecuencia se reducen en los dos casos. Para el caso particular cuando se controla a 0.95 p.u. se logra recuperar la frecuencia hasta un valor cercano al inicial. Mientras que para cuando se controla a 1.1 p.u., la frecuencia de operación cae en todo momento. Lo anterior se muestra en la Figura 4.31. Los cambios abruptos son ocasionados por la violación de límites operativos del generador South.

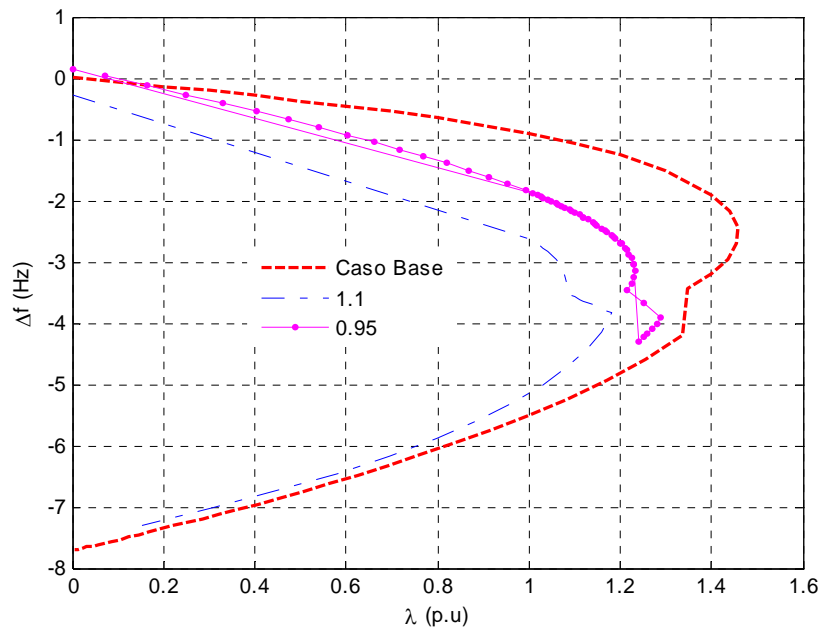


Figura 4.31 Desviaciones de frecuencia del sistema de 5 nodos con CEV controlando la magnitud de voltaje en Lake.

Con el objetivo de analizar que sucede cuando se coloca el dispositivo en un nodo que soporta incrementos de carga manteniendo el voltaje dentro de rangos aceptables para la operación del sistema, se considera que el CEV se coloca en el nodo 118 del sistema de 118 nodos. En el diagrama de bifurcación de la Figura 4.32 la curva para el caso base sufre variaciones de voltaje mínimas al variar la carga en el nodo 34. Al incrementar o disminuir el valor del voltaje controlado en el nodo se mejora la estabilidad del voltaje en el nodo, dado que en los dos casos se logra mantener el nivel de voltaje en el valor deseado, 0.99 p.u. y 0.95 p.u.

En los dos casos las desviaciones de frecuencia se mejoran, puesto que después de haber alcanzado el punto crítico se recuperan hasta su condición inicial, tal como se muestra en la Figura 4.33. Por lo que se dice que la distribución de flujos de potencia provocada por el CEV ayuda en la regulación de primaria.

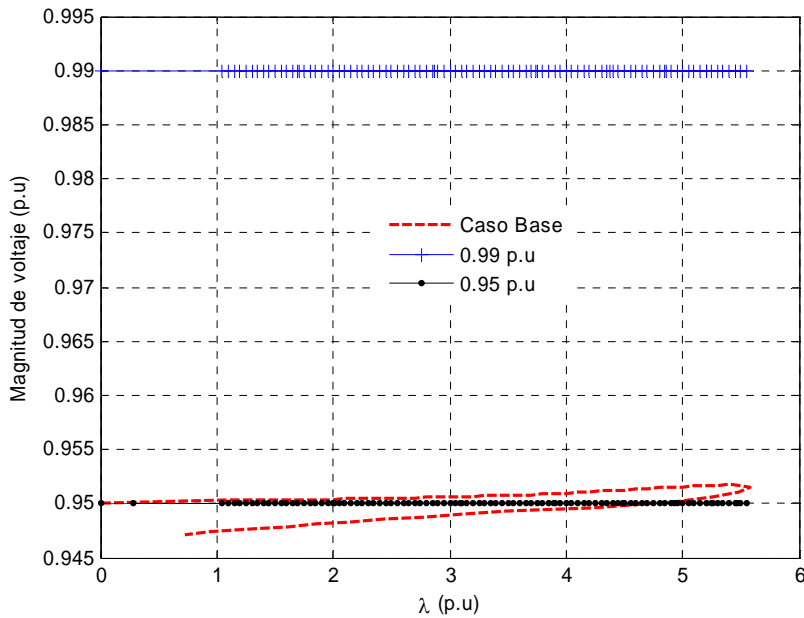


Figura 4.32 Diagrama de bifurcación del voltaje en el nodo 118 del sistema de 118 nodos con CEV controlando la magnitud de voltaje.

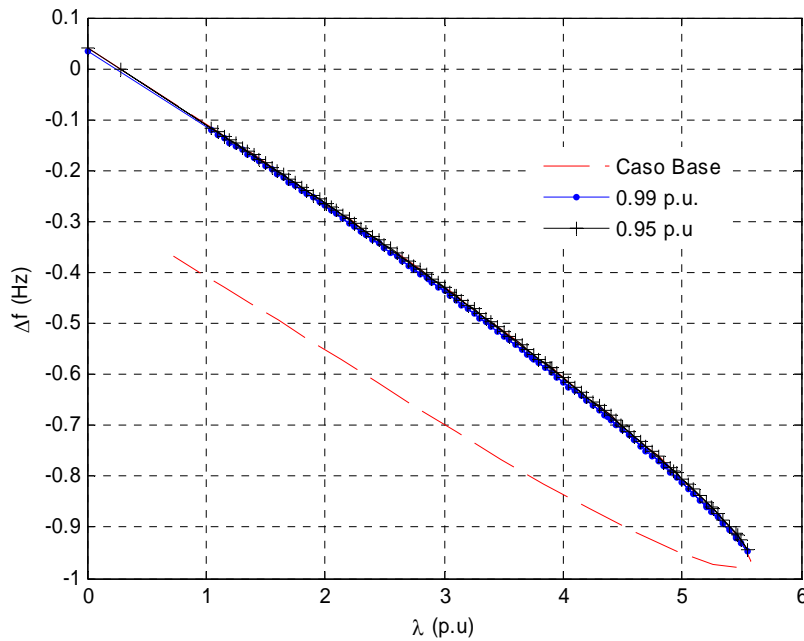


Figura 4.33 Desviaciones de frecuencia del sistema de 118 nodos con CEV controlado la magnitud de voltaje en el nodo 118.

4.3.5 CONTROLADOR UNIVERSAL DE FLUJOS DE POTENCIA (CUFP).

Este dispositivo es considerado como el más versátil de entre los dispositivos controladores SIFLETCA dadas las variables del sistema que es capaz de controlar. En esta sección se

analiza su efecto sobre la estabilidad de voltaje cuando opera con todas sus funciones de control activadas, como son control de potencia activa, reactiva y magnitud de voltaje nodal.

De la misma forma que se hizo con los otros dispositivos, con la finalidad de cuantificar el efecto de las especificaciones de control del CUFP sobre el margen de estabilidad, se consideran los casos mostrados en la Tabla 4.14. Los resultados de cada caso se muestran en las Figuras 4.34 a 4.41. Se observa que el control del voltaje es óptimo, existiendo un incremento en el ángulo del voltaje que provoca inestabilidad angular. Se analizan también las pérdidas totales del sistema para analizar el efecto total que tiene el dispositivo sobre el sistema.

Tabla 4.14 Parámetros considerados en sistemas de estudio para el CUFP.

Sistema	K_{li}	Dispositivo conectado entre nodos:	Flujo de potencia activa a controlar (MW)		Flujo de potencia Reactiva a controlar (MVARs)		Nodo de voltaje controlado	Magnitud de voltaje de control p.u.	
			Caso 1	Caso 2	Caso 1	Caso 2		Caso 1	Caso 2
5	1.3	Lake y North	55	45	10	5	Lake	1.02	0.94
118	1.2	118 y 75	55	25	30	16	118	0.98	0.94

Para el sistema de 5 nodos, se observa como el margen de estabilidad angular se ha reducido considerablemente en el nodo Lake, ya que el punto de bifurcación ocurre a un valor de carga menor debido a que la cargabilidad del nodo se ha disminuido; pero se reduce la variación angular, lo anterior es ilustra en la Figura 4.34. Sin embargo, el valor de la magnitud de voltaje permanece controlado en toda la trayectoria de solución. Mientras que las desviaciones de frecuencia del sistema se incrementan considerablemente en los dos casos, antes de llegar al punto crítico, tal como se muestra en la Figura 4.35.

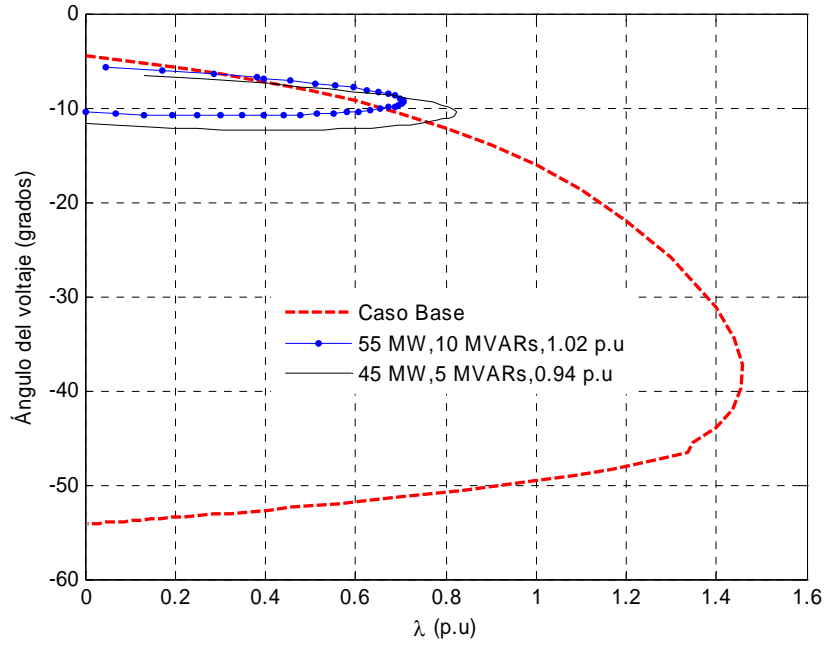


Figura 4.34 Diagrama de bifurcación del ángulo del voltaje del nodo Lake del sistema de 5 nodos con CUFP entre los nodos Lake y North.

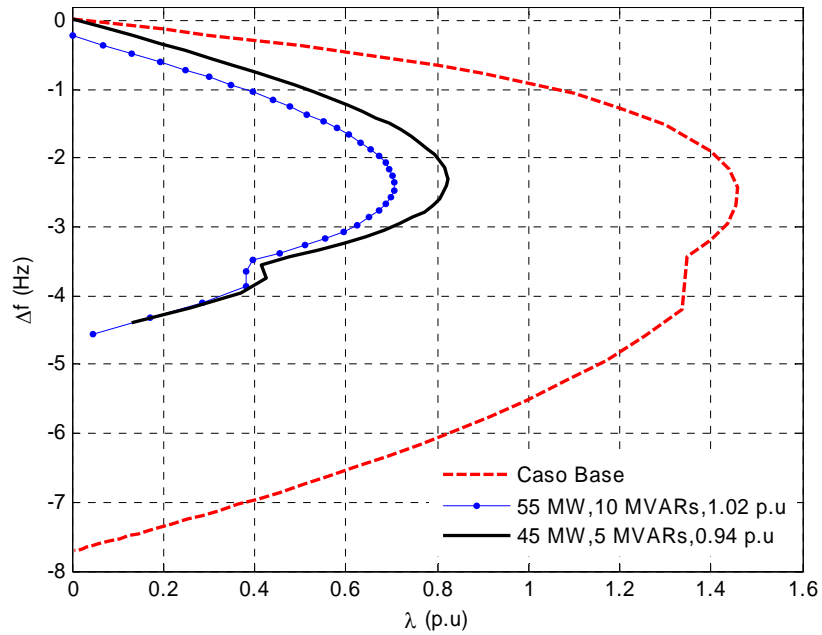


Figura 4.35 Desviaciones de frecuencia del sistema de 5 nodos con CUFP entre los nodos Lake y North.

Las pérdidas de potencia activa totales y las de potencia reactiva del sistema se reducen considerablemente, esto se debe principalmente a que el dispositivo opera con todas sus acciones de control activadas, se produce una redistribución de flujos tanto de potencia activa como reactiva. Lo anterior se ilustra en la Figura 4.36 y Figura 4.37, respectivamente.

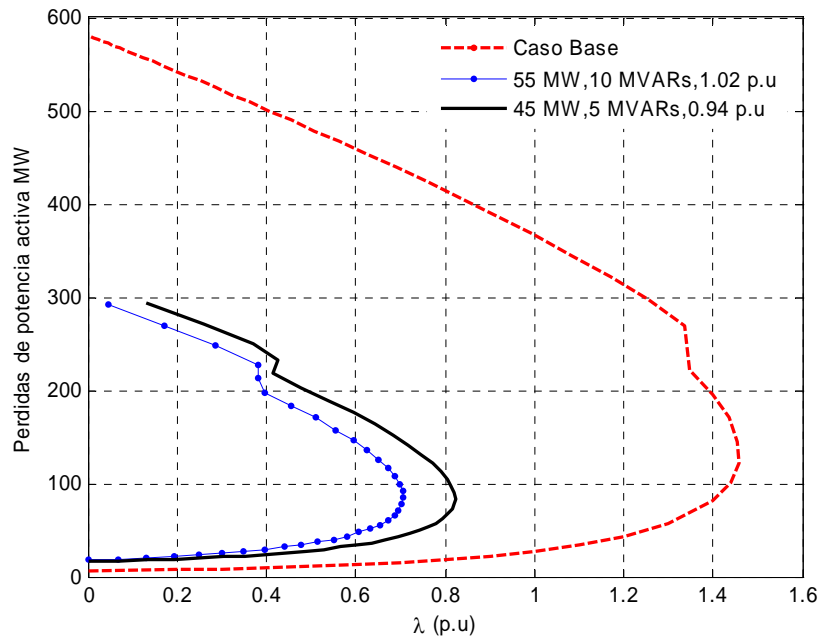


Figura 4.36 Pérdidas totales de potencia activa del sistema de 5 nodos con CUFP entre los nodos Lake y North.

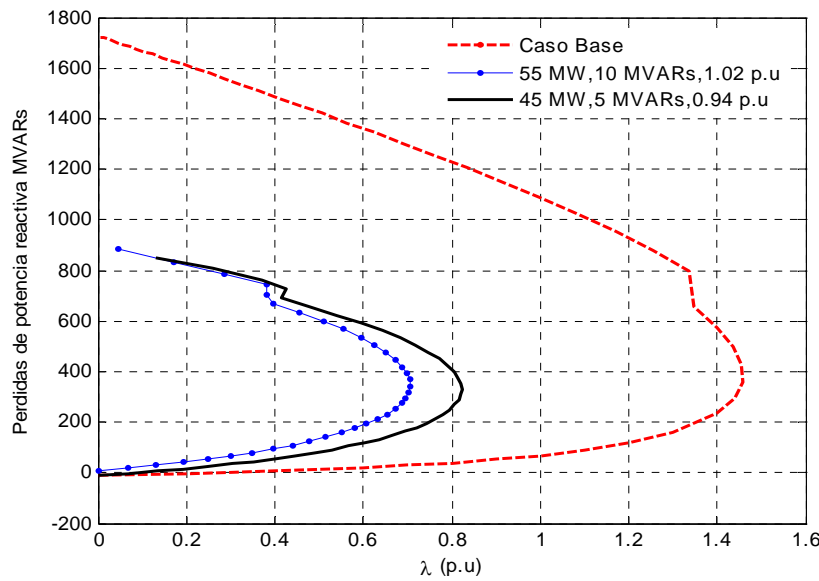


Figura 4.37 Pérdidas totales de potencia reactiva del sistema de 5 nodos con CUFP entre los nodos Lake y North.

Para el sistema de 118 nodos, se encuentra que este dispositivo se comporta de la misma manera cuando se coloca entre los nodos 118 y 75, reduciendo drásticamente el margen de estabilidad angular en el nodo 118 y aumenta la variación angular, tal como se ilustra en la Figura 4.38. El valor de la magnitud de voltaje permanece controlado en ambos casos de estudio.

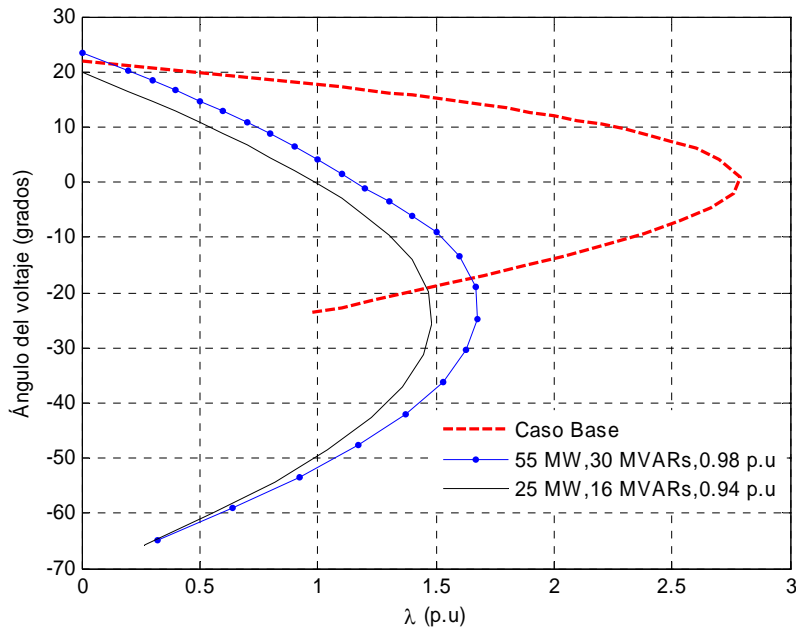


Figura 4.38 Diagrama de bifurcación del ángulo del voltaje del nodo 118 del sistema de 118 nodos con CUFP entre los nodos 118 y 75.

La frecuencia de operación del sistema en ambos casos es menor que la del caso base, puesto que la distribución de flujos de potencia y el incremento de carga provocan mayores desviaciones de frecuencia negativas. Lo anterior se muestra en la Figura 4.39

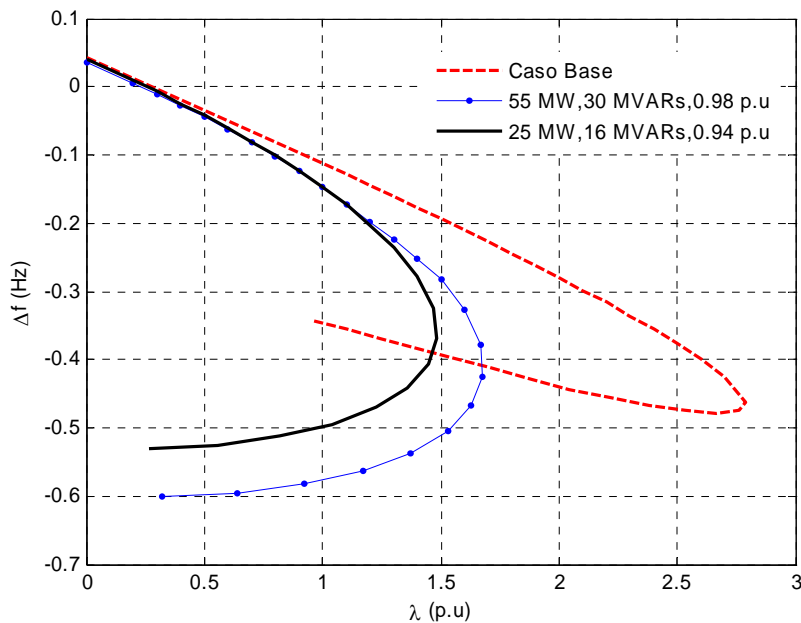


Figura 4.39 Desviaciones de frecuencia en el sistema de 118 nodos con CUFP entre los nodos 118 y 75.

Las pérdidas de potencia activa totales del sistema se incrementan considerablemente mientras que las de potencia reactiva se reducen. Lo anterior se muestra en las Figuras 4.40 y 4.41. Debido a que el controlador no tiene capacidad de generar potencia activa, el control de esta variable implica una redistribución de potencia activa en la red, lo cual ocasiona en este caso un incremento en las pérdidas de potencia activa. Por el contrario, el controlador es capaz de generar potencia reactiva, por lo que al especificar un control local de magnitud de voltaje, se evita un flujo de potencia reactiva desde los generadores hacia ese nodo, tal que hay una reducción de pérdidas de potencia reactiva.

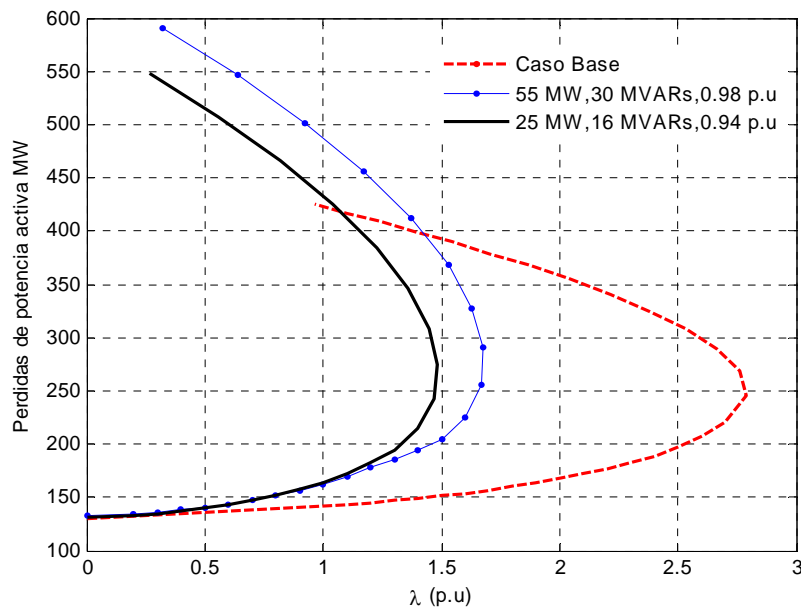


Figura 4.40 Pérdidas totales de potencia activa del sistema de 118 nodos con CUFp.

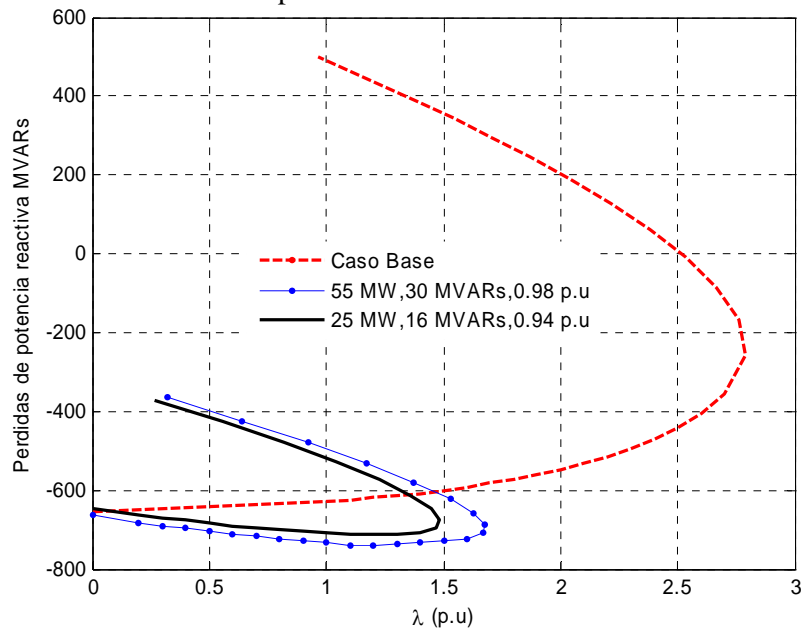


Figura 4.41 Pérdidas totales de potencia reactiva del sistema de 118 nodos con CUFp.

4.4 CONCLUSIONES

Al aplicar el MCFPRP a tres sistemas, estos reducen el margen de cargabilidad comparado con los resultados obtenidos en [Gutiérrez V. J 2004] mediante el MCFP, debido a la aportación de la regulación de frecuencia ya que las cargas no dependen solo de λ . En algunos casos proporciona estabilidad al voltaje, logrando que se recupere después de los cambios de carga.

El TCTC proporciona una región de control para la magnitud del voltaje, aumenta el margen de estabilidad y cargabilidad; pero en algunos casos la combinación de las condiciones de operación del sistema y los parámetros de diseño del dispositivo no permiten el control del voltaje.

El TD no realiza ninguna aportación en la estabilidad del voltaje, por el contrario afecta el margen de cargabilidad y de estabilidad del voltaje, ya que este dispositivo sólo controla la dirección y magnitud de la potencia activa.

El CSCT-AD en algunos casos colabora con la estabilidad del voltaje en el nodo en cuestión, ya que permite la recuperación de éste o incrementa el margen de cargabilidad.

Al introducir el CEV modelo de ángulo de disparo con transformador se logra controlar el voltaje en el valor deseado y por consiguiente mejorar la estabilidad del voltaje en cuestión.

El CUFP mejora en gran medida el perfil de la magnitud de voltaje pero afecta el margen de cargabilidad y de estabilidad angular. Dependiendo de las condiciones operativas del nodo considerado, las pérdidas tanto de potencia activa como de reactiva pueden incrementarse o disminuirse. El dispositivo se consideró controlando las tres variables del sistema que es capaz de controlar.

CAPITULO 5

CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

5.1 CONCLUSIONES GENERALES

En el presente trabajo se desarrollaron dos herramientas computacionales, representadas por un algoritmo para el análisis de flujos de potencia con regulación primaria (FPRP) y un algoritmo que permite estudiar la estabilidad de voltaje de SEP incorporando la regulación de frecuencia (MCFPRP).

Se realizó una validación de los resultados obtenidos mediante el primer algoritmo, la cual consistió en tomar un SEP que no incluía dispositivos controladores y analizarlo mediante el algoritmo realizado en [Fuerte 1997]. Los resultados obtenidos se tomaron como condiciones iniciales para analizarlo mediante el algoritmo desarrollado en este trabajo, obteniendo una desviación de frecuencia de cero y los demás resultados idénticos a los obtenidos con [Fuerte 1997].

Se demostró que el método de FPRP tiene mayor aportación que el método de flujos de potencia convencional, ya que permite conocer los cambios de la frecuencia del sistema ante perturbaciones en la demanda o generación de potencia.

Se concluyó que los dispositivos controladores SIFLETCA tienen una aportación positiva o negativa en la regulación de frecuencia dependiendo del lugar donde estos se coloquen, puesto que la distribución del flujo de potencia y las pérdidas se modifican. Los dispositivos analizados en la presente investigación son: el Transformador con Cambiador de Tap bajo Carga, Transformador Desfasador, Compensador Serie Controlado por Tiristores (modelo de ángulo de disparo), Compensador Estático de VARs (modelo de ángulo de disparo con transformador) y el Controlador Universal de Flujos de Potencia.

Para el algoritmo que permite estudiar la estabilidad de voltaje de SEP incluyendo la regulación de frecuencia (MCFPRP), se utilizó el método de continuación desarrollado en

[Gutiérrez V. J 2004]. En este método se elige la parametrización local como estrategia de parametrización y el método de NR como método numérico para corregir las predicciones realizadas.

Se realizaron casos de estudios mediante el MCFPRP, obteniendo los diagramas de perfil de voltaje en cada caso. Al comparar estos diagramas con los obtenidos en [Gutiérrez V. J 2004] se observó que se reduce el margen de cargabilidad del sistema, debido a que la generación de potencia y las cargas dependen también de los cambios de la frecuencia del sistema.

Al incluir los dispositivos controladores SIFLETCA en el MCFPRP se observó en la mayoría de ellos una aportación en la estabilidad de voltaje, ya que en algunos casos lograban mantener el voltaje del nodo en cuestión dentro de los límites operativos. Los dispositivos controladores analizados son: el TCTC, TD, CSCT modelo de ángulo de disparo, CEV modelo de ángulo de disparo con transformador y el CUFPP.

5.2 CONTRIBUCIONES

Las principales contribuciones de la presente investigación son:

- El desarrollo de una herramienta computacional que permite el análisis de SEP de gran escala con o sin dispositivos controladores SIFLETCA, mediante el problema de flujos de potencia incluyendo las características de regulación de frecuencia y las carga dependientes de frecuencia y voltaje. Dada esta herramienta se puede conocer las regiones de los SEP donde se puede operar sin violar los límites de frecuencia del sistema.
- El desarrollo de una herramienta computacional para el análisis de la estabilidad de voltaje mediante el MCFPRP para sistemas de gran escala con o sin dispositivos controladores SIFLETCA, con la variedad de dispositivos controladores comprendidos en esta investigación.

5.3 TRABAJOS FUTUROS

Tomando como base las dos herramientas desarrolladas se proponen los siguientes trabajos que se pueden desarrollar en un futuro:

1. Realizar mínimas modificaciones al programa desarrollado de FPRP para considerar los cambios de frecuencia en los parámetros de las líneas de transmisión, dispositivos controlados SIFLETCA y observar el nuevo comportamiento.
2. Realizar una modificación al programa desarrollado de FPRP para lograr mantener controlada la frecuencia dentro de límites operativos ante perturbaciones de generación o demanda, mediante el lazo secundario del ALFC.
3. Es importante cuantificar el efecto que tienen las características de regulación de frecuencia en los costos de generación y/o pérdidas de energía eléctrica, especialmente cuando existen perturbaciones en la demanda o generación de potencia. Para lo anterior se puede desarrollar un programa de flujos óptimos de potencia que considere la regulación de frecuencia y cargas no lineales
4. Se pueden lograr diagramas de bifurcación de voltaje muy suaves y a detalle si se aplica un algoritmo de control de paso variable al MCFPRP. Que como su nombre lo indica, considere mayor el valor de la longitud de paso en las partes planas de la curva $V-\lambda$ y lo disminuya en la parte curva de la misma. Evitando así los intentos de prueba y error que se tienen que realizar cuando se considera una longitud de paso demasiado grande o pequeña.
5. Es importante cuantificar el efecto que tienen los dispositivos controladores en los costos de generación y/o pérdidas de energía eléctrica, especialmente cuando existen áreas del sistema propensas al fenómeno del colapso de voltaje, e inclusive cuantificar su impacto en los costos cuando ocurre el colapso de voltaje en algún nodo del sistema. Para lo anterior se puede desarrollar un programa de flujos óptimos de potencia que considere la aplicación del MCFPRP.

APÉNDICE A

DATOS DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

En el presente Apéndice se muestran los datos generales de los sistemas utilizados para realizar análisis a los SEP mediante FPRP. La potencia base para todos los sistemas se considero de 100 MVA con una tolerancia de 1e-12 p.u. y una frecuencia base de 60 Hz.

A.1 Sistema de 5 Nodos

Tabla A.1 Número de nodos y componentes del sistema de 5 nodos.

Nodos	Líneas de Transmisión	Transformadores	Generadores reguladores	Generadores PV	Cargas dep. de Δf y V	Cargas fijas	Compensadores en derivación	Nodo referencia
5	7	0	1	1	2	2	0	North

Tabla A.2 Datos de generadores del sistema de 5 nodos.

Nodo	Δf	Voltaje	Coef. Regulación.		Coef. de pot. reactiva		Pot. activa de referencia	Pot. reactiva de referencia	Límites de pot. Activa. (MW)		Límites de pot. Reactiva. (MVAR's)	
			P_R (p.u)	R (p.u)	a_Q	b_Q			Min.	Max.	Min.	Max.
North	0.0	1.06	1	0.04	1	1	130.0	90.0	----	----	----	----
South	----	1.00	----	----	----	----	40	0.0	----	----	-300	-300

Tabla A.3 Líneas de transmisión del sistema de 5 nodos.

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 A.4 Cargas del sistema de 5 nodos.

Nodo	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR's)	Coef. de pot. activa. P_L				Coef. de pot. reactiva. Q_L			
			K_p	p_p	p_c	p_z	K_q	q_p	q_c	q_z
Lake	45	15	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
Main	40	5	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
South	20	10	----	----	----	----	----	----	----	----
Elm	60	10	----	----	----	----	----	----	----	----

A.2 Sistema de 30 nodos

Tabla A.5 Número de nodos y componentes del sistema de 30 nodos.

Nodos	Líneas de Transmisión	Transformadores	Generadores reguladores	Generadores PV	Cargas dep. de Δf y V	Cargas fijas	Compensadores en derivación	Nodo referencia
30	34	7	2	4	10	11	2	nod_1

Tabla A.6 Datos de generadores del sistema de 30 nodos.

Nodo	Δf	Voltaje	Coef. Regulación.		Coef. de pot. reactiva		Pot. activa de referencia Min.	Pot. reactiva de referencia Max.	Límites de pot. Activa. (MW)		Límites de pot. Reactiva. (MVAR's)	
			P_R (p.u)	R (p.u)	a_Q	b_Q			Min.	Max.	Min.	Max.
nod_1	0.0	1.06	1	0.04	1	1	261.0	-16.0	----	----	----	----
nod_2	---	1.0	1	0.04	1	1	40.0	45.0	10	80	-40	50
nod_5	---	1.010	----	----	----	----	0.0	----	----	----	-40	40
nod_8	---	1.010	----	----	----	----	0.0	----	----	----	-10	40
nod_11	---	1.082	----	----	----	----	0.0	----	----	----	-6	24
nod_13	---	1.071	----	----	----	----	0.0	----	----	----	-6	24

Tabla A.7 Transformadores del sistema de 30 nodos.

Tabla A.8 Compensadores en derivación.

Nodo	G (pu.)	B (pu.)
nod_10	0.0	0.19
nod_24	0.0	0.043

Nodo de envío	Nodo de recepción	X_S (pu)	T_V	U_V
nod_6	nod_9	0.2080	0.978	1.0
nod_6	nod_10	0.5560	0.969	1.0
nod_9	nod_11	0.2080	1.0	1.0
nod_9	nod_10	0.1100	1.0	1.0
nod_4	nod_12	0.2560	0.932	1.0
nod_12	nod_13	0.1400	1.0	
nod_28	nod_27	0.3960	0.968	1.0

Tabla A.9 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	0.0570	0.01737	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_5	0.0581	0.1763	0.0374
nod_4	nod_6	0.0119	0.0414	0.0090
nod_5	nod_7	0.0460	0.1160	0.0204
nod_6	nod_7	0.0267	0.0820	0.0170
nod_6	nod_8	0.0120	0.0420	0.0090
nod_12	nod_14	0.1231	0.2559	0.0000
nod_12	nod_15	0.0662	0.1304	0.0000
nod_12	nod_16	0.0945	0.1987	0.0000
nod_14	nod_15	0.2210	0.1997	0.0000
nod_16	nod_17	0.0824	0.1923	0.0000
nod_15	nod_18	0.1073	0.2185	0.0000
nod_18	nod_19	0.0639	0.1292	0.0000

Nodo de envío	Nodo de recepción	R (pu.)	X_L (pu.)	B_{TOTAL} (pu.)
nod_19	nod_20	0.0340	0.0680	0.0000
nod_10	nod_20	0.0936	0.2090	0.0000
nod_10	nod_17	0.0324	0.0845	0.0000
nod_10	nod_21	0.0348	0.0749	0.0000
nod_10	nod_22	0.0727	0.1499	0.0000
nod_21	nod_22	0.0116	0.0236	0.0000
nod_15	nod_23	0.1000	0.2020	0.0000
nod_22	nod_24	0.1150	0.1790	0.0000
nod_23	nod_24	0.1320	0.2700	0.0000
nod_24	nod_25	0.1885	0.3292	0.0000
nod_25	nod_26	0.2544	0.3800	0.0000
nod_25	nod_27	0.1093	0.2087	0.0000
nod_27	nod_29	0.2198	0.4153	0.0000
nod_27	nod_30	0.3202	0.6027	0.0000
nod_29	nod_30	0.2399	0.4533	0.0000
nod_8	nod_28	0.0636	0.2000	0.0428
nod_6	nod_28	0.0169	0.599	0.0130

Tabla A.10 Cargas del sistema de 30 nodos.

Nodo	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR)	Coef. de pot. activa. P_L				Coef. de pot. reactiva. Q_L				Nodo	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR)	Coef. de pot. activa. P_L				Coef. de pot. reactiva. Q_L			
			K_p	p_p	p_c	p_z	K_p	q_p	q_c	q_z				K_p	q_p	q_c	q_z				
nod_2	21.7	12.7	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5	nod_8	30.0	30.0	----	----	----	----	----	----	----	----
nod_3	2.4	1.2	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5	nod_18	3.2	0.9	----	----	----	----	----	----	----	----
nod_4	7.6	1.6	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5	nod_19	9.5	3.4	----	----	----	----	----	----	----	----
nod_7	22.8	10.9	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5	nod_20	2.2	0.7	----	----	----	----	----	----	----	----
nod_10	5.8	2.0	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5	nod_21	17.5	11.2	----	----	----	----	----	----	----	----
nod_12	11.2	7.5	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5	nod_23	3.2	1.6	----	----	----	----	----	----	----	----
nod_14	6.2	1.6	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5	nod_24	8.7	6.7	----	----	----	----	----	----	----	----
nod_15	8.2	2.5	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5	nod_26	3.5	2.3	----	----	----	----	----	----	----	----
nod_16	3.5	1.8	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5	nod_29	2.4	0.9	----	----	----	----	----	----	----	----
nod_17	9.0	5.8	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5	nod_30	10.6	1.9	----	----	----	----	----	----	----	----
nod_5	94.2	19.0	----	----	----	----	----	----	----	----											

A.3 Dispositivos SIFLETCA

A continuación se presentan los parámetros de diseño de los dispositivos SIFLETCA que se consideraron en la realización de las simulaciones de la investigación para FPRP. Dichos parámetros se presentan en el mismo formato como se utilizan en el programa desarrollado.

A.3.1 TRANSFORMADOR CON CAMBIADOR DE TAP BAJO CARGA (TCTC).

```
nod_3 nodfa 0.0 0.05 0.0 0.05 0.0 0.0
1.0 1.0 0.0 0.0
0.8 1.5 0.8 1.5
nod_3 0 1 0.97
```

Donde:

nod_3 Nodo de envío (lado primario).
Nodfa Nodo de recepción (lado secundario)
0.0 Valor de resistencia total del devanado primario (p.u.).
0.05 Reactancia inductiva total en serie del devanado primario (p.u.).
0.0 Valor de resistencia total del devanado secundario (p.u.).
0.05 Reactancia inductiva total en serie del devanado secundario (p.u.).
0.0 Valor de conductancia total de la rama de magnetización en paralelo (p.u.).
0.0 Valor de susceptancia total de la rama de magnetización en paralelo (p.u.).
1.0 Magnitud del tap complejo del devanado primario (p.u.).
1.0 Magnitud del tap complejo del devanado secundario (p.u.).
0.0 Valor del ángulo del tap complejo del devanado primario (grados).
0.0 Valor del ángulo del tap complejo del devanado secundario (grados).
0.8 Límite inferior del valor de la magnitud del tap complejo del devanado primario (p.u.).
1.5 Límite superior del valor de la magnitud del tap complejo del devanado primario (p.u.).
0.8 Límite inferior del valor de la magnitud del tap complejo del devanado secundario (p.u.).
1.5 Límite superior del valor de la magnitud del tap complejo del devanado secundario (p.u.).
lake Nodo donde se realizará el control del voltaje.
0 Valor que indica que el control se realiza mediante la variación de tap complejo del devanado primario. Si el valor es 1, el control se realiza mediante la variación del tap complejo del devanado secundario.
1 Valor que indica el estado de operación del TCTC. Si su valor es de 1 significa que el controlador está activado, es decir, que está controlando la magnitud de voltaje. Si su valor es de 0 significa que el controlador está desactivado, en este caso el valor del tap se mantiene fijo en el valor correspondiente a

las condiciones iniciales durante todo el proceso iterativo. Para este caso significa que tomaría el valor de 0.895.

0.97 Magnitud de voltaje de control (p.u.).

A.3.2 TRANSFORMADOR DESFASADOR (TD).

```
nod_1 nodfa 0.0 0.05 0.0 0.05 0.0 0.0
1.0 1.0 0.0 0.0
-50 50 -50 50
nod_1 nodfa 0 1 105
```

Donde:

nod_1	Nodo de envío (lado primario).
nodfa	Nodo de recepción (lado secundario)
0	Valor de resistencia total del devanado primario (p.u.).
0.05	Reactancia inductiva total en serie del devanado primario (p.u.).
0	Valor de resistencia total del devanado secundario (p.u.).
0.05	Reactancia inductiva total en serie del devanado secundario (p.u.).
0	Valor de conductancia total de la rama de magnetización en paralelo (p.u.).
0	Valor de susceptancia total de la rama de magnetización en paralelo (p.u.).
1.0	Magnitud del tap complejo del devanado primario (p.u.).
1.0	Magnitud del tap complejo del devanado secundario (p.u.).
0.0	Valor del ángulo del tap complejo del devanado primario (grados).
0.0	Valor del ángulo del tap complejo del devanado secundario (grados).
-50	Límite inferior del ángulo del tap complejo del devanado primario (grados).
50	Límite superior del ángulo del tap complejo del devanado primario (grados).
-50	Límite inferior del ángulo del tap complejo del devanado secundario (grados).
50	Límite superior del ángulo del tap complejo del devanado secundario (grados).
nod_1	Nodo de envío de la potencia activa controlada.
nodfa	Nodo de recepción de la potencia activa controlada.
0	Valor que indica que el control se realiza mediante la variación de ángulo del tap complejo del devanado primario. Si el valor es 1, el control se realiza mediante la variación del ángulo del tap complejo del devanado secundario.
1	Valor que indica el estado de operación del TD. Si su valor es de 1 significa que el controlador está activado, es decir, que está controlando el flujo de potencia activa. Si su valor es de 0 significa que el controlador está desactivado, en este caso el valor del tap se mantiene fijo en el valor correspondiente a las condiciones iniciales durante todo el proceso iterativo. Para este caso significa que tomaría el valor de 0.0.
105	Potencia activa de control (MW). Este valor es la potencia activa que circula del nodo nod_1 al nodo nodfa . Si el valor es negativo, por ejemplo -10, el flujo de potencia sería inyectado en el nodo nod_1 .

A.3.3 COMPENSADOR SERIE CONTROLADO POR TIRISTORES (modelo de ángulo de encendido, CSCT-AD)

```
nod_1 nodfa 9.375e-3 1.625e-3 150 90 180
nod_1 nodfa 1 105
```

Donde:

nod_1	Nodo de envío.
nodfa	Nodo de recepción.
9.375e-3	Reactancia capacitiva del dispositivo (p.u.).
1.625e-3	Reactancia inductiva del dispositivo (p.u.).
150	Condición inicial del ángulo de disparo (grados).
90	Límite inferior del ángulo de disparo (grados).
180	Límite superior del ángulo de disparo (grados).
nod_1	Nodo de envío de la potencia activa controlada.
nodfa	Nodo de recepción de la potencia activa controlada.

- 1** Valor que indica el estado de operación del CSCT - AD. Si su valor es de 1 significa que el controlador está activado, es decir, que está controlando la potencia activa. Si su valor es de 0 significa que el controlador está desactivado, en este caso la reactancia se mantiene fija en el valor correspondiente a las condiciones iniciales durante todo el proceso iterativo. Para este caso significa que tomaría el valor de 150°.
- 105** Potencia activa de control (MW). Este valor es la potencia activa que circula del nodo **nod_1** al nodo **nodfa**. Si el valor es negativo, por ejemplo -40, el flujo de potencia sería inyectado en el nodo **nod_1**.

A.3.4 COMPENSADOR ESTÁTICO DE VARS (modelo de ángulo de encendido con transformador, CEV).

nod_3 9.365e-3 1.6e-3 136 90 180 0.97 1
0.01964 **0.09923**

Donde:

- nod_3** Nodo compensado por el CEV.
9.375e-3 Conductancia del CEV (p.u.)
1.60e-3 Reactancia inductiva del CEV (in pu).
136 Condición inicial del ángulo de disparo (grados).
90 Límite inferior del ángulo de disparo (grados).
180 Límite superior del ángulo de disparo (grados).
0.97 Valor del voltaje de control (p.u.).
1 Valor que indica el estado de operación del CEV. Si su valor es de 1 significa que el controlador está activado, es decir, que está controlando la magnitud de voltaje. Si su valor es de 0 significa que el controlador está desactivado, en este caso el valor de la susceptancia se mantiene fijo en el valor correspondiente a las condiciones iniciales durante todo el proceso iterativo. Para este caso significa que tomaría el valor de -1.5 p.u.
0.01964 Resistencia del transformador (in p.u.)
0.099232 Reactancia del transformador (in p.u.)

A.3.5 CONTROLADOR UNIVERSAL DE FLUJOS DE POTENCIA (CUFP).

nod_4 nodfa 0.05 0.1 0.05 0.1
nodfa nod_4 88 1
nodfa nod_4 11 1
0.04 -87.13 0.001 0.6
1.0 0.0 0.9 1.1
0.98 1

Donde:

- nod_4** Nodo del convertidor paralelo y nodo de envío del convertidor serie.
Nodfa Nodo de recepción del convertidor paralelo.
0.05 Resistencia de la impedancia del convertidor serie (p.u.).
0.1 Reactancia inductiva de la impedancia del convertidor serie (p.u.).
0.05 Resistencia de la impedancia del convertidor paralelo (p.u.).
0.1 Reactancia inductiva de la impedancia del convertidor paralelo (p.u.).
nodfa Nodo de envío para la potencia activa controlada.
nod_4 Nodo de recepción para la potencia activa controlada.
88 Potencia activa de control (MW). Un valor positivo significa que el flujo de la potencia activa va de **nodfa** a **nod_4**. Si el valor es negativo, como en este caso, el flujo de potencia activa es inyectado en el nodo **nodfa**.
1 Valor que indica que el estado del ángulo de la fuente de voltaje asociada al convertidor serie esta activado, es decir, está controlando el flujo de potencia activa. Si el valor es 0, el convertidor está desactivado y no controla el flujo de potencia activa. Para este caso, el ángulo de la fuente de voltaje series asociado al convertidor serie permanece fijo al valor correspondiente a las condiciones iniciales durante todo el proceso iterativo. El valor para este caso es de -87.13°.
nodfa Nodo de envío para la potencia reactiva controlada.
nod_4 Nodo de recepción para la potencia reactiva controlada.

11	Potencia reactiva de control (MVARs). Un valor positivo significa que el flujo de la potencia activa va de nodfa a nod_4 . Si el valor es negativo, como en este caso, el flujo de potencia activa es inyectado en el nodo nodfa .
1	Valor que indica que el valor de la magnitud de voltaje de la fuente asociada al convertidor serie está activado, es decir, está controlando el flujo de potencia reactiva. Si el valor es 0, está desactivado y no controla el flujo de potencia reactiva. En este caso, la magnitud de voltaje de la fuente asociada al convertidor serie permanece fija en el valor correspondiente a las condiciones iniciales durante todo el proceso iterativo. Para este caso, la condición inicial es de 0.04 p.u.
0.04	Condición inicial de la magnitud del voltaje de la fuente serie (p.u.).
-87.13	Condición inicial del ángulo del voltaje de la fuente serie (grados).
0.001	Límite inferior de la magnitud del voltaje de la fuente serie (p.u.).
0.6	Límite superior de la magnitud del voltaje de la fuente serie (p.u.).
1.0	Condición inicial de la magnitud de voltaje de la fuente paralelo (p.u.).
0.0	Condición inicial del ángulo del voltaje de la fuente paralelo (grados).
0.9	Límite inferior de la magnitud de voltaje de la fuente paralelo (p.u.).
1.1	Límite superior de la magnitud de voltaje de la fuente paralelo (p.u.).
0.98	Voltaje nodal de control que será mantenido por medio del convertidor paralelo.
1	Valor que indica que el estado de la magnitud de voltaje de la fuente asociada al convertidor paralelo esta activado, es decir, está controlando la magnitud de voltaje nodal. Si el valor es 0, significa que está desactivado. Para este caso la magnitud de voltaje de la fuente paralelo se mantiene fija a su valor correspondiente en las condiciones iniciales durante todo el proceso iterativo. En este caso, esta condición inicial es de 1.0 p.u.

APÉNDICE B

CONSTRUCCIÓN DE LA MATRIZ JACOBIANA

En el presente Apéndice se muestra la manera en que se construye la matriz Jacobiana por medio del teorema de superposición.

Los elementos que forman a la matriz Jacobiana son:

$$H_{km} = \frac{\partial \Delta P_k}{\partial \theta_m} \quad N_{km} + C_k = \frac{\partial \Delta P_k}{\partial V_m} V_m$$

$$J_{km} = \frac{\partial \Delta Q_k}{\partial \theta_m} \quad L_{km} + B_k = \frac{\partial \Delta Q_k}{\partial V_m} V_m$$

$$F_k = \frac{\partial \Delta P_k}{\partial \Delta f} \quad G_k = \frac{\partial \Delta Q_k}{\partial \Delta f}$$

Donde

$$N_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial V_m} V_m \quad C_k = \frac{\partial P_{Lk}}{\partial V_k} V_k$$

$$L_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} V_m \quad B_k = \frac{\partial Q_{Lk}}{\partial V_k} V_k$$

La construcción de la matriz Jacobiana por el teorema de superposición requiere que los elementos F_k , G_k , C_k y B_k correspondientes a cada nodo se introduzcan una sola vez.

Las ecuaciones de balance de potencia correspondientes al tipo de nodo son:

- Nodo de referencia y nodo generador regulador:

$$\begin{aligned} \Delta P_i = & \left(P_{Gseti} - \frac{P_{Ri}}{R_i} \Delta f \right) \\ & - \left(P_{Lseti} \left(1 + K_{pi} \Delta f \right) \left(p_{pi} + p_{ci} \left(\frac{V_i}{V_{LBi}} \right)^{N1} + p_{zi} \left(\frac{V_i}{V_{LBi}} \right)^2 \right) \right) \\ & - \left(V_i^2 G_{ii} + V_i \sum_{j=1}^n V_j \left(G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) \right) \right) \end{aligned}$$

$$\Delta Q_i = \left(Q_{Gseti} - a_{Qi} \frac{P_{Ri}}{R_i} \Delta f + b_{Qi} \frac{P_{Ri}^2}{R_i^2} \Delta f^2 \right) - \left(Q_{Lseti} (1 + K_{qi} \Delta f) \left(q_{pi} + q_{ci} \left(\frac{V_i}{V_{LBi}} \right)^{N2} + q_{zi} \left(\frac{V_i}{V_{LBi}} \right)^2 \right) \right) - \left(-V_i^2 B_{ii} + V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)) \right)$$

- Nodo PV:

$$\Delta P_i = P_{Gi} - P_{Li} - \left(V_i^2 G_{ii} + V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)) \right)$$

$$\Delta Q_i = Q_{Gi} - Q_{Li} - \left(-V_i^2 B_{ii} + V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)) \right)$$

Debemos recordar que este tipo de nodos no tiene cargas dependientes de frecuencia y voltaje.

- Nodo P-Q:

$$\Delta P_i = - \left(P_{Lseti} (1 + K_{pi} \Delta f) \left(p_{pi} + p_{ci} \left(\frac{V_i}{V_{LBi}} \right)^{N1} + p_{zi} \left(\frac{V_i}{V_{LBi}} \right)^2 \right) \right) - \left(V_i^2 G_{ii} + V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)) \right)$$


$$\Delta Q_i = - \left(Q_{Lseti} (1 + K_q \Delta f) \left(q_{pi} + q_{ci} \left(\frac{V_i}{V_{LBi}} \right)^{N2} + q_{zi} \left(\frac{V_i}{V_{LBi}} \right)^2 \right) \right) - \left(-V_i^2 B_{ii} + V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)) \right)$$

En caso que la carga en este nodo sea fijas:


$$\Delta P_i = -P_{Li} - \left(V_i^2 G_{ii} + V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)) \right)$$

$$\Delta Q_i = -Q_{Li} - \left(-V_i^2 B_{ii} + V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)) \right)$$


A continuación se forma la matriz Jacobiana para cada tipo de nodo:



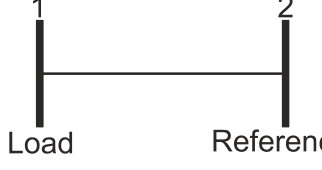
$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{11} & H_{12} & N_{11} + C_1 & N_{12} & F_1 \\ H_{21} & H_{22} & N_{21} & N_{22} + C_2 & F_2 \\ J_{11} & J_{12} & L_{11} + B_1 & L_{12} & G_1 \\ J_{21} & J_{22} & L_{21} & L_{22} + B_2 & G_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta \theta_2 \\ \Delta V_1/V_1 \\ \Delta V_2/V_2 \\ \Delta(\Delta f) \end{bmatrix}$$




$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{11} & H_{12} & N_{11} + C_1 & 0 & F_1 \\ H_{21} & H_{22} & N_{21} & 0 & 0 \\ J_{11} & J_{12} & L_{11} + B_1 & 0 & G_1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta \theta_2 \\ \Delta V_1/V_1 \\ \Delta V_2/V_2 \\ \Delta(\Delta f) \end{bmatrix}$$



$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{11} & H_{12} & 0 & N_{12} & 0 \\ H_{21} & H_{22} & 0 & N_{22} + C_2 & F_2 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ J_{21} & J_{22} & 0 & L_{22} + B_2 & G_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta \theta_2 \\ \Delta V_1/V_1 \\ \Delta V_2/V_2 \\ \Delta(\Delta f) \end{bmatrix}$$



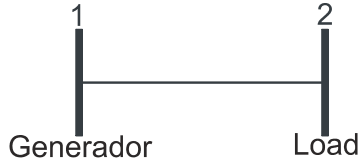
$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{11} & F_1 & N_{11} + C_1 & N_{12} \\ H_{21} & F_2 & N_{21} & N_{22} + C_2 \\ J_{11} & G_1 & L_{11} + B_1 & L_{12} \\ J_{21} & G_2 & L_{21} & L_{22} + B_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta(\Delta f) \\ \Delta V_1/V_1 \\ \Delta V_2/V_2 \end{bmatrix}$$



$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} F_1 & H_{12} & N_{11} + C_1 & N_{12} \\ F_2 & H_{22} & N_{21} & N_{22} + C_2 \\ G_1 & J_{12} & L_{11} + B_1 & L_{12} \\ G_2 & J_{22} & L_{21} & L_{22} + B_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta(\Delta f) \\ \Delta \theta_2 \\ \Delta V_1/V_1 \\ \Delta V_2/V_2 \end{bmatrix}$$



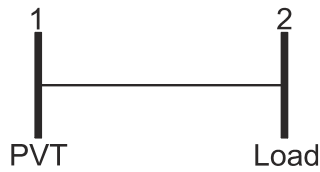
$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{11} & H_{12} & N_{11} + C_1 & N_{12} & F_1 \\ H_{21} & H_{22} & N_{21} & N_{22} + C_2 & F_2 \\ J_{11} & J_{12} & L_{11} + B_1 & L_{12} & G_1 \\ J_{21} & J_{22} & L_{21} & L_{22} + B_2 & G_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta \theta_2 \\ \Delta V_1/V_1 \\ \Delta V_2/V_2 \\ \Delta(\Delta f) \end{bmatrix}$$



$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{11} & H_{12} & N_{11} + C_1 & N_{12} & F_1 \\ H_{21} & H_{22} & N_{21} & N_{22} + C_2 & F_2 \\ J_{11} & J_{12} & L_{11} + B_1 & L_{12} & G_1 \\ J_{21} & J_{22} & L_{21} & L_{22} + B_2 & G_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta \theta_2 \\ \Delta V_1/V_1 \\ \Delta V_2/V_2 \\ \Delta(\Delta f) \end{bmatrix}$$



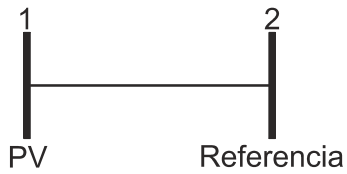
$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{11} & H_{12} & N_{11} + C_1 & 0 & F_1 \\ H_{21} & H_{22} & N_{21} & 0 & F_2 \\ J_{11} & J_{12} & L_{11} + B_1 & 0 & G_1 \\ J_{21} & J_{22} & L_{21} & 0 & G_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta \theta_2 \\ \Delta V_1/V_1 \\ \Delta T_2/T_2 \\ \Delta(\Delta f) \end{bmatrix}$$



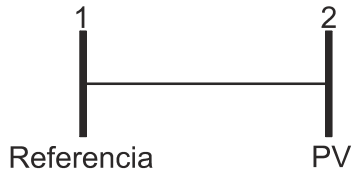
$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{11} & H_{12} & 0 & N_{12} & F_1 \\ H_{21} & H_{22} & 0 & N_{22} + C_2 & F_2 \\ J_{11} & J_{12} & 0 & L_{12} & G_1 \\ J_{21} & J_{22} & 0 & L_{22} + B_2 & G_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta \theta_2 \\ \Delta T_1/T_1 \\ \Delta V_2/V_2 \\ \Delta(\Delta f) \end{bmatrix}$$



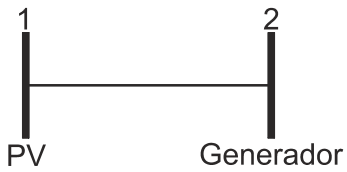
$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{11} & H_{12} & 0 & 0 & 0 \\ H_{21} & H_{22} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta \theta_2 \\ \Delta V_1/V_1 \\ \Delta V_2/V_2 \\ \Delta(\Delta f) \end{bmatrix}$$



$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{11} & 0 & 0 & N_{12} \\ H_{21} & F_2 & 0 & N_{22} + C_2 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ J_{21} & G_2 & 0 & L_{22} + B_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta(\Delta f) \\ \Delta V_1/V_1 \\ \Delta V_2/V_2 \end{bmatrix}$$



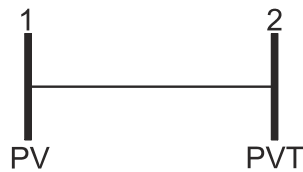
$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} F_1 & H_{12} & N_{11} + C_1 & 0 \\ 0 & H_{22} & N_{21} & 0 \\ G_1 & J_{12} & L_{11} + B_1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta(\Delta f) \\ \Delta \theta_2 \\ \Delta V_1/V_1 \\ \Delta V_2/V_2 \end{bmatrix}$$



$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{11} & H_{12} & 0 & N_{12} & 0 \\ H_{21} & H_{22} & 0 & N_{22} + C_2 & F_2 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ J_{21} & J_{22} & 0 & L_{22} + B_2 & G_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta \theta_2 \\ \Delta V_1/V_1 \\ \Delta V_2/V_2 \\ \Delta(\Delta f) \end{bmatrix}$$



$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{11} & H_{12} & N_{11} + C_1 & 0 & F_1 \\ H_{21} & H_{22} & N_{21} & 0 & 0 \\ J_{11} & J_{12} & L_{11} + B_1 & 0 & G_1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta \theta_2 \\ \Delta V_1/V_1 \\ \Delta V_2/V_2 \\ \Delta(\Delta f) \end{bmatrix}$$



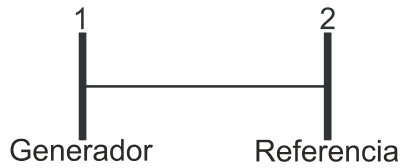
$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{11} & H_{12} & 0 & 0 & 0 \\ H_{21} & H_{22} & 0 & 0 & F_2 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ J_{21} & J_{22} & 0 & 0 & G_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta \theta_2 \\ \Delta V_1/V_1 \\ \Delta T_2/T_2 \\ \Delta(\Delta f) \end{bmatrix}$$



$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{11} & H_{12} & 0 & 0 & F_1 \\ H_{21} & H_{22} & 0 & 0 & 0 \\ J_{11} & J_{12} & 0 & 0 & G_1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta \theta_2 \\ \Delta T_1/T_1 \\ \Delta V_2/V_2 \\ \Delta(\Delta f) \end{bmatrix}$$



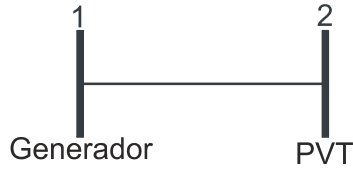
$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{11} & H_{12} & N_{11} + C_1 & N_{12} & F_1 \\ H_{21} & H_{22} & N_{21} & N_{22} + C_2 & F_2 \\ J_{11} & J_{12} & L_{11} + B_1 & L_{12} & G_1 \\ J_{21} & J_{22} & L_{21} & L_{22} + B_2 & G_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta \theta_2 \\ \Delta V_1/V_1 \\ \Delta V_2/V_2 \\ \Delta(\Delta f) \end{bmatrix}$$



$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{11} & F_1 & N_{11} + C_1 & N_{12} \\ H_{21} & F_2 & N_{21} & N_{22} + C_2 \\ J_{11} & G_1 & L_{11} + B_1 & L_{12} \\ J_{21} & G_2 & L_{21} & L_{22} + B_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta(\Delta f) \\ \Delta V_1/V_1 \\ \Delta V_2/V_2 \end{bmatrix}$$



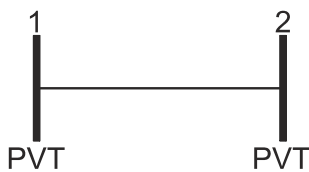
$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} F_1 & H_{12} & N_{11} + C_1 & N_{12} \\ F_2 & H_{22} & N_{21} & N_{22} + C_2 \\ G_1 & J_{12} & L_{11} + B_1 & L_{12} \\ G_2 & J_{22} & L_{21} & L_{22} + B_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta(\Delta f) \\ \Delta \theta_2 \\ \Delta V_1/V_1 \\ \Delta V_2/V_2 \end{bmatrix}$$



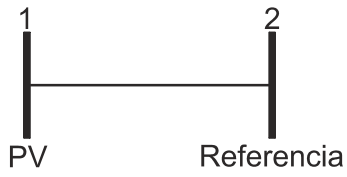
$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{11} & H_{12} & N_{11} + C_1 & 0 & F_1 \\ H_{21} & H_{22} & N_{21} & 0 & F_2 \\ J_{11} & J_{12} & L_{11} + B_1 & 0 & G_1 \\ J_{21} & J_{22} & L_{21} & 0 & G_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta \theta_2 \\ \Delta V_1/V_1 \\ \Delta T_2/T_2 \\ \Delta(\Delta f) \end{bmatrix}$$



$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{11} & H_{12} & 0 & N_{12} & F_1 \\ H_{21} & H_{22} & 0 & N_{22} + C_2 & F_2 \\ J_{11} & J_{12} & 0 & L_{12} & G_1 \\ J_{21} & J_{22} & 0 & L_{22} + B_2 & G_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta \theta_2 \\ \Delta T_1/T_1 \\ \Delta V_2/V_2 \\ \Delta(\Delta f) \end{bmatrix}$$



$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{11} & H_{12} & 0 & 0 & F_1 \\ H_{21} & H_{22} & 0 & 0 & F_2 \\ J_{11} & J_{12} & 0 & 0 & G_1 \\ J_{21} & J_{22} & 0 & 0 & G_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta \theta_2 \\ \Delta T_1/T_1 \\ \Delta T_2/T_2 \\ \Delta(\Delta f) \end{bmatrix}$$



$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{11} & F_1 & 0 & N_{12} \\ H_{21} & F_2 & 0 & N_{22} + C_2 \\ J_{11} & G_1 & 0 & L_{12} \\ J_{21} & G_2 & 0 & L_{22} + B_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta(\Delta f) \\ \Delta T_1/T_1 \\ \Delta V_2/V_2 \end{bmatrix}$$



$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} F_1 & H_{12} & N_{11} + C_1 & 0 \\ F_2 & H_{22} & N_{21} & 0 \\ G_1 & J_{12} & L_{11} + B_1 & 0 \\ G_2 & J_{22} & L_{21} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta(\Delta f) \\ \Delta \theta_2 \\ \Delta V_1/V_1 \\ \Delta T_2/T_2 \end{bmatrix}$$

APÉNDICE C

DATOS DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

En el presente Apéndice se muestran los datos generales de los sistemas utilizados para realizar análisis de estabilidad de voltaje a SEP. La potencia base para todos los sistemas se considero de 100 MVA con una tolerancia de 1e-12 p.u. y una frecuencia base de 60 Hz.

C.1 Sistema de 5 Nodos

En todos los casos de estudio realizados, los datos de las líneas de transmisión son los mismos para todos.

Tabla C.1 Líneas de transmisión del sistema de 5 nodos.

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

CASO I.

Tabla C.2 Número de nodos y componentes del sistema de 5 nodos.

Nodos	Líneas de Transmisión	Transformadores	Generadores reguladores	Generadores PV	Cargas dep. de Δf y V	Cargas fijas	Compensadores en derivación	Nodo referencia
5	7	0	1	1	3	1	0	North

Tabla C.3 Datos de generadores del sistema de 5 nodos.

Nodo	Δf	Voltaje	Coef. Regulación.		Coef. de pot. reactiva		Pot. activa de referencia	Pot. reactiva de referencia	Límites de pot. Activa. (MW)		Límites de pot. Reactiva. (MVAR's)	
			P_R (p.u)	R (p.u)	a_Q	b_Q			Min.	Max.	Min.	Max.
North	0.0	1.06	1	0.04	1	1	131.122	90.8155	----	----	----	----
South	----	1.00	----	----	----	----	40	----	----	----	-300	-300

Tabla C.4 Cargas del sistema de 5 nodos.

Nodo	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR's)	Coef. de pot. activa. P_L				Coef. de pot. reactiva. Q_L			
			K_p	p_p	p_c	p_z	K_p	q_p	q_c	q_z
Lake	45	15	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
Main	40	5	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
Elm	60	10	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
South	20	10	----	----	----	----	----	----	----	----

CASO II.

Tabla C.5 Número de nodos y componentes del sistema de 5 nodos.

Nodos	Líneas de Transmisión	Transformadores	Generadores reguladores	Generadores PV	Cargas dep. de Δf y V	Cargas fijas	Compensadores en derivación	Nodo referencia
5	7	0	2	0	0	4	0	North

Tabla C.6 Datos de generadores del sistema de 5 nodos.

Nodo	Δf	Voltaje	Coef. Regulación.		Coef. de pot. reactiva		Pot. activa de referencia	Pot. reactiva de referencia	Límites de pot. Activa. (MW)		Límites de pot. Reactiva. (MVAR's)	
			P_R (p.u)	R (p.u)	a_Q	b_Q			Min.	Max.	Min.	Max.
North	0.0	1.06	1	0.04	1	1	130.0	90.0	----	----	----	----
South	----	1.00	1	0.04	1	1	40	0.0	10	200	-300	-300

Tabla C.7 Cargas del sistema de 5 nodos.

Nodo	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR's)	Coef. de pot. activa. P_L				Coef. de pot. reactiva. Q_L			
			K_p	p_p	p_c	p_z	K_p	q_p	q_c	q_z
Lake	45	15	----	----	----	----	----	----	----	----
Main	40	5	----	----	----	----	----	----	----	----
South	20	10	----	----	----	----	----	----	----	----
Elm	60	10	----	----	----	----	----	----	----	----

CASO III.

Tabla C.8 Número de nodos y componentes del sistema de 5 nodos.

Nodos	Líneas de Transmisión	Transformadores	Generadores reguladores	Generadores PV	Cargas dep. de Δf y V	Cargas fijas	Compensadores en derivación	Nodo referencia
5	7	0	2	0	4	0	0	North

Tabla C.9 Datos de generadores del sistema de 5 nodos.

Nodo	Δf	Voltaje	Coef. Regulación.		Coef. de pot. reactiva		Pot. activa de referencia	Pot. reactiva de referencia	Límites de pot. Activa. (MW)		Límites de pot. Reactiva. (MVAR's)	
			P_R (p.u)	R (p.u)	a_Q	b_Q			Min.	Max.	Min.	Max.
North	0.0	1.06	1	0.04	1	1	130.0	90.0	----	----	----	----
South	----	1.00	1	0.04	1	1	40	0.0	10	200	-300	-300

Tabla C.10 Cargas del sistema de 5 nodos.

Nodo	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR's)	Coef. de pot. activa. P_L				Coef. de pot. reactiva. Q_L			
			K_p	p_p	p_c	p_z	K_q	q_p	q_c	q_z
Lake	45	15	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
Main	40	5	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
South	20	10	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
Elm	60	10	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5

C.2 Sistema de 39 nodos

En todos los casos de estudio realizados, los datos de las líneas de transmisión y de transformadores son los mismos para todos.

Tabla C.11 Líneas de transmisión del sistema de 39 nodos.

Nodo de envío	Nodo de recepción	R (p.u.)	X_L (p.u.)	B_{TOTAL} (p.u.)	Nodo de envío	Nodo de recepción	R (p.u.)	X_L (p.u.)	B_{TOTAL} (p.u.)
1	2	0.00350	0.04110	0.69870	13	14	0.00090	0.01010	0.17250
1	39	0.00100	0.02500	0.75000	14	15	0.00180	0.02170	0.36600
2	3	0.00130	0.01510	0.25720	15	16	0.00090	0.00940	0.17100
2	25	0.00700	0.00860	0.14600	16	17	0.00070	0.00890	0.13420
3	4	0.00130	0.02130	0.22140	16	19	0.00160	0.01950	0.30400
3	18	0.00110	0.01330	0.21380	16	21	0.00080	0.01350	0.25480
4	5	0.00080	0.01280	0.13420	16	24	0.00030	0.00590	0.06800
4	14	0.00080	0.01290	0.13820	17	18	0.00070	0.00820	0.13190
5	6	0.00020	0.00260	0.04340	17	27	0.00130	0.01730	0.32160
5	8	0.00080	0.01120	0.14760	21	22	0.00080	0.01400	0.25650
6	7	0.00060	0.00920	0.11300	22	23	0.00060	0.00960	0.18450
6	11	0.00070	0.00820	0.13895	23	24	0.00220	0.03500	0.36100
7	8	0.00040	0.00460	0.07800	25	26	0.00320	0.03230	0.51300
9	8	0.00230	0.03630	0.38040	26	27	0.00140	0.01470	0.23960
9	39	0.00100	0.02500	1.20000	26	28	0.00430	0.04740	0.78020
10	11	0.00040	0.00430	0.07290	26	29	0.00570	0.06250	1.02900
10	13	0.00040	0.00430	0.07290	28	29	0.00140	0.01510	0.24900

Tabla C.12 Transformadores del sistema de 39 nodos.

Nodo de envío	Nodo de recepción	R_s (p.u.)	X_s (p.u.)	T_{VP}	U_{VP}	T_{VS}	U_{VS}
2	30	0.0	0.01810	1.02500	0.0	1.0	0.0
6	31	0.0	0.02500	1.07000	0.0	1.0	0.0
10	32	0.0	0.02000	1.07000	0.0	1.0	0.0
12	11	0.00160	0.04350	1.00600	0.0	1.0	0.0
12	13	0.00160	0.04350	1.00600	0.0	1.0	0.0
19	20	0.00070	0.01380	1.06000	0.0	1.0	0.0
19	33	0.00070	0.01420	1.07000	0.0	1.0	0.0
20	34	0.00090	0.01800	1.00900	0.0	1.0	0.0
22	35	0.0	0.01430	1.02500	0.0	1.0	0.0
23	36	0.00050	0.02720	1.0	0.0	1.0	0.0
25	37	0.00060	0.02320	1.02500	0.0	1.0	0.0
29	38	0.00080	0.01560	1.02500	0.0	1.0	0.0

CASO I.

Tabla C.13 Número de nodos y componentes del sistema de 39 nodos.

Nodos	Líneas de Transmisión	Transformadores	Generadores reguladores	Generadores PV	Cargas dep. de Δf y V	Cargas fijas	Compensadores en derivación	Nodo referencia
39	34	12	1	9	18	1	0	39

Tabla C.14 Datos de generadores del sistema de 39 nodos.

Nodo	Δf	Voltaje	Coef. Regulación.		Coef. de pot. reactiva		Pot. activa de referencia	Pot. reactiva de referencia	Límites de pot. Activa. (MW)		Límites de pot. Reactiva. (MVAR's)	
			P_R (p.u)	R (p.u)	a_Q	b_Q			Min.	Max.	Min.	Max.
39	0.0	1.0	1	0.04	1	1	1500	200	----	----	----	----
38	---	1.0265	---	---	---	---	830	---	---	---	-400	400
35	---	1.0493	---	---	---	---	650	---	---	---	-250	350
32	---	0.9831	---	---	---	---	650	---	---	---	-300	300
33	---	0.9972	---	---	---	---	632	---	---	---	-200	300
31	---	0.952	---	---	---	---	573	---	---	---	-300	300
37	---	1.0278	---	---	---	---	540	---	---	---	-250	350
36	---	1.0635	---	---	---	---	560	---	---	---	-150	250
34	---	1.0123	---	---	---	---	508	---	---	---	-200	300
30	---	1.0475	---	---	---	---	250	---	---	---	-200	300

Tabla C.15 Cargas del sistema de 39 nodos.

Nodo	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR's)	Coef. de pot. activa. P_L				Coef. de pot. reactiva. Q_L				Nodo	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR's)	Coef. de pot. activa. P_L				Coef. de pot. reactiva. Q_L			
			K_p	p_p	p_c	p_z	K_p	q_p	q_c	q_z				K_p	q_p	q_c	q_z				
3	322	2.4	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5	23	247.5	84.6	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
4	500	184	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5	24	308.6	-92.2	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
7	233	84	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5	25	224	47.2	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
8	522	176	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5	26	139	17	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
12	8.5	88	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5	27	281	75.5	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
15	320	153	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5	28	206	27.6	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
16	329.4	32.3	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5	29	283.5	26.9	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
18	158	30	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5	39	1104	250	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
20	680	103	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5	31	9.2	4.6	----	----	----	----	----	----	----	----
21	274	115	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5											

CASO II.

Tabla C.16 Número de nodos y componentes del sistema de 39 nodos.

Nodos	Líneas de Transmisión	Transformadores	Generadores reguladores	Generadores PV	Cargas dep. de Δf y V	Cargas fijas	Compensadores en derivación	Nodo referencia
39	34	12	10	0	19	0	0	39

Tabla C.17 Datos de generadores del sistema de 39 nodos.

Nodo	Δf	Voltaje	Coef. Regulación.		Coef. de pot. reactiva		Pot. activa de referencia	Pot. reactiva de referencia	Límites de pot. Activa. (MW)		Límites de pot. Reactiva. (MVAR's)	
			P_R (p.u)	R (p.u)	a_Q	b_Q			Min.	Max.	Min.	Max.
39	0.0	1.0	1	0.04	1	1	1500	200	----	----	----	----
38	---	1.0265	1	0.04	1	1	830	26.0266	10	1200	-400	400
35	---	1.0493	1	0.04	1	1	650	217.692	10	800	-250	350
32	---	0.9831	1	0.04	1	1	650	240.061	10	800	-300	300
33	---	0.9972	1	0.04	1	1	632	114.794	10	800	-200	300
31	---	0.952	1	0.04	1	1	573	132.009	10	800	-300	300
37	---	1.0278	1	0.04	1	1	540	5.8127	10	800	-250	350
36	---	1.0635	1	0.04	1	1	560	104.17	10	800	-150	250
34	---	1.0123	1	0.04	1	1	508	169.701	10	800	-200	300
30	---	1.0475	1	0.04	1	1	250	153.741	10	800	-200	300

Tabla C.18 Cargas del sistema de 39 nodos.

Nodo	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR's)	Coef. de pot. activa. P_L				Coef. de pot. reactiva. Q_L				Nodo	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR's)	Coef. de pot. activa. P_L				Coef. de pot. reactiva. Q_L			
			K_p	p_p	p_c	p_z	K_p	q_p	q_c	q_z				K_p	p_p	p_c	p_z	K_p	q_p	q_c	q_z
3	322	2.4	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5	23	247.5	84.6	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
4	500	184	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5	24	308.6	-92.2	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
7	233	84	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5	25	224	47.2	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
8	522	176	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5	26	139	17	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
12	8.5	88	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5	27	281	75.5	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
15	320	153	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5	28	206	27.6	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
16	329.4	32.3	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5	29	283.5	26.9	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
18	158	30	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5	39	1104	250	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
20	680	103	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5	31	9.2	4.6	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
21	274	115	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5											

C.3 Sistema de 118

Tabla C.19 Número de nodos y componentes del sistema de 30 nodos.

Nodos	Líneas de Transmisión	Transformadores	Generadores reguladores	Generadores PV	Cargas dep. de Δf y V	Cargas fijas	Compensadores en derivación	Nodo referencia
118	177	9	19	35	54	37	14	69

Tabla C.20 Compensadores en derivación.

Nodo	G (p.u.)	B (p.u.)	Nodo	G (p.u.)	B (p.u.)
5	0	-0.4	74	0	0.12
34	0	0.14	79	0	0.2
37	0	-0.25	82	0	0.2
44	0	0.1	83	0	0.1
45	0	0.1	105	0	0.2
46	0	0.1	107	0	0.06
48	0	0.15	110	0	0.06

Tabla C.21 Transformadores del sistema de 118 nodos.

Nodo de envío	Nodo de recepción	X_s (p.u.)	T_{VP}	U_{VP}	T_{VS}	U_{VS}
8	5	0.0267	0.985	0.0	1	0.0
26	25	0.0382	0.96	0.0	1	0.0
30	17	0.0388	0.96	0.0	1	0.0
38	37	0.0375	0.935	0.0	1	0.0
63	59	0.0386	0.96	0.0	1	0.0
64	61	0.0268	0.985	0.0	1	0.0
65	66	0.037	0.935	0.0	1	0.0
68	69	0.037	0.935	0.0	1	0.0
81	80	0.037	0.935	0.0	1	0.0

Tabla C.22 Líneas de transmisión del sistema de 118 nodos.

Nodo de envío	Nodo de recepción	R (p.u.)	X _L (p.u.)	B _{TOTAL} (p.u.)	Nodo de envío	Nodo de recepción	R (p.u.)	X _L (p.u.)	B _{TOTAL} (p.u.)
1	2	0.0303	0.0999	0.0254	34	36	0.00871	0.0268	0.00568
1	3	0.0129	0.0424	0.01082	34	37	0.00256	0.0094	0.00984
4	5	0.00176	0.00798	0.0021	37	39	0.0321	0.106	0.027
3	5	0.0241	0.108	0.0284	37	40	0.0593	0.168	0.042
5	6	0.0119	0.054	0.01426	30	38	0.00464	0.054	0.422
6	7	0.00459	0.0208	0.0055	39	40	0.0184	0.0605	0.01552
8	9	0.00244	0.0305	1.162	40	41	0.0145	0.0487	0.01222
9	10	0.00258	0.0322	1.23	40	42	0.0555	0.183	0.0466
4	11	0.0209	0.0688	0.01748	41	42	0.041	0.135	0.0344
5	11	0.0203	0.0682	0.01738	43	44	0.0608	0.2454	0.06068
11	12	0.00595	0.0196	0.00502	34	43	0.0413	0.1681	0.04226
7	12	0.0187	0.0616	0.01572	44	45	0.0224	0.0901	0.0224
3	12	0.0484	0.16	0.0406	45	46	0.04	0.1356	0.0332
7	12	0.00862	0.034	0.00874	46	47	0.038	0.127	0.0316
11	13	0.02225	0.0731	0.01876	46	48	0.0601	0.189	0.0472
12	14	0.0215	0.0707	0.01816	47	49	0.0191	0.0625	0.01604
13	15	0.0744	0.2444	0.06268	42	49	0.0715	0.323	0.086
14	15	0.0595	0.195	0.0502	42	49	0.0715	0.323	0.086
12	16	0.0212	0.0834	0.0214	45	49	0.0684	0.186	0.0444
15	17	0.0132	0.0437	0.0444	48	49	0.0179	0.0505	0.01258
16	17	0.0454	0.1801	0.0466	49	50	0.0267	0.0752	0.01874
17	18	0.0123	0.0505	0.01298	49	51	0.0486	0.137	0.0342
18	19	0.01119	0.0493	0.01142	51	52	0.0203	0.0588	0.01396
19	20	0.0252	0.117	0.0298	52	53	0.0405	0.1635	0.04058
15	19	0.012	0.0394	0.0101	53	54	0.0263	0.122	0.031
20	21	0.0183	0.0849	0.0216	49	54	0.073	0.289	0.0738
21	22	0.0209	0.097	0.0246	49	54	0.0869	0.291	0.073
22	23	0.0342	0.159	0.0404	54	55	0.0169	0.0707	0.0202
23	24	0.0135	0.0492	0.0498	54	56	0.00275	0.00955	0.00732
13	25	0.0156	0.08	0.0864	55	56	0.00488	0.0151	0.00374
25	27	0.0318	0.163	0.1764	56	57	0.0343	0.0966	0.0242
27	28	0.01913	0.0855	0.0216	50	57	0.0474	0.134	0.0332
18	29	0.0237	0.0943	0.0238	56	58	0.0343	0.0966	0.0242
8	30	0.00431	0.0504	0.514	51	58	0.0255	0.0719	0.01788
16	30	0.00799	0.086	0.908	54	59	0.0503	0.2293	0.0598
17	31	0.0474	0.1563	0.0399	56	59	0.0825	0.251	0.0569
29	31	0.0108	0.0331	0.0083	56	59	0.0803	0.239	0.0536
23	32	0.0317	0.1153	0.1173	55	59	0.04739	0.2158	0.05646
31	32	0.0298	0.0985	0.0251	59	60	0.0317	0.145	0.0376
27	32	0.0229	0.0755	0.01926	59	61	0.0328	0.15	0.0388
15	33	0.038	0.1244	0.03194	60	61	0.00264	0.0135	0.01456
19	34	0.0752	0.247	0.0632	60	62	0.0123	0.0561	0.01468
35	36	0.00224	0.0102	0.00268	61	62	0.00824	0.0376	0.0098
35	37	0.011	0.0497	0.01318	63	64	0.00172	0.02	0.216
33	37	0.0415	0.142	0.0366	38	65	0.00901	0.0986	1.046

Tabla C.22 Líneas de transmisión del sistema de 118 nodos (continuación).

Nodo de envío	Nodo de recepción	R (p.u.)	X _L (p.u.)	B _{TOTAL} (p.u.)	Nodo de envío	Nodo de recepción	R (p.u.)	X _L (p.u.)	B _{TOTAL} (p.u.)
64	65	0.00269	0.0302	0.38	92	94	0.0481	0.158	0.0406
49	66	0.018	0.0919	0.0248	93	94	0.0223	0.0732	0.01876
49	66	0.018	0.0919	0.0248	94	95	0.0132	0.0434	0.0111
62	66	0.0482	0.218	0.0578	80	96	0.0356	0.182	0.0494
62	67	0.0258	0.117	0.031	82	96	0.0162	0.053	0.0544
66	67	0.0224	0.1015	0.02682	94	96	0.0269	0.0869	0.023
65	68	0.00138	0.016	0.638	80	97	0.0183	0.0934	0.0254
47	69	0.0844	0.2778	0.07092	80	98	0.0238	0.108	0.0286
49	69	0.0985	0.324	0.0828	80	99	0.0454	0.206	0.0546
69	70	0.03	0.127	0.122	92	100	0.0648	0.295	0.0472
24	70	0.00221	0.4115	0.10198	94	100	0.0178	0.058	0.0604
70	71	0.00882	0.0355	0.00878	95	96	0.0171	0.0547	0.01474
24	72	0.0488	0.196	0.0488	96	97	0.0173	0.0885	0.024
71	72	0.0446	0.18	0.04444	98	100	0.0397	0.179	0.0476
71	73	0.00866	0.0454	0.01178	99	100	0.018	0.0813	0.0216
70	74	0.0401	0.1323	0.03368	100	101	0.0277	0.1262	0.0328
70	75	0.0428	0.141	0.036	92	102	0.0123	0.0559	0.01464
69	75	0.0405	0.122	0.124	101	102	0.0246	0.112	0.0294
74	75	0.0123	0.0406	0.01034	100	103	0.016	0.0525	0.0536
76	77	0.0444	0.148	0.0368	100	104	0.0451	0.204	0.0541
69	77	0.0309	0.101	0.1038	103	104	0.0466	0.1584	0.0407
75	77	0.0601	0.1999	0.04978	103	105	0.0535	0.1625	0.0408
77	78	0.00376	0.0124	0.01264	100	106	0.0605	0.229	0.062
78	79	0.00546	0.0244	0.00648	104	105	0.00994	0.0378	0.00986
77	80	0.017	0.0485	0.0472	105	106	0.014	0.0547	0.01434
77	80	0.0294	0.105	0.0228	105	107	0.053	0.183	0.0472
79	80	0.0156	0.0704	0.0187	105	108	0.0261	0.0703	0.01844
68	81	0.00175	0.0202	0.808	106	107	0.053	0.183	0.0472
77	82	0.0298	0.0853	0.08174	108	109	0.0105	0.0288	0.0076
82	83	0.0112	0.03665	0.03796	103	110	0.03906	0.1813	0.0461
83	84	0.0625	0.132	0.0258	109	110	0.0278	0.0762	0.0202
83	85	0.043	0.148	0.0348	110	111	0.022	0.0755	0.02
84	85	0.0302	0.0641	0.01234	110	112	0.0247	0.064	0.062
85	86	0.035	0.123	0.0276	17	113	0.00913	0.0301	0.00768
86	87	0.02828	0.2074	0.0445	32	113	0.0615	0.203	0.0518
85	88	0.02	0.102	0.0276	32	114	0.0135	0.0612	0.01628
85	89	0.0239	0.173	0.047	27	115	0.0164	0.0741	0.01972
88	89	0.0139	0.0712	0.01934	114	115	0.0023	0.0104	0.00276
89	90	0.0518	0.188	0.0528	68	116	0.00034	0.00405	0.164
89	90	0.0238	0.0997	0.106	12	117	0.0329	0.14	0.0358
90	91	0.0254	0.0836	0.0214	75	118	0.0145	0.0481	0.01198
89	92	0.0099	0.0505	0.0548	76	118	0.0164	0.0544	0.01356
89	92	0.0393	0.1581	0.0414					
91	92	0.0387	0.1272	0.03268					
92	93	0.0258	0.0848	0.0218					

Tabla C.23 Cargas del sistema de 118 nodos.

Nodo	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR s)	Coef. de pot. activa. P_L				Coef. de pot. reactiva. Q_L			
			K_p	p_p	p_c	p_z	K_q	q_p	q_c	q_z
2	20	9	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
3	39	10	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
7	19	2	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
11	70	23	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
13	34	16	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
14	14	1	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
16	25	10	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
17	11	3	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
20	18	3	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
21	14	8	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
22	10	5	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
23	7	3	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
28	17	7	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
29	24	4	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
33	23	9	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
35	33	9	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
39	27	11	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
41	37	10	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
43	18	7	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
44	16	8	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
45	53	22	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
47	34	0	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
48	20	11	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
50	17	4	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
51	17	8	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
52	18	5	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
53	23	11	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
57	12	3	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
58	12	3	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
60	78	3	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
67	28	7	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
75	47	11	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
78	71	26	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
79	39	32	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
82	54	27	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
83	20	10	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
84	11	7	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
86	21	10	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
88	48	10	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
93	12	7	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
94	30	16	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
95	42	31	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
96	38	15	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
97	15	9	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
98	34	8	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
101	22	15	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
102	5	3	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
106	43	16	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
108	2	1	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
109	8	3	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
114	8	3	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
115	22	7	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
117	20	8	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
118	33	15	0.04	0.2	0.3	0.5	0.0	0.2	0.3	0.5
1	51	27	----	----	----	----	----	----	----	----
4	30	12	----	----	----	----	----	----	----	----
6	52	22	----	----	----	----	----	----	----	----
12	47	10	----	----	----	----	----	----	----	----
15	90	30	----	----	----	----	----	----	----	----
18	60	34	----	----	----	----	----	----	----	----
19	45	25	----	----	----	----	----	----	----	----
27	62	13	----	----	----	----	----	----	----	----
31	43	27	----	----	----	----	----	----	----	----
32	59	23	----	----	----	----	----	----	----	----
34	59	26	----	----	----	----	----	----	----	----
36	31	17	----	----	----	----	----	----	----	----
40	20	23	----	----	----	----	----	----	----	----
42	37	23	----	----	----	----	----	----	----	----
46	28	10	----	----	----	----	----	----	----	----
49	87	30	----	----	----	----	----	----	----	----
54	113	32	----	----	----	----	----	----	----	----
55	63	22	----	----	----	----	----	----	----	----
56	84	18	----	----	----	----	----	----	----	----
59	277	113	----	----	----	----	----	----	----	----
62	77	14	----	----	----	----	----	----	----	----
66	39	18	----	----	----	----	----	----	----	----
70	66	20	----	----	----	----	----	----	----	----
74	68	27	----	----	----	----	----	----	----	----
76	68	36	----	----	----	----	----	----	----	----
77	61	28	----	----	----	----	----	----	----	----
80	130	26	----	----	----	----	----	----	----	----
85	24	15	----	----	----	----	----	----	----	----
90	78	42	----	----	----	----	----	----	----	----
92	65	10	----	----	----	----	----	----	----	----
100	37	18	----	----	----	----	----	----	----	----
103	23	16	----	----	----	----	----	----	----	----

Tabla C.24 Datos de generadores PV para el MCFP.

Nodo	Potencia generada		Límites de pot. reactiva		Voltaje p.u.
	MW	MVARs	Min. (MVAR's)	Máx. (MVAR's)	
Nod_1	0	100	-5	15	0.955
Nod_4	0	100	-300	300	0.998
Nod_6	0	100	-13	50	0.99
Nod_8	0	100	-300	300	1.015
Nod_10	0	550	-147	200	1.05
Nod_12	0	185	-35	120	0.99
Nod_15	0	100	-10	30	0.97
Nod_18	0	100	-16	50	0.973
Nod_19	0	100	-8	24	0.962
Nod_24	0	100	-300	300	0.992
Nod_25	0	320	-47	140	1.05
Nod_26	0	414	-1000	1000	1.015
Nod_27	0	100	-300	300	0.968
Nod_31	0	107	-300	300	0.967
Nod_32	0	100	-14	42	0.963
Nod_34	0	100	-80	240	0.984
Nod_36	0	100	-80	240	0.98
Nod_40	0	100	-300	300	0.97
Nod_42	0	100	-300	300	0.985
Nod_46	0	119	-100	100	1.005
Nod_49	0	304	-85	210	1.025
Nod_54	0	148	-300	300	0.955
Nod_55	0	100	-8	23	0.952
Nod_56	0	100	-8	15	0.954
Nod_59	0	255	-60	180	0.985
Nod_61	0	260	-100	300	0.995
Nod_62	0	100	-20	20	0.998
Nod_65	0	491	-67	200	1.005
Nod_66	0	492	-67	200	1.05
Nod_70	0	100	-10	32	0.984
Nod_72	0	100	-100	100	0.98
Nod_73	0	100	-100	100	0.991
Nod_74	0	100	-60	90	0.958
Nod_76	0	100	-80	230	0.943
Nod_77	0	100	-20	70	1.006
Nod_80	0	577	-165	280	1.04
Nod_85	0	100	-8	23	0.985
Nod_87	0	104	-100	1000	1.015
Nod_89	0	707	-210	300	1.005
Nod_90	0	100	-300	300	0.985
Nod_91	0	100	-100	100	0.98
Nod_92	0	100	-30	90	0.99
Nod_99	0	100	-100	100	1.01
Nod_100	0	352	-50	155	1.017
Nod_103	0	140	-15	40	1.01
Nod_104	0	100	-8	23	0.971
Nod_105	0	100	-8	23	0.965
Nod_107	0	100	-200	200	0.952
Nod_110	0	100	-8	23	0.973
Nod_111	0	136	-100	1000	0.98
Nod_112	0	100	-100	1000	0.975
Nod_113	0	100	-100	200	0.993
Nod_116	0	100	-1000	1000	1.005

Tabla C.25 Datos de generadores del sistema de 118 nodos para el MCFPRP.

Nodo	Δf	Voltaje	Coef. Regulación.		Coef. de pot. reactiva		Pot. activa de referencia	Pot. reactiva de referencia	Límites de pot. Activa. (MW)		Límites de pot. Reactiva. (MVAR's)	
			P_R (p.u)	R (p.u)	a_Q	b_Q			Min.	Max.	Min.	Max.
69	0.0	1.06	1	0.04	1	1	261.0	-16.0	----	----	----	----
10	---	1.05	1	0.04	1	1	450	-51.0422	0	550	-147	200
12	---	0.99	1	0.04	1	1	85	88.8551	0	185	-35	120
25	---	1.05	1	0.04	1	1	220	49.3094	0	320	-47	140
26	---	1.015	1	0.04	1	1	314	9.7155	0	414	-1000	1000
31	---	0.967	1	0.04	1	1	7	31.1994	0	107	-300	300
46	---	1.005	1	0.04	1	1	19	-5.5913	0	119	-100	100
49	---	1.025	1	0.04	1	1	204	115.158	0	304	-85	210
54	---	0.955	1	0.04	1	1	48	2.5399	0	148	-300	300
59	---	0.985	1	0.04	1	1	155	76.7788	0	255	-60	180
61	---	0.995	1	0.04	1	1	160	-40.5763	0	260	-100	300
65	---	1.005	1	0.04	1	1	391	80.7872	0	491	-67	200
66	---	1.05	1	0.04	1	1	392	-1.6568	0	492	-67	200
80	---	1.04	1	0.04	1	1	477	105.781	0	577	-165	280
87	---	1.015	1	0.04	1	1	4	10.9147	0	104	-100	1000
89	---	1.005	1	0.04	1	1	607	-12.2755	0	707	-210	300
100	---	1.017	1	0.04	1	1	252	108.798	0	352	-50	155
103	---	1.01	1	0.04	1	1	40	40	0	140	-15	40
111	---	0.98	1	0.04	1	1	36	-1.8438	0	136	-100	1000
112	---	0.952	----	----	----	----	-22	----	----	----	-200	200
113	---	0.98	----	----	----	----	-10	----	----	----	-100	100
116	---	1.01	----	----	----	----	-42	----	----	----	-100	100
90	---	0.98	----	----	----	----	-12	----	----	----	-100	100
107	---	0.991	----	----	----	----	-6	----	----	----	-100	100
91	---	0.97	----	----	----	----	-46	----	----	----	-300	300
99	---	0.985	----	----	----	----	-59	----	----	----	-300	300
72	---	0.992	----	----	----	----	-13	----	----	----	-300	300
73	---	1.015	----	----	----	----	-28	----	----	----	-300	300
40	---	0.998	----	----	----	----	-9	----	----	----	-300	300
42	---	0.968	----	----	----	----	-9	----	----	----	-300	300
24	---	0.955	----	----	----	----	0	----	----	----	-5	15
8	---	0.99	----	----	----	----	0	----	----	----	-13	50
4	---	0.97	----	----	----	----	0	----	----	----	-10	30
27	---	0.973	----	----	----	----	0	----	----	----	-16	50
1	---	0.962	----	----	----	----	0	----	----	----	-8	24
6	---	0.963	----	----	----	----	0	----	----	----	-14	42
15	---	0.984	----	----	----	----	0	----	----	----	-8	24
18	---	0.98	----	----	----	----	0	----	----	----	-8	24
19	---	0.952	----	----	----	----	0	----	----	----	-8	23
32	---	0.954	----	----	----	----	0	----	----	----	-8	15
34	---	0.952	----	----	----	----	-22	----	----	----	-200	200
36	---	0.98	----	----	----	----	-10	----	----	----	-100	100
55	---	1.01	----	----	----	----	-42	----	----	----	-100	100
56	---	0.98	----	----	----	----	-12	----	----	----	-100	100

Tabla C.26 Datos de generadores del sistema de 118 nodos (continuación).

Nodo	Δf	Voltaje	Coef. Regulación.		Coef. de pot. reactiva		Pot. activa de referencia	Pot. reactiva de referencia	Límites de pot. Activa. (MW)		Límites de pot. Reactiva. (MVAR's)	
			P_R (p.u)	R (p.u)	a_Q	b_Q			Min.	Max.	Min.	Max.
62	---	0.998	----	----	----	----	0	----	----	----	-20	20
70	---	0.984	----	----	----	----	0	----	----	----	-10	32
74	---	0.958	----	----	----	----	0	----	----	----	-6	9
76	---	0.943	----	----	----	----	0	----	----	----	-8	23
77	---	1.006	----	----	----	----	0	----	----	----	-20	70
85	---	0.985	----	----	----	----	0	----	----	----	-8	23
92	---	0.99	----	----	----	----	0	----	----	----	-3	9
104	---	0.971	----	----	----	----	0	----	----	----	-8	23
105	---	0.965	----	----	----	----	0	----	----	----	-8	23
110	---	0.973	----	----	----	----	0	----	----	----	-8	23

C.4 Dispositivos SIFLETCA

A continuación se presentan los parámetros de diseño de los dispositivos SIFLETCA que se consideraron en la realización de las simulaciones de la investigación mediante el MCFPRP. Dichos parámetros se presentan en el mismo formato como se utilizan en el programa desarrollado.

A menos que se indique lo contrario, se consideraron los mismos parámetros para los tres sistemas base.

C.4.1 TRANSFORMADOR CON CAMBIADOR DE TAP BAJO CARGA (TCTC)

Para el sistema de 5 nodos.

```
lake mainfa 0 0 0 0.1910 0 0
1.0 1.0 0.0 0.0
0.8 1.5 0.85 1.2
lake 0 1 1.1
```

Donde:

lake	Nodo de envío (lado primario).
mainfa	Nodo de recepción (lado secundario)
0.0	Valor de resistencia total del devanado primario (p.u.).
0.0	Reactancia inductiva total en serie del devanado primario (p.u.).
0.0	Valor de resistencia total del devanado secundario (p.u.).
0.1910	Reactancia inductiva total en serie del devanado secundario (p.u.).
0.0	Valor de conductancia total de la rama de magnetización en paralelo (p.u.).
0.0	Valor de susceptancia total de la rama de magnetización en paralelo (p.u.).
1.0	Magnitud del tap complejo del devanado primario (p.u.).
1.0	Magnitud del tap complejo del devanado secundario (p.u.).
0.0	Valor del ángulo del tap complejo del devanado primario (grados).
0.0	Valor del ángulo del tap complejo del devanado secundario (grados).
0.8	Límite inferior del valor de la magnitud del tap complejo del devanado primario (p.u.).
1.5	Límite superior del valor de la magnitud del tap complejo del devanado primario (p.u.).
0.85	Límite inferior del valor de la magnitud del tap complejo del devanado secundario (p.u.).
1.2	Límite superior del valor de la magnitud del tap complejo del devanado secundario (p.u.).
lake	Nodo donde se realizará el control del voltaje.

- 0** Valor que indica que el control se realiza mediante la variación de tap complejo del devanado primario. Si el valor es 1, el control se realiza mediante la variación del tap complejo del devanado secundario.
- 1** Valor que indica el estado de operación del TCTC. Si su valor es de 1 significa que el controlador está activado, es decir, que está controlando la magnitud de voltaje. Si su valor es de 0 significa que el controlador está desactivado, en este caso el valor del tap se mantiene fijo en el valor correspondiente a las condiciones iniciales durante todo el proceso iterativo. Para este caso significa que tomaría el valor de 0.895.
- 1.1** Magnitud de voltaje de control (p.u.).

Para el sistema de 118 nodos.

```
34 34f 0.0 0.0 0.0 0.191 0.0 0.0
1.0 1.0 0.0 0.0
0.7 1.8 0.7 1.8
34 0 1 1.0
```

C.4.2 TRANSFORMADOR DESFASADOR (TD).

Para el sistema de 5 nodos.

```
lake mainfa 0 0 0 0.1910 0 0
1.0 1.0 0.0 0.0
-50.0 50.0 -50.0 50.0
lake mainfa 0 1 20
```

Donde:

- lake** Nodo de envío (lado primario).
- mainfa** Nodo de recepción (lado secundario)
- 0** Valor de resistencia total del devanado primario (p.u.).
- 0** Reactancia inductiva total en serie del devanado primario (p.u.).
- 0** Valor de resistencia total del devanado secundario (p.u.).
- 0.1910** Reactancia inductiva total en serie del devanado secundario (p.u.).
- 0** Valor de conductancia total de la rama de magnetización en paralelo (p.u.).
- 0** Valor de susceptancia total de la rama de magnetización en paralelo (p.u.).
- 1.0** Magnitud del tap complejo del devanado primario (p.u.).
- 1.0** Magnitud del tap complejo del devanado secundario (p.u.).
- 0.0** Valor del ángulo del tap complejo del devanado primario (grados).
- 0.0** Valor del ángulo del tap complejo del devanado secundario (grados).
- 50** Límite inferior del ángulo del tap complejo del devanado primario (grados).
- 50** Límite superior del ángulo del tap complejo del devanado primario (grados).
- 50** Límite inferior del ángulo del tap complejo del devanado secundario (grados).
- 50** Límite superior del ángulo del tap complejo del devanado secundario (grados).
- lake** Nodo de envío de la potencia activa controlada.
- mainfa** Nodo de recepción de la potencia activa controlada.
- 0** Valor que indica que el control se realiza mediante la variación de ángulo del tap complejo del devanado primario. Si el valor es 1, el control se realiza mediante la variación del ángulo del tap complejo del devanado secundario.
- 1** Valor que indica el estado de operación del TD. Si su valor es de 1 significa que el controlador está activado, es decir, que está controlando el flujo de potencia activa. Si su valor es de 0 significa que el controlador está desactivado, en este caso el valor del tap se mantiene fijo en el valor correspondiente a las condiciones iniciales durante todo el proceso iterativo. Para este caso significa que tomaría el valor de 0.0.
- 20** Potencia activa de control (MW). Este valor es la potencia activa que circula del nodo **lake** al nodo **mainfa**. Si el valor es negativo, por ejemplo -10, el flujo de potencia sería inyectado en el nodo **lake**.

Para el sistema de 118 nodos.

```
34 34f 0.0 0.0 0.0 0.1205 0.0 0.0
1.0 1.0 0.0 0.0
-50 50 -50 50
34 34f 0 1 90
```

C.4.3 COMPENSADOR SERIE CONTROLADO POR TIRISTORES (modelo de ángulo de encendido, CSCT-AD)

northfa lake 9.375e-3 1.625e-3 150 90 180
northfa lake 1 55

Donde:

northfa	Nodo de envío.
lake	Nodo de recepción.
9.375e-3	Reactancia capacitiva del dispositivo (p.u.).
1.625e-3	Reactancia inductiva del dispositivo (p.u.).
150	Condición inicial del ángulo de disparo (grados).
90	Límite inferior del ángulo de disparo (grados).
180	Límite superior del ángulo de disparo (grados).
northfa	Nodo de envío de la potencia activa controlada.
lake	Nodo de recepción de la potencia activa controlada.
1	Valor que indica el estado de operación del CSCT - AD. Si su valor es de 1 significa que el controlador está activado, es decir, que está controlando la potencia activa. Si su valor es de 0 significa que el controlador está desactivado, en este caso la reactancia se mantiene fija en el valor correspondiente a las condiciones iniciales durante todo el proceso iterativo. Para este caso significa que tomaría el valor de 150°.
55	Potencia activa de control (MW). Este valor es la potencia activa que circula del nodo northfa al nodo lake . Si el valor es negativo, por ejemplo -40, el flujo de potencia sería inyectado en el nodo northfa .

C.4.4 COMPENSADOR ESTÁTICO DE VARS (modelo de ángulo de encendido con transformador, CEV).

lake 9.365e-3 1.6e-3 136.2 90 180 1.1 1
0.01964 0.09923

Donde:

lake	Nodo compensado por el CEV.
9.375e-3	Conductancia del CEV (p.u.)
1.60e-3	Reactancia inductiva del CEV (in pu).
136.2	Condición inicial del ángulo de disparo (grados).
90	Límite inferior del ángulo de disparo (grados).
180	Límite superior del ángulo de disparo (grados).
1.1	Valor del voltaje de control (p.u.).
1	Valor que indica el estado de operación del CEV. Si su valor es de 1 significa que el controlador está activado, es decir, que está controlando la magnitud de voltaje. Si su valor es de 0 significa que el controlador está desactivado, en este caso el valor de la susceptancia se mantiene fijo en el valor correspondiente a las condiciones iniciales durante todo el proceso iterativo. Para este caso significa que tomaría el valor de -1.5 p.u.
0.01964	Resistencia del transformador (in p.u.)
0.099232	Reactancia del transformador (in p.u.)

C.4.5 CONTROLADOR UNIVERSAL DE FLUJOS DE POTENCIA (CUFP).

lake northfa 0.05 0.1 0.05 0.1
northfa lake -55 1
northfa lake -10 1
0.04 -87.13 0.001 0.6
1.0 0.0 0.9 1.1
1.02 1

Donde:

lake	Nodo del convertidor paralelo y nodo de envío del convertidor serie.
northfa	Nodo de recepción del convertidor paralelo.
0.05	Resistencia de la impedancia del convertidor serie (p.u.).
0.1	Reactancia inductiva de la impedancia del convertidor serie (p.u.).
0.05	Resistencia de la impedancia del convertidor paralelo (p.u.).
0.1	Reactancia inductiva de la impedancia del convertidor paralelo (p.u.).
northfa	Nodo de envío para la potencia activa controlada.
lake	Nodo de recepción para la potencia activa controlada.
-55	Potencia activa de control (MW). Un valor positivo significa que el flujo de la potencia activa va de northfa a lake . Si el valor es negativo, como en este caso, el flujo de potencia activa es inyectado en el nodo northfa .
1	Valor que indica que el estado del ángulo de la fuente de voltaje asociada al convertidor serie esta activado, es decir, está controlando el flujo de potencia activa. Si el valor es 0, el convertidor está desactivado y no controla el flujo de potencia activa. Para este caso, el ángulo de la fuente de voltaje series asociado al convertidor serie permanece fijo al valor correspondiente a las condiciones iniciales durante todo el proceso iterativo. El valor para este caso es de -87.13° .
Northfa	Nodo de envío para la potencia reactiva controlada.
lake	Nodo de recepción para la potencia reactiva controlada.
-10	Potencia reactiva de control (MVARs). Un valor positivo significa que el flujo de la potencia activa va de Lakefal a Lake. Si el valor es negativo, como en este caso, el flujo de potencia activa es inyectado en el nodo Lakefal.
1	Valor que indica que el valor de la magnitud de voltaje de la fuente asociada al convertidor serie está activado, es decir, está controlando el flujo de potencia reactiva. Si el valor es 0, está desactivado y no controla el flujo de potencia reactiva. En este caso, la magnitud de voltaje de la fuente asociada al convertidor serie permanece fija en el valor correspondiente a las condiciones iniciales durante todo el proceso iterativo. Para este caso, la condición inicial es de 0.04 p.u.
0.04	Condición inicial de la magnitud del voltaje de la fuente serie (p.u.).
-87.13	Condición inicial del ángulo del voltaje de la fuente serie (grados).
0.001	Límite inferior de la magnitud del voltaje de la fuente serie (p.u.).
0.6	Límite superior de la magnitud del voltaje de la fuente serie (p.u.).
1.0	Condición inicial de la magnitud de voltaje de la fuente paralelo (p.u.).
0.0	Condición inicial del ángulo del voltaje de la fuente paralelo (grados).
0.9	Límite inferior de la magnitud de voltaje de la fuente paralelo (p.u.).
1.1	Límite superior de la magnitud de voltaje de la fuente paralelo (p.u.).
1.02	Voltaje nodal de control que será mantenido por medio del convertidor paralelo.
1	Valor que indica que el estado de la magnitud de voltaje de la fuente asociada al convertidor paralelo esta activado, es decir, está controlando la magnitud de voltaje nodal. Si el valor es 0, significa que está desactivado. Para este caso la magnitud de voltaje de la fuente paralelo se mantiene fija a su valor correspondiente en las condiciones iniciales durante todo el proceso iterativo. En este caso, esta condición inicial es de 1.0 p.u.

APÉNDICE D

COMPARACIÓN DEL MÉTODO FPRP

En el presente Apéndice se realiza una comparación entre las desviaciones de frecuencia de la red de 5 nodos obtenidas mediante el programa computacional desarrollado FPRP y las obtenidas por el simulador de control de frecuencia por regulación primaria realizado en [Zavala 2003].

El análisis de FPRP se aplica a la red de 5 nodos que cuenta con dos generadores para realizar la regulación de frecuencia. El generador conectado al nodo de referencia, North, tiene un voltaje inicial de 1.06 p.u. a un ángulo de referencia 0.0° y el generador conectado en el nodo South tiene un voltaje inicial de 1.0 p.u. Las potencias de referencia (P_{Gset} , Q_{Gset}) son especificadas en la Tabla D.1 para cada uno de estos generadores. Se asume que estos generadores tienen una potencia nominal de salida igual a 1 p.u. y un estatismo, R , igual a 0.04 p.u. Asimismo, los coeficientes asociados a sus generaciones de potencia reactiva son $a_Q = 1$ y $b_Q = 1$.

Tabal D.1 Características de los generadores

Nodo	P_{Gset} (MW)	Q_{Gset} (MVAR's)	Límites de pot. Activa.		Límites de pot. Reactiva.	
			Min. (MW)	Max. (MW)	Min. (MVAR's)	Max. (MVAR's)
North	130.122	90.8155	----	----	----	----
South	40	-61.5929	-300	300	-300	300

Las 4 cargas eléctricas del sistema se consideran invariantes de voltaje y frecuencia; i.e. fijas, cuyos valores iniciales y nodos de conexión son especificados en la Tabla D.2. La demanda total de potencia activa en el sistema es igual a 165 MW. Para las condiciones dadas se cumple el balance a una desviación de frecuencia de 0 Hz.

Tabal D.2 Demandas iniciales.

Nodo	P_{carga} (MW)	Q_{carga} (MVAR's)
Lake	45	15
Main	40	5
South	20	10
Elm	60	10

El análisis de la red de 5 nodos mediante el simulador de control de frecuencia se realiza al considerar este sistema como una área aislada con un generador encargado de la regulación primaria por medio de una turbina térmica sin recalentamiento. El diagrama esquemático de esta representación se muestra en la Figura D.1.

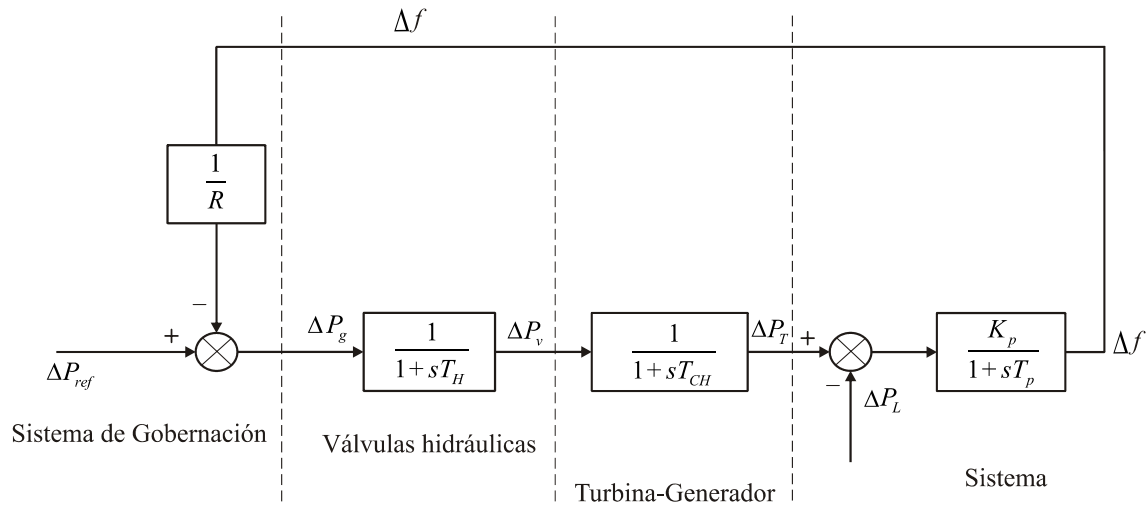


Figura D.1 Componentes de regulación primaria de área aislada con turbina térmica sin recalentamiento.

Los valores de las variables en cada función de transferencia son dados en la Tabla D.3 y corresponden a los valores típicos reportados en la literatura [Zavala 2003], mientras que el estatismo será el utilizado en el análisis de FPRP ($R = 0.04 p.u.$).

Tabla D.3 Parámetros de simulación.

K_p $\left(\frac{Hz}{p.u.MW} \right)$	T_p (seg)	T_H (seg)	T_{CH} (seg)	R $\left(\frac{Hz}{p.u.MW} \right)$
120	20	0.08	0.3	2.4

Debe notarse que el estatismo en el simulador debe expresarse en $\frac{Hz}{p.u.MW}$ y por tal motivo se tiene que convertir 0.04 p.u. a estas unidades. Tomando en cuenta que la frecuencia base es de 60 Hz y la máxima variación de carga es igual a 1 p.u.,

$$R = \frac{(0.04 p.u)(60Hz)}{1 p.u MW} = 2.4 \frac{Hz}{p.u.MW}$$

En el primer caso de estudio se incrementa la demanda de potencia activa. Para el análisis de FPRP se incrementa la demanda en el nodo Elm en 20 MW respecto a las demandas iniciales. Para el simulador de control de frecuencia dicho incremento corresponde a una variación de carga igual 0.2 p.u. respecto a la potencia base,

$$\frac{20MW}{100MW} = 0.2 p.u.$$

La solución de FPRP se logro en la quinta iteración para una tolerancia de 1e-12 p.u. El aumento en la demanda de potencia activa produce que los generadores encargados de la regulación primaria se desaceleren y se obtiene una desviación de frecuencia negativa igual a **-0.315822 Hz**, mientras que el análisis mediante el simulador dio el comportamiento mostrado en la Figura D.3 y se obtuvo una desviación de frecuencia en estado estable de **-0.4706 Hz**. Se observa que el programa computacional de FPRP logra regular la frecuencia del sistema a un valor cercano al obtenido por el simulador, la diferencia entre estos dos resultados se debe principalmente a que en el análisis de FPRP se toman en cuenta la distribución de las potencia en la red.

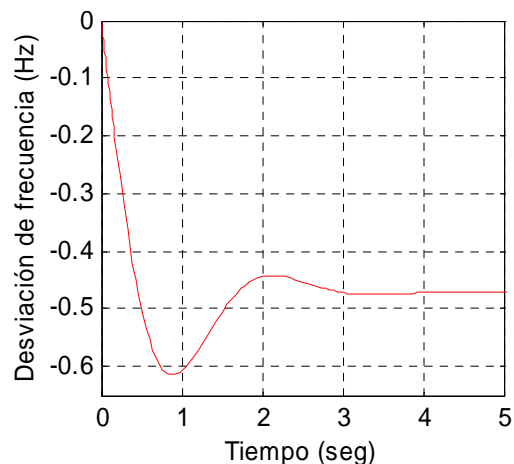


Figura D.3 Respuesta de la frecuencia ante una variación de carga igual a 0.2 p.u.

Para el segundo caso de estudio se reduce la demanda de potencia activa. En el análisis de FPRP se disminuye la carga en el nodo Elm en 20 MW respecto a las demandas iniciales.

Para el simulador de control de frecuencia dicho decremento corresponde a una variación de carga igual -0.2 p.u. respecto a la potencia base,

$$\frac{-20MW}{100MW} = -0.2 \text{ p.u.}$$

La solución de FPRP se logro en la cuarta iteración para una tolerancia de $1e-12$ p.u. Al contar con una mayor generación de potencia activa los generadores se aceleran y se obtiene una desviación de frecuencia de **0.272008** Hz, mientras que el análisis mediante el simulador dio el comportamiento mostrado en la Figura D.4 y se obtuvo una desviación de frecuencia en estado estable de **0.4706** Hz. Al igual que el primer caso, se observa que el programa computacional de FPRP logra regular la frecuencia del sistema a un valor cercano al obtenido por el simulador, la diferencia entre estos dos resultados se debe principalmente a que en el análisis de FPRP se considera la distribución de potencia en cada elemento de la red.

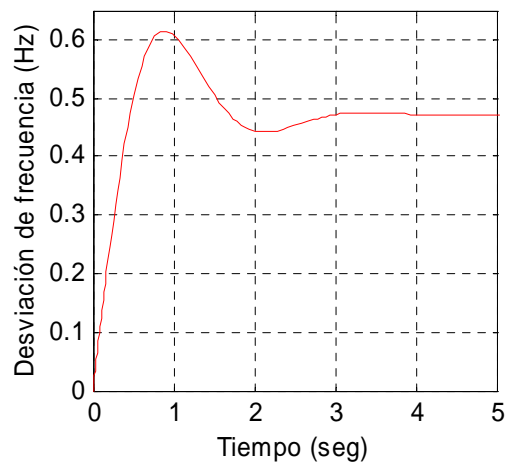


Figura D.3 Respuesta de la frecuencia ante una variación de carga igual a -0.2 p.u.

BIBLIOGRAFÍA

[Ajarapu y Christy,1992]

V. Ajarapu y C. Christy, "The continuation power flow: A tool for steady state voltage stability analysis", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 7, págs. 416-423, Febrero 1992.

[Ajarapu y Lee, 1998]

V. Ajarapu, B. Lee, "Bibliography on voltage stability", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 13, no. 1, págs. 115-128, Febrero 1998.

[Anderson y Mirheydar 1992]

P. M. Anderson y M. Mirheydar, "An Adaptive Method for Setting Underfrequency Load Shedding Relays", IEEE Transactions on Power System, vol. 7, no. 2, May 1992.

[Calovic, Strezoski 1981]

M S Calovic y V C Strezoski "Calculation of steady-state load flows incorporating system control effects and consumer self-regulation characteristics", Vol. 3 No. 2 April 1981.

[Canizares y Alvarado 1993]

C.A. Canizares, F. L. Alvarado, "Point of collapse and continuation methods for large AC/DC systems", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 8, págs. 1-8, Febrero 1993.

[Chen et al. 2003]

K. Chen, A. Hussein, M.E. Bradley, H. Wan, "A performance-index guided continuation method for fast computation of saddle-node bifurcation in power systems", vol. 18. no.2, págs. 753-760, Mayo 2003.

[Cristy 1990]

C. D. Cristy, "Analysis of steady state voltage stability in large scale power systems", Ms.C. Tesis, Dept. of Electrical Engineering and Computer Engineering, Iowa State University, Ames, Iowa, U.S.A. 1990.

[Dobson y Lu 1992]

I. Dobson, L. Lu, "Voltage collapse precipitated by the immediate change in stability when generator reactive power limits are encountered", IEEE Transactions on Circuits and Systems, vol. 39, no. 9, págs. 762-766, Septiembre 1992.

[Efthymiadis y Guo 1996]

A. E. Efthymiadis, Y. H. Guo, "Generator reactive power limits and voltage stability", Power System Control and Management, 16-18 April 1996, Conference Publication No. 421, IEE 1996, págs. 196-199.

[Elgerd 1983]

Olle I. Elgerd Bock Co., "Electric Energy Systems Theory", McGraw-Hill, 1994.

[Feng et al. 1998]

Z. Feng, V. Ajjarapu, D. J. Maratukulam, "A practical minimum load shedding strategy to mitigate voltage collapse", IEEE Transaction on Power Systems, vol. 13, no. 4, págs. 1285-1291, Noviembre 1998.

[Feng et al. 2000]

Z. Feng, V. Ajjarapu, D.J. Maratukulam, "A comprehensive approach for preventive and corrective control to mitigate voltage collapse", IEEE Transaction on Power Systems, vol. 15, no. 2, págs. 791-797, Mayo 2000.

[Fuerte 1997]

CR Fuerte-Esquivel, PhD Thesis, "Steady State Modelling and Analysis of Flexible AC Transmission Systems", Department of Electronics and Electrical Engineering, University of Glasgow, Glasgow Scotland, Agosto, 1997.

[Gutiérrez V. J 2004]

V. J. Gutiérrez, "Aplicación de un método de continuación para el análisis del fenómeno de colapso de voltaje estático en sistemas flexibles de corriente alterna", M. I. Tesis, Facultad de Ingeniería Eléctrica, Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, Morelia, Michoacán, México, Diciembre 2004.

[Ha Lee 1991]

B. Ha Lee, K. Y. Lee, "A study on voltage collapse mechanism in electric power systems" IEEE Transactions on Power Systems, vol. 6, No. 6, págs. 966-974, Agosto 1991.

[Hingorani N 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

[Kremens, Labuzek 2000]

Z. B. Kremens, M. Labuzek "Load Flow Analysis Incorporating Frequency as a State Vector Variable" IEEE Transactions on Power Systems, 2000

[Kundur 1994]

Kundur P.P., "Power System Stability and Control", McGraw-Hill, 1994, ISBN 007035958.

[Kundur et al. 2004]

Prabha Kundur, John Paserba, Venkat Ajjarapu, Goran Andersson, Anjan Bose, Claudio Cañizares, Nikos Hatziargyriou, David Hill, Alex Stankovic, Carson Taylor, Thierry Van Cutsem, Vijay Vittal, "Definition and Classification of Power System Stability", IEEE Transactions on Power Systems, IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, Vol. 19, No. 2, págs. 1387-1401, Mayo, 2004.

[Malange et al. 2004]

F. C. V. Malange, D. A. Alves, L. C. P. da Silva, C. A. Castro, G. R. M. da Costa, "Real power losses reduction and loading margin improvement via continuation methods", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 3, págs. 1690-1692, Agosto 2004.

[Mercedé et al. 1988]

F. Mercedé, J. C. Chow, H. Yan, R. Fischi, "A framework to predict voltage collapse in power systems", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 3 no. 4, págs. 1807-1813, Noviembre 1988.

[Mo-Shing Chen 1996]

Mo-Shing Chen, "Modeling and Análisis of Modern Power Systems: The Fundamentals of GenCo TransCo DistCo & PoolCo", 1996

[Okamura et al. 1975]

M. Okamura, Y. Oumar, S. Hayashi, K. Vemura and F. Ishiguro, "A new power flow model and solution method". IEEE Transactions on Power Systems., 1975

[Ping 1997]

Yan Ping, "A fast load flow model for a dispatcher training Simulator considering frequency deviation effects", IEEE Transactions on Power Systems, Noviembre 20

[Richter y Decarlo 1983]

S. L. Richter, R. A. de Carlo, "Continuation methods: Theory and applications", IEEE Transactions on Power Systems, vol. CAS-30, no. 6, págs. 347-352, Junio 1983.

[Saadat 1979]

M. H. Saadat, "Steady State Analysis of power System Including the Effects of Control Devices". IEEE, 1978

[Sekine y Ohtsiki 1990]

Y. Sekine, H. Ohtsiki, "Cascaded voltage collapse", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 5, no. 1, págs. 250-256, Febrero 1990.

[Seydel 1994]

Rudiger Seydel, "Practical Bifurcation and Stability Analysis From Equilibrium to Chaos", Second Edition, Ed. Springer – Verlag, New York, 1994.

[Vargas et al. 1999]

Luis Vargas D., Victor H. Quintana, Rodrigo Miranda D., "Voltage collapse scenario in the Chilean interconnected system", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 14, no. 4, págs. 1415-1421, Noviembre 1999.

[Vu 1995]

K. T. Vu, C. C. Liu, C. W. Taylor, K. M. Gima, "Voltage instability: mechanisms and control strategies", Proceedings of the IEEE, vol. 83, no. 11, págs. 1442-1455, Noviembre 1995.

[Wang et al. 1994]

Hua O. Wang, Eyad H. Abed, Anan M. A. Hamdan, "Bifurcations, chaos and crises in voltage collapse of a model power system", IEEE Transactions on Circuits and Systems, vol. 41, no. 3, págs. 294-302, Marzo 1994.

[Wang et al. 2000]

Y. Wang, L.C.P. da Silva, Wilsun Xu, "Investigation on the relationship between ill-conditioned power flow and voltage collapse", IEEE Power Engineering Review, págs 43-45, Julio 2000.

[Zavala 2003]

Z. M. Omar, "*Simulador para el Análisis de Control de Frecuencia en Sistemas Eléctricos*" Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, Morelia, Michoacán, México, Junio 2003.