



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

FACTS APLICADOS AL SECTOR GENERACIÓN-TRANSMISIÓN PARA LA MITIGACIÓN DE OSCILACIONES DE POTENCIA

CARLOS ALBERTO MOROCHO CABRERA

Tesis para optar al grado de
Magíster en Ciencias de la Ingeniería

Profesor Supervisor:
SEBASTIÁN RÍOS MARCUELLO

Santiago de Chile, Mayo, 2012

© 2012, Carlos Alberto Morocho Cabrera



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

FACTS APLICADOS AL SECTOR GENERACIÓN-TRANSMISIÓN PARA LA MITIGACIÓN DE OSCILACIONES DE POTENCIA

CARLOS ALBERTO MOROCHO CABRERA

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

SEBASTIÁN RÍOS M.

RICARDO RAINERI B.

HÉCTOR PEÑA M.

IGNACIO LIRA C.

Para completar las exigencias del grado de
Magíster en Ciencias de la Ingeniería

Santiago de Chile, Mayo, 2012

A la memoria de María Adolfini...

AGRADECIMIENTOS

Un agradecimiento especial a la Pontificia Universidad Católica de Chile, por haberme dado la oportunidad de ingresar al programa de postgrado, profesores del Departamento de Ingeniería Eléctrica y amigos, quienes con su guía y apoyo hicieron posible la culminación de esta Tesis.

ÍNDICE GENERAL

Pág.

DEDICATORIA.....	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
ÍNDICE DE TABLAS	viii
ÍNDICE DE FIGURAS	xi
RESUMEN.....	xxi
ABSTRACT	xxii
1. INTRODUCCIÓN	1
2. OSCILACIONES ELECTROMECÁNICAS DE BAJA FRECUENCIA EN SISTEMAS DE POTENCIA	5
2.1 Introducci3n	5
2.2 Naturaleza de las oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia	6
2.2.1 Ecuaci3n de oscilaci3n de la máquina síncrona.....	6
2.2.2 Torque sincronizante y de amortiguamiento de la máquina síncrona	11
2.3 Oscilaciones de potencia de baja frecuencia	15
2.3.1 Oscilaciones de naturaleza electromecánica	15
2.3.2 Oscilaciones de naturaleza de los controles.....	17
3. COMPENSADORES ESTÁTICOS DE REACTIVOS – FACTS.....	19
3.1 Introducci3n	19
3.2 Definici3n de FACTS.....	19
3.3 Controladores FACTS	20
3.4 Controlador FACTS de impedancia variable	22
3.4.1 Compensador de VAr Estático – SVC.....	22
3.4.2 Capacitor en Serie Controlado por Tiristores – TCSC	30
3.5 FACTS aplicados para el amortiguamiento de oscilaciones de potencia de baja frecuencia – Controlador POD	47

4.	DISEÑO DE CONTROLADORES POD PARA DISPOSITIVOS FACTS MEDIANTE ANÁLISIS EN EL DOMINIO DE LA FRECUENCIA.....	50
4.1	Introducción	50
4.2	Análisis modal y oscilaciones de potencia de baja frecuencia.....	50
4.3	Modelo del sistema eléctrico de potencia en ecuaciones de estado	53
4.4	Diseño del controlador POD mediante análisis en el dominio de la frecuencia	58
4.4.1	Criterio de estabilidad de Nyquist	58
4.4.2	Controladores POD de dispositivos FACTS	60
4.4.3	Diseño del controlador POD.....	62
4.4.4	Residuos de la función de transferencia $G(s)$	63
4.4.5	Controlabilidad y observabilidad.....	64
5.	VALIDACIÓN DE RESULTADOS – SINTONIZACIÓN DE CONTROLADORES POD Y SIMULACIONES.....	66
5.1	Introducción	66
5.2	Validación de la sintonización del controlador POD de FACTS en SMIB.....	67
5.3	Validación de la sintonización del controlador POD de FACTS de un sistema multimáquina.....	72
5.4	Validación simulaciones dinámicas del TCSC	80
6.	INCORPORACIÓN DE UN COMPENSADOR ESTÁTICO DE REACTIVOS SERIE, TCSC, EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE CHILE – ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DE PEQUEÑA SEÑAL Y ESTABILIDAD TRANSITORIA	89
6.1	Introducción	89
6.2	Descripción del Sistema Eléctrico de Chile	90
6.3	Condiciones de operación del Sistema Interconectado Norte Chico	92
6.4	Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal del Sistema Interconectado Norte Chico	95
6.5	Incorporación del TCSC al Sistema Interconectado Norte Chico.....	103
6.6	Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal del Sistema Interconectado Norte Chico incluido el TCSC	108
6.7	Diseño del controlador POD de dispositivos FACTS para el Sistema Interconectado Norte Chico	117

6.8	Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal del Sistema Interconectado Norte Chico incluyendo controladores POD en el equipo TCSC	120
6.9	Análisis dinámico del Sistema Interconectado Norte Chico	123
6.9.1	Cortocircuito trifásico en circuito Maitencillo-Cardones-C3	124
6.9.2	Desconexión de carga en barra de La Candelaria	135
6.9.3	Desconexión de generador G4 de Central Termoeléctrica Guacolda	146
6.9.4	Apertura de circuito de transmisión Maitencillo-Cardones-C2 ...	154
6.9.5	Análisis dinámico del Sistema Interconectado Norte Chico en condición de máxima cargabilidad del circuito de transmisión Maitencillo-Cardones-C1.....	166
7.	CONCLUSIONES	167
	BIBLIOGRAFÍA.....	173
	A N E X O S.....	181
	Anexo A : PARÁMETROS ESTATICOS Y DINÁMICOS DE SISTEMAS DE POTENCIA PARA VALIDACIONES	182
A.1	Datos para sintonización controlador POD de equipos FACTS del sistema SMIB, Ref: “ <i>A didactic procedure for designing power oscillation dampers</i> ”	182
A.2	Datos para sintonización de controlador POD en equipos FACTS del Sistema de Tres Áreas, Ref: “ <i>Coordinated design multiple Controllers for damping power system oscillations</i> ”	184
A.3	Datos para simulaciones dinámicas de TCSC en sistema SMIB, Ref: “ <i>Using a TCSC for line power scheduling and system oscillation damping – Small signal and transient stability studies</i> ”	190
	Anexo B : PARÁMETROS ESTÁTICOS Y DINÁMICOS DE REGULADORES DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE CHILE SIC (SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL)	193
B.1	Datos dinámicos de máquinas síncronas.....	193
B.2	Punto de operación de generadores síncronos	194
B.3	Datos parámetros generadores eólicos	194
B.4	Datos de reguladores de voltaje	194

B.5 Datos de Estabilizadores de Sistemas de Potencia (PSS)	195
B.6 Datos de reguladores de velocidad.....	195
B.7 Datos de dispositivos FACTS	196
 ANEXO C : ANÁLISIS DINÁMICO DEL SISTEMA INTERCONECTADO NORTE CHICO EN CONDICIÓN DE MÁXIMA CARGABILIDAD DEL CIRCUITO MAITENCILLO-CARDONES-C1	 199
 ANEXO D : ANÁLISIS DINÁMICO DEL SISTEMA INTERCONECTADO NORTE CHICO EN CONDICION DE MÁXIMA CARGABILIDAD DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN MAITENCILLO-CARDONES-C1 Y MODELO DE CARGAS ZIP PARA EL SECTOR INDUSTRIAL	 207

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 5-1: Valores propios del sistema SMIB con TCSC – Sintonización de controlador POD	68
Tabla 5-2: Valores propios del sistema eléctrico de tres áreas – Dispositivos FACTS sin controlador POD	74
Tabla 5-3: Valores propios del sistema eléctrico de tres áreas – Dispositivos FACTS con controlador POD	76
Tabla 5-4: Valores propios del sistema SMIB con TCSC – Estrategia de control TCSC de reactancia constante sin controlador POD	84
Tabla 5-5: Valores propios del sistema SMIB con TCSC – Estrategia de control TCSC de reactancia constante con controlador POD	84
Tabla 6-1: Resumen de elementos que conforman el Sistema Interconectado Norte Chico	93
Tabla 6-2: Punto de operación de generadores activos en el Sistema Interconectado Norte Chico	93
Tabla 6-3: Parámetros estáticos y dinámicos de SVC instalados en el Sistema Interconectado Norte Chico	94
Tabla 6-4: Valores propios críticos del Sistema Interconectado Norte Chico_ Sin reguladores dinámicos en SVC	96
Tabla 6-5: Sistema de Transmisión del Sistema Interconectado Norte Chico_ Longitud de Líneas de Transmisión mayores a 100 km	104
Tabla 6-6: Flujo de Carga del Sistema Troncal 220 kV del Sistema Interconectado Norte Chico	106

Tabla 6-7: Flujo de Carga del Sistema Troncal 220 kV del Sistema Interconectado Norte Chico_ Incorporación del TCSC.....	107
Tabla 6-8: Parámetros control del TCSC_ Sistema Interconectado Norte Chico	108
Tabla 6-9: Valores propios críticos del Sistema Interconectado Norte Chico_ Con reguladores SVC, con TCSC, sin controladores POD.....	109
Tabla 6-10: Razón de amortiguamiento y frecuencia de oscilación para distintos valores propios del Sistema Interconectado Norte Chico según condiciones de operación	110
Tabla 6-11: Análisis Modo Residuo de la función de transferencia $G(s)$ del Sistema Interconectado Norte Chico_ Sistema Troncal 220 kV_ FACTS sin POD.....	118
Tabla 6-12: Valores propios de menor amortiguamiento del Sistema Interconectado Norte Chico_ Con reguladores dinámicos en SVC y TCSC_ POD en TCSC.....	121
Tabla 6-13: Variables eléctricas Sistema Interconectado Norte Chico_ Cortocircuito trifásico de 100 ms de duración a 50% del circuito Maitencillo-Cardones-C3125	
Tabla 6-14: Frecuencia y Voltaje de Barra del Sistema Interconectado Norte Chico_ Cortocircuito trifásico de 100 ms de duración a 50% del circuito Maitencillo-Cardones-C3	132
Tabla 6-15: Variables eléctricas Sistema Interconectado Norte Chico_ Desconexión de carga La Candelaria (92.74 MW y $f_p=0.98$ inductivo).....	135
Tabla 6-16: Frecuencia y Voltaje de Barra del Sistema Interconectado Norte Chico_ Desconexión de carga La Candelaria (92.74MW y $f_p=0.98$ inductivo)	143
Tabla 6-17: Variables eléctricas Sistema Interconectado Norte Chico_ Desconexión de generación, Unidad G4 de Central Termoeléctrica Guacolda	146
Tabla 6-18: Frecuencia y Voltaje de Barra del Sistema Interconectado Norte Chico_ Desconexión de generación, Unidad G4 de Central Termoeléctrica Guacolda	148

Tabla 6-19: Variables eléctricas Sistema Interconectado Norte Chico_ Desconexión del circuito de transmisión Maitencillo-Cardones-C2.....	157
Tabla 6-20: Frecuencia y Voltaje de Barra del Sistema Interconectado Norte Chico_ Desconexión del circuito de transmisión Maitencillo-Cardones C2	159
Tabla 0-1: Frecuencia y Voltaje de Barra del Sistema Interconectado Norte Chico_ Cargabilidad de Línea de Transmisión Maitencillo-Cardones-C1 al 100% ...	201
Tabla 0-1_ZIP: Frecuencia y Voltaje de Barra del Sistema Interconectado Norte Chico_ Cargabilidad del circuito de transmisión Maitencillo-Cardones-C1 al 100% _ Modelo de Cargas ZIP para el sector Industrial.....	209

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2-1: Representación en diagrama de bloques de la ecuación de oscilación de una máquina síncrona. Fuente: (Kundur, 1994d)	10
Figura 2-2: Generador síncrono conectado a una barra infinita. Fuente: (Kundur, 1994c)	11
Figura 2-3: Representación en diagrama de bloques de la ecuación de oscilación, torque sincronizante y de amortiguamiento - Generador conectado a barra infinita. Fuente: (Kundur, 1994c).....	14
Figura 2-4: Oscilaciones electromecánicas intraplanta. Fuente: (Gallardo, 2009)	16
Figura 2-5: Oscilaciones electromecánicas locales. Fuente: (Gallardo, 2009)	16
Figura 2-6: Oscilaciones electromecánicas inter-área. Fuente: (Gallardo, 2009)	17
Figura 3-1: Representación esquemática del SVC: (a) Diagrama físico del SVC FC-TCR, (b) Diagrama de susceptancia equivalente. Fuente: (Mathur & Varma, 2002a)23	23
Figura 3-2: Característica de control V-I del SVC. Fuente: (Padiyar, 2007)	24
Figura 3-3: Característica de operación del SVC: (a) SVC instalado en el sistema de potencia, (b) Operación V-I del SVC y SEP. Fuente: (Kundur, 1994a)	25
Figura 3-4: Representación en diagrama de bloques del SVC: (a) Diagrama según Modelo1 IEEE, (b) Diagrama regulador de voltaje. Fuente: (Mathur & Varma, 2002b)	28
Figura 3-5: Modelo dinámico del SVC en pequeña señal. Fuente: (Bikash & Balarko, 2005b)	29
Figura 3-6: Representación esquemática del TCSC: (a) Diagrama de módulo simple, (b) Diagrama de sistema multimódulo. Fuente: (Mathur & Varma, 2002e)	31
Figura 3-7: Representación circuital del TCSC de módulo simple. Fuente: (Padiyar, 2007)	31

Figura 3-8: Operación del TCSC: (a) Operación capacitiva, (b) Operación inductiva. Fuente: (Padiyar, 2007).....	33
Figura 3-9: Modos de operación del TCSC: (a) Modo de tiristor bypassado, (b) Modo de tiristor bloqueado, (c) Modo vernier capacitivo, (d) Modo vernier inductivo. Fuente: (Mathur & Varma, 2002d).....	35
Figura 3-10: Instalación del TCSC en una línea de transmisión: (a) Modelo de fuente de voltaje, (b) Modelo de inyección de corriente. Fuente: (Bikash & Balarko, 2005b)	38
Figura 3-11: Representación en diagrama de bloques del controlador TCSC de impedancia constante. Fuente: (Mathur & Varma, 2002e)	41
Figura 3-12: Modelo dinámico del TCSC de módulo simple en pequeña señal. Fuente: (Bikash & Balarko, 2005b).....	42
Figura 3-13: Representación en diagrama de bloques del controlador TCSC de programación de potencia: (a) Diagrama controlador CC y AC, (b) Diagrama del regulador para CC y AC. Fuente: (Mathur & Varma, 2002c)	43
Figura 3-14: Representación en diagrama de bloques del controlador TCSC de potencia constante. Fuente: (Mathur & Varma, 2002c)	46
Figura 3-15: Modelo dinámico TCSC del sistema multimódulo en pequeña señal. Fuente: (Milano, 2010)	47
Figura 3-16: Representación en diagrama de bloques del controlador POD para dispositivos FACTS. Fuente: (Sadikovic, 2000)	48
Figura 4-1: Representación del SEP en espacio de estados y en dominio de la frecuencia. Fuente: (Kundur, 1994c).....	56
Figura 4-2: Sistema de control retroalimentado. Fuente: (Sadikovic, 2000)	58
Figura 4-3: Diagrama de Nyquist para un sistema no compensado y sistema compensado. Fuente: (Ayres et al., 2010)	60

Figura 4-4: Representación en diagrama de bloques del controlador POD para dispositivos FACTS. Fuente: (Ayres et al., 2010).....	61
Figura 5-1: Sistema SMIB con TCSC para sintonización de controlador POD	67
Figura 5-2: Diagrama de Nyquist del SMIB con TCSC, sistema no compensado - Sintonización de controlador POD	70
Figura 5-3: Lugar geométrico de las raíces del sistema SMIB con TCSC para amortiguar el modo $-0.397 \pm j8.431$ – Sintonización de controlador POD.....	71
Figura 5-4: Flujo de potencia activa en circuitos de la línea de transmisión del sistema SMIB _ Incremento 10% de generación_ TCSC con/sin POD	72
Figura 5-5: Sistema de tres áreas con TCSC y SVC para sintonización de controladores POD	73
Figura 5-6: Flujo de potencia en línea de transmisión L9-19 del sistema de tres áreas _ Cortocircuito trifásico de 100 ms en Nodo B ₁₉ _ FACTS con controlador POD77	
Figura 5-7: Flujo de potencia en línea de transmisión L9-10 del sistema de tres áreas _ Cortocircuito trifásico de 100 ms en Nodo B ₁₉ _ FACTS con controlador POD78	
Figura 5-8: Flujo de potencia en línea de transmisión L9-8 del sistema de tres áreas _ Cortocircuito trifásico de 100 ms en Nodo B ₁₉ _ FACTS con controlador POD78	
Figura 5-9: Flujo de potencia reactiva en líneas de transmisión de interconexión de áreas_ Cortocircuito trifásico de 100ms en Nodo B ₁₉ _ FACTS con controlador POD79	
Figura 5-10: Voltaje Nodos de interconexión de áreas_ Cortocircuito trifásico de 100ms en Nodo B ₁₉ _ FACTS con controlador POD	80
Figura 5-11: Sistema SMIB con TCSC para estrategias de control TCSC.....	81
Figura 5-12: Controlador TCSC – Estrategias de control TCSC.....	82
Figura 5-13: Flujo de potencia en línea de transmisión L2-3 del SMIB con TCSC _ Control TCSC: Reactancia constante _ Incremento generación 10MW en B ₁	85

Figura 5-14: Flujo de potencia en línea de transmisión L4-3 del SMIB con TCSC _ Control TCSC: Reactancia constante _ Incremento generación 10MW en B ₁	86
Figura 5-15: Flujo de potencia en líneas de transmisión paralelas del SMIB _ Control TCSC: Reactancia constante _ Incremento generación 10MW en B ₁	86
Figura 5-16: Flujo de potencia en líneas de transmisión paralelas del SMIB _ Control TCSC: Potencia constante _ Incremento generación 10MW en B ₁	87
Figura 5-17: Flujo de potencia en líneas de transmisión paralelas del SMIB _ Control TCSC: Ángulo constante _ Incremento generación 10MW en B ₁	88
Figura 6-1: Diagrama unilineal simplificado del Sistema de Transmisión del Sistema Interconectado Norte Chico (Niveles de tensión 220 kV y 110 kV)	91
Figura 6-2: Diagrama unilineal real del Sistema Interconectado Norte Chico_ Programa computacional NEPLAN	92
Figura 6-3: Valores propios del Sistema Interconectado Norte Chico_ Sin reguladores dinámicos en SVC	98
Figura 6-4: Factores de participación para el modo electromecánico $-0.099 \pm j4.064$ _ Sistema Interconectado Norte Chico_ Sin reguladores dinámicos en SVC	99
Figura 6-5: Factores de participación para el modo electromecánico $-0.260 \pm j9.787$ _ Sistema Interconectado Norte Chico_ Sin reguladores dinámicos en SVC ...	100
Figura 6-6: Forma del modo del valor propio $-0.099 + j4.064$ _ Sistema Interconectado Norte Chico_ Sin reguladores dinámicos en SVC.....	101
Figura 6-7: Forma del modo del valor propio $-0.260 + j9.787$ _ Sistema Interconectado Norte Chico_ Sin reguladores dinámicos en SVC.....	102
Figura 6-8: Sistema Troncal 220 kV del Sistema Interconectado Norte Chico.....	104
Figura 6-9: Esquema de control para el TCSC conectado en el circuito Maitencillo-Cardones-C1 del Sistema Interconectado Norte Chico	108

Figura 6-10: Valores propios del Sistema Interconectado Norte Chico_ Con reguladores dinámicos en SVC y TCSC_ Sin POD	112
Figura 6-11: Factores de participación para el modo electromecánico $-0.157 \pm j4.024$ _ Sistema Interconectado Norte Chico_ Con reguladores dinámicos en SVC y TCSC_ Sin POD	113
Figura 6-12: Factores de participación para el modo electromecánico $-0.267 \pm j9.785$ _ Sistema Interconectado Norte Chico_ Con reguladores dinámicos en SVC y TCSC_ Sin POD	114
Figura 6-13: Forma del modo del valor propio $-0.157 + j4.024$ _ Sistema Interconectado Norte Chico_ Con reguladores dinámicos en SVC y TCSC_ Sin POD	115
Figura 6-14: Forma del modo del valor propio $-0.267 + j9.785$ _ Sistema Interconectado Norte Chico_ Con reguladores dinámicos en SVC y TCSC_ Sin POD	116
Figura 6-15: Diagrama de Nyquist del Sistema Interconectado Norte Chico_ Sistema Troncal 220 kV_ FACTS sin POD.....	119
Figura 6-16: Lugar geométrico de las raíces para el modo electromecánico $-0.157 \pm j4.024$ _ Sistema Interconectado Norte Chico_ Sistema Troncal 220 kV_ FACTS sin POD	120
Figura 6-17: Valores propios del Sistema Interconectado Norte Chico_ Con reguladores dinámicos en SVC y TCSC_ POD en TCSC.....	122
Figura 6-18: Ángulo rotor Central Guacolda [°], Flujo de potencia activa en líneas de transmisión [MW] _ Cortocircuito trifásico de 100 ms de duración a 50% del circuito Maitencillo-Cardones-C3_ Tiempo de simulación dinámica 10 s.....	127
Figura 6-19: Ángulo rotor Central Guacolda [°], Flujo de potencia activa en líneas de transmisión [MW] _ Cortocircuito trifásico de 100 ms de duración a 50% del circuito Maitencillo-Cardones-C3_ Tiempo de simulación dinámica 30 s.....	128

- Figura 6-20: Reactancia línea Maitencillo-Cardones [ohm], Flujo potencia activa en línea Maitencillo-Cardones [MW] _ Cortocircuito trifásico de *100 ms* de duración a *50%* del circuito Maitencillo-Cardones-C3_ Tiempo de simulación dinámica *10 s* 129
- Figura 6-21: Reactancia línea Maitencillo-Cardones-C1 [ohm], Reactancia TCSC [Ohm] _ Cortocircuito trifásico de *100 ms* de duración a *50%* del circuito Maitencillo-Cardones-C3_ Tiempo de simulación dinámica *10 s* 130
- Figura 6-22: Potencia reactiva SVC [MVar] _ Cortocircuito trifásico de *100 ms* de duración a *50%* del circuito Maitencillo-Cardones-C3_ Tiempo de simulación dinámica *10 s* 131
- Figura 6-23: Voltaje Barra 220 kV [pu], Frecuencia en Barra J1_S/E Cardones 220 kV [Hz] _ Cortocircuito trifásico de *100 ms* de duración a *50%* del circuito Maitencillo-Cardones-C3_ Tiempo de simulación dinámica *20 s* 134
- Figura 6-24: Ángulo rotor Central Guacolda [°], Flujo de potencia activa en líneas de transmisión [MW] _ Desconexión de carga La Candelaria (92.74MW y $fp=0.98$ inductivo) _ Tiempo de simulación dinámica *10 s* 137
- Figura 6-25: Ángulo rotor Central Guacolda [°], Flujo de potencia activa en líneas de transmisión [MW] _ Desconexión de carga La Candelaria (92.74MW y $fp=0.98$ inductivo) _ Tiempo de simulación dinámica *150 s* 138
- Figura 6-26: Reactancias línea Maitencillo-Cardones [ohm], Flujo potencia activa en líneas Maitencillo-Cardones [MW] _ Desconexión de carga La Candelaria (92.74MW y $fp=0.98$ inductivo) _ Tiempo de simulación dinámica *150 s* 139
- Figura 6-27: Reactancia línea Maitencillo-Cardones C1 [ohm], Reactancia TCSC [ohm] _ Desconexión de carga La Candelaria (92.74MW y $fp=0.98$ inductivo) _ Tiempo de simulación dinámica *150 s* 140
- Figura 6-28: Potencia reactiva SVC [MVar] _ Desconexión de carga La Candelaria (92.74MW y $fp=0.98$ inductivo) _ Tiempo de simulación dinámica *10 s* 141
- Figura 6-29: Potencia reactiva SVC [MVar] _ Desconexión de carga La Candelaria (92.74MW y $fp=0.98$ inductivo) _ Tiempo de simulación dinámica *150 s* 142

Figura 6-30: Voltaje Barra 220 kV [pu], Frecuencia en Barra J1_S/E Cardones 220 kV [Hz] _ Desconexión de carga La Candelaria (92.74MW y fp=0.98 inductivo) _ Tiempo de simulación dinámica 20 s.....	144
Figura 6-31: Potencia Activa en Generadores Central Guacolda [MW], Frecuencia en Barra J1_S/E Cardones 220 kV [Hz], Potencia Activa en Redes Equivalentes 220 kV y 110 kV _ Desconexión de carga La Candelaria (92.74MW y fp=0.98 inductivo) _ Tiempo de simulación dinámica 20 s	145
Figura 6-32: Ángulo rotor Central Guacolda [°], Flujo de potencia activa en líneas de transmisión [MW] _ Desconexión de generación, Unidad G4 de Central Termoeléctrica Guacolda _ Tiempo de simulación dinámica 20 s.....	149
Figura 6-33: Reactancias línea Maitencillo-Cardones [ohm], Flujo potencia activa en líneas Maitencillo-Cardones [MW] _ Desconexión de generación, Unidad G4 de Central Termoeléctrica Guacolda _ Tiempo de simulación dinámica 20 s.....	150
Figura 6-34: Potencia reactiva SVC [MVar] _ Desconexión de generación, Unidad G4 de Central Termoeléctrica Guacolda _ Tiempo de simulación dinámica 20 s	151
Figura 6-35: Voltaje Barra 220kV [pu], Frecuencia en Barra J1_S/E Cardones 220 kV [Hz] _ Desconexión de generación, Unidad G4 de Central Termoeléctrica Guacolda _ Tiempo de simulación dinámica 20 s	152
Figura 6-36: Potencia Activa en Generadores Central Guacolda [MW], Frecuencia en Barra J1_S/E Cardones 220 kV [Hz], Potencia Activa en Redes Equivalentes 220kV y 110kV _ Desconexión de generación, Unidad G4 de Central Termoeléctrica Guacolda _ Tiempo de simulación dinámica 20 s	153
Figura 6-37: Ángulo rotor Central Guacolda [°], Flujo de potencia activa en líneas de transmisión [MW] _ Desconexión del circuito de transmisión Maitencillo-Cardones-C2_ Tiempo de simulación dinámica 30 s.....	155
Figura 6-38: Flujo de potencia activa en circuito de transmisión Maitencillo-Cardones-C1 [MW] _ Variación del parámetro K_i del TCSC_ Desconexión de carga La Candelaria (92.74MW y fp = 0.98 inductivo) _ Tiempo de simulación dinámica 150s	156

Figura 6-39: Ángulo rotor Central Guacolda [°], Flujo de potencia activa en líneas de transmisión [MW] _ Desconexión del circuito de transmisión Maitencillo-Cardones-C2_ Tiempo de simulación dinámica 150 s.....	160
Figura 6-40: Reactancias líneas de transmisión Maitencillo-Cardones [ohm], Flujo de potencia activa en líneas de transmisión Maitencillo-Cardones [MW] _ Desconexión del circuito de transmisión Maitencillo-Cardones-C2_ Tiempo de simulación dinámica 150 s	161
Figura 6-41: Reactancia línea de transmisión Maitencillo-Cardones C1 [ohm], Reactancia TCSC [ohm] _ Desconexión del circuito de transmisión Maitencillo-Cardones-C2_ Tiempo de simulación dinámica 150 s	162
Figura 6-42: Potencia reactiva SVC [MVar] _ Desconexión del circuito de transmisión Maitencillo-Cardones-C2_ Tiempo de simulación dinámica 150 s.....	163
Figura 6-43: Voltaje Barra 220kV [pu], Frecuencia en Barra J1_S/E Cardones 220 kV [Hz] _ Desconexión del circuito de transmisión Maitencillo-Cardones C2 _ Tiempo de simulación dinámica 20 s.....	164
Figura 6-44: Potencia Activa en Generadores Central Guacolda [MW], Frecuencia en Barra J1_S/E Cardones 220 kV [Hz], Potencia Activa en Redes Equivalentes 220kV y 110kV_ Desconexión del circuito de transmisión Maitencillo-Cardones C2 _ Tiempo de simulación dinámica 20 s.....	165
Figura 0-1: Potencia Activa en Generadores Central Guacolda [MW], Frecuencia en Barra J1_S/E Cardones 220 kV [Hz], Potencia Activa en Redes Equivalentes 220kV y 110kV_ Cortocircuito trifásico de 100 ms de duración al 50% del circuito Maitencillo-Cardones-C3 _ Tiempo de simulación dinámica 20 s.....	202
Figura 0-2: Potencia Activa en Generadores Central Guacolda [MW], Frecuencia en Barra J1_S/E Cardones 220 kV [Hz], Potencia Activa en Redes Equivalentes 220kV y 110kV_ Desconexión de carga La Candelaria (92.74MW y fp=0.98 inductivo) _ Tiempo de simulación dinámica 20 s	203
Figura 0-3: Potencia Activa en Generadores Central Guacolda [MW], Frecuencia en Barra J1_S/E Cardones 220 kV [Hz], Potencia Activa en Redes Equivalentes 220kV y	

110kV_ Desconexión de generación, Unidad G4 de Central Termoeléctrica Guacolda _ Tiempo de simulación dinámica 20 s	204
Figura 0-4: Potencia Activa en Generadores Central Guacolda [MW], Frecuencia en Barra J1_S/E Cardones 220 kV [Hz], Potencia Activa en Redes Equivalentes 220kV y 110kV_ Desconexión del circuito de transmisión Maitencillo-Cardones C2 _ Tiempo de simulación dinámica 20 s.....	205
Figura 0-5: Potencia Activa en Generadores Central Guacolda [MW], Frecuencia en Barra J1_S/E Cardones 220 kV [Hz], Potencia Activa en Redes Equivalentes 220kV y 110kV_ Conexión Generación Parques Eólicos _ Tiempo de simulación dinámica 20 s	206
Figura 0-1_ZIP: Potencia Activa en Generadores Central Guacolda [MW], Frecuencia en Barra J1_S/E Cardones 220 kV [Hz], Potencia Activa en Redes Equivalentes 220 kV y 110 kV_ Cortocircuito trifásico de 100 ms de duración en 50% del circuito Maitencillo-Cardones-C3 _ Tiempo de simulación dinámica 20 s _ Modelo de Cargas ZIP para el sector Industrial.....	210
Figura 0-2_ZIP: Potencia Activa en Generadores Central Guacolda [MW], Frecuencia en Barra J1_S/E Cardones 220 kV [Hz], Potencia Activa en Redes Equivalentes 220 kV y 110 kV_ Desconexión de carga La Candelaria (92.74 MW y fp=0.98 inductivo) _ Tiempo de simulación dinámica 20 s _ Modelo de Cargas ZIP para el sector Industrial	211
Figura 0-3_ZIP: Potencia Activa en Generadores Central Guacolda [MW], Frecuencia en Barra J1_S/E Cardones 220 kV [Hz], Potencia Activa en Redes Equivalentes 220 kV y 110 kV_ Desconexión de generación, Unidad G4 de Central Termoeléctrica Guacolda _ Tiempo de simulación dinámica 20 s _ Modelo de Cargas ZIP para el sector Industrial.....	212
Figura 0-4_ZIP: Potencia Activa en Generadores Central Guacolda [MW], Frecuencia en Barra J1_S/E Cardones 220 kV [Hz], Potencia Activa en Redes Equivalentes 220 kV y 110 kV_ Desconexión del circuito de transmisión Maitencillo-Cardones C2 _ Tiempo de simulación dinámica 20 s _ Modelo de Cargas ZIP para el sector Industrial	213

Figura 0-5_ZIP: Potencia Activa en Generadores Central Guacolda [MW], Frecuencia en Barra J1_S/E Cardones 220 kV [Hz], Potencia Activa en Redes Equivalentes 220 kV y 110 kV_ Conexión Generación Parques Eólicos _ Tiempo de simulación dinámica 20 s _ Modelo de Cargas ZIP para el sector Industrial..... 214

RESUMEN

El problema de oscilaciones de potencia en un sistema eléctrico y su mitigación a través de dispositivos FACTS, basados en electrónica de potencia y sus correspondientes controladores POD, son de interés en el presente trabajo de investigación. Los compensadores estáticos de reactivos de impedancia variable, como SVC y TCSC son examinados y empleados en sistemas prueba (tomados de publicaciones técnicas) y en un sistema real, a gran escala, como el Sistema Eléctrico de Chile.

Esta Tesis detalla los procedimientos para mejorar el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas en un sistema de potencia con la incorporación de esquemas de control secundario en los dispositivos FACTS (controladores POD), obteniendo una adecuada sintonización (cálculo de parámetros de las constantes de tiempo y ajuste de ganancia) del controlador POD. El Análisis de Pequeña Señal, Diagramas de Nyquist y Lugar Geométrico de las Raíces, son técnicas adoptadas y las que se utilizan en programas computacionales como PSAT, MATLAB y NEPLAN.

Por último, como aplicación real del diseño de controladores POD de dispositivos FACTS, se analiza el Sistema Eléctrico Interconectado Central de Chile, Zona Norte (perteneciente al Sistema Eléctrico de Chile), con un compensador serie TCSC (instalado conjuntamente con controlador POD) verificando el mejoramiento de su estabilidad a pequeña señal. Se emplean Estudios de Flujo de Carga, Estabilidad de Pequeña Señal y Estabilidad Transitoria para determinar la ubicación óptima del TCSC en el sistema, diseño de controladores POD y respuesta del SIC, respectivamente, frente a diversos tipos de perturbaciones, como cortocircuito, desconexión no planificada de un gran consumo, salida de un circuito de línea de transmisión del sistema 220 kV y desconexión de generación.

Palabras Claves: FACTS, SVC, TCSC, Controladores POD, Diagramas de Nyquist, Estabilidad de Pequeña Señal, Valores propios, Estabilidad Transitoria.

ABSTRACT

The problem of power oscillations in an electrical system and its mitigation through FACTS devices (Flexible AC Transmission Systems), based on power electronics, and their corresponding POD devices (Power Oscillations Damping Controllers), is of interest in this Thesis. The static reactive compensators of variable impedance, such as SVC (Static Var Compensators) and TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor) are analyzed by test power systems (taken from technical literature) and Electric Power System of Chile.

Increasing the damping of electromechanical oscillations on power systems with the secondary control schemes of FACTS devices is based for an adequate POD controller tuning, where Small-Signal Analysis, Nyquist Diagrams and Root Locus Techniques are employed with computational programs like PSAT (Power System Analysis Toolbox), MATLAB and NEPLAN.

Finally, this research is based on studying the behavior of the Electric Power System of Chile (Central Interconnected System, Northern) with the installation of series compensator TCSC (with POD controller) to verify the improvement of small-signal stability on the SEP. Load Flow studies, Small Signal Stability and Transient Stability studies are used, respectively, to: optimal location of TCSC in the system, POD controller design and SIC response against disturbances, such as short circuit, outage of large load and transmission line into 220 kV bulk system and outage of generation.

Keywords: FACTS, SVC, TCSC, POD controllers, Nyquist Diagrams, Small-Signal Stability, Eigenvalues, Transient Stability.

1. INTRODUCCIÓN

En Sudamérica, la mayoría de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) poseen grandes Centrales de generación alejadas de los centros de consumo y que están interconectadas mediante largas líneas de transmisión, produciendo en algunos casos enlaces con capacidad de transferencia de potencia limitada (Argüello & Flores, 2005; Rogers, 1996). Con lo anterior y, bajo condiciones de máxima exigencia operacional, en estado estable, surgen problemas de oscilaciones, de baja frecuencia, en sus variables eléctricas (Rogers, 2000c).

Las oscilaciones de baja frecuencia (conocidas por su acrónimo en inglés LOFs, “*Low Oscillations Frequency*”), son oscilaciones del ángulo de rotor de los generadores (δ_k , $k=1,2,\dots,N$) conectados al SEP, con frecuencias de oscilación típicamente entre 0.1 Hz a 3.0 Hz (Klein, Rogers, & Kundur, 1991). La causa de formación de LOFs es por la falta de torque amortiguante en los rotores de los generadores.

Para entender el problema de oscilaciones resulta conveniente emplear la teoría de Análisis Modal, la cual permite determinar los distintos modos oscilantes en el sistema, utilizando el Análisis de Pequeña Señal (Calderón-Guizar, 2008). Una vez identificado los modos problema, el uso de equipos eléctricos con dispositivos electrónicos, basados en electrónica de potencia, denominados FACTS (por sus siglas en inglés “*Flexible AC Transmission System*”), permitirán mitigar oscilaciones electromecánicas mediante controles suplementarios denominados POD (por sus siglas en inglés “*Power Oscillations Damping*”) (Sadikovic, 2005; Sadikovic, Korba, & Andersson, 2005).

Por lo tanto, para describir y entender la problemática de oscilaciones y su atenuación, resultó conveniente estructurar la presente Tesis en los siguientes capítulos: Capítulo 2 analiza la teoría de la ecuación de oscilación de la máquina síncrona, la cual es la base del estudio de las oscilaciones electromecánicas de un sistema de potencia interconectado, identificando las componentes de torque que son necesarios para asegurar la estabilidad en el SEP (Torque Sincronizante y Torque de Amortiguamiento). Dependiendo de la naturaleza de las oscilaciones (electromecánicas o de los controles) y frecuencia de oscilación, esta sección aborda los distintos modos de oscilación que están presentes en el sistema de potencia.

La teoría de los dispositivos FACTS es analizada en el Capítulo 3, donde se clasifican dependiendo de los procesos de conmutación de elementos de electrónica de potencia que los conforman, y de sus conexiones con el sistema. Los compensadores estáticos de reactivos de impedancia variable, de conexión paralelo como SVC (por sus siglas en inglés "*Static Var Compensators*") como los de conexión serie TCSC (por sus siglas en inglés "*Thyristor Controlled Series Capacitor*"), son de interés en esta Tesis. Los esquemas de control de operación de los equipos FACTS, tanto principales como secundarios, se tratan con detalle en este capítulo, además de las características de operación, en estado estable, y de la interacción FACTS – SEP.

Para amortiguar las oscilaciones electromecánicas en un sistema eléctrico se requiere de la incorporación de componentes que generen torques amortiguantes positivos, como los controladores POD de dispositivos FACTS. Es por eso, que en el Capítulo 4, el diseño de sistemas de control con retroalimentación, por medio de ajuste de ganancia y bloques de compensación de fase (utilizando respuesta en el dominio de la frecuencia), son

empleados para diseño del controlador POD. Para ello se recurre al Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal y Diagramas de Nyquist, útiles para conseguir una sintonización adecuada de las constantes de tiempo de los bloques compensadores de fase y asegurar la estabilidad del sistema.

El Capítulo 5, previo a la aplicación de los dispositivos FACTS y diseño de controladores POD en un sistema real de gran tamaño (como el SIC de Chile), se incluye la validación de modelos matemáticos y resultados basados en publicaciones técnicas ELSEVIER e IEEE. Con los artículos ELSEVIER (Ayres, Kopcak, Castro, Milano, & da Costa, 2010) y (L., 2001), se verifica la sintonización de parámetros del controlador POD. El artículo IEEE (Martins, Pinto, & Paserba, 2000), presenta la validación de diversas estrategias de control del compensador FACTS serie TCSC, en un sistema eléctrico conformado por generador-barra infinita (SMIB). Programas computacionales como PSAT (Milano, 2000), MATLAB (Moler, 1984) y NEPLAN (BCP Busarello+Colt+Partner Inc, 1988) son utilizados.

En el Capítulo 6, para Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal y Estabilidad Transitoria se ocupa el Sistema Interconectado Central de Chile, Zona Norte, donde la interacción de compensadores como SVC y TCSC permite mejorar el amortiguamiento del SEP y asegurar la estabilidad transitoria. Perturbaciones tales como cortocircuitos, desconexión no planificada de un gran consumo, desconexión de generación y salida de un circuito de una línea de transmisión, en el sistema Troncal a 220 kV, del SIC, son planteadas y evaluadas a través de simulaciones. Al igual que en el Capítulo 5, se emplean programas computacionales como PSAT, MATLAB y NEPLAN.

Finalmente, en el Capítulo 7 se dan las conclusiones del trabajo de investigación desarrollado con especial referencia a las simulaciones efectuadas en los Capítulos 5 y 6, donde se destaca la incorporación de controladores POD para mejorar significativamente la operación de un sistema real como el SIC de Chile.

2. OSCILACIONES ELECTROMECÁNICAS DE BAJA FRECUENCIA EN SISTEMAS DE POTENCIA

2.1 Introducción

Actualmente, en la mayoría de los países, sus sistemas eléctricos de potencia operan en ambientes estresados y sometidos a perturbaciones en sus diversos componentes, requiriendo de la implementación de controladores que mantengan una adecuada supervisión de las variables eléctricas, como ángulo de rotor, frecuencia y voltaje; necesarios para asegurar la estabilidad y calidad de la operación del SEP. Con la definición de estabilidad de sistemas de potencia (Kundur et al., 2004), la estabilidad de ángulo de rotor, que hace referencia a la capacidad que tienen las máquinas síncronas de un sistema de potencia interconectado de permanecer en sincronismo después de haber sido sometido a un disturbio, las oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia, son oscilaciones del ángulo de rotor de las máquinas, con frecuencias de oscilación entre los 0.1 Hz a 3.0 Hz. Su formación se debe a la existencia de pequeñas perturbaciones en el sistema y es una subclasificación de la estabilidad angular en estabilidad de sistemas de potencia (estabilidad de ángulo de rotor de pequeña señal o disturbio). El fenómeno físico asociado son las aceleraciones y frenados alternativos del rotor de una máquina, de un grupo de máquinas o de un gran número de generadores, en búsqueda del punto de equilibrio. Estas oscilaciones se transfieren a otras magnitudes físicas tales como la potencia transmitida, tensiones y frecuencias en los distintos nodos del sistema (Ardanuy, 2003). Con el análisis de la ecuación de oscilación de la máquina síncrona, base del estudio de oscilaciones electromecánicas existentes en un SEP, el presente

capítulo clasifica las oscilaciones de potencia de baja frecuencia, en función de la naturaleza y frecuencia de oscilación.

2.2 Naturaleza de las oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia

2.2.1 Ecuación de oscilación de la máquina síncrona

El modelo de ecuación de oscilación de una máquina síncrona es la base del estudio de las oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia, y comprende oscilaciones del ángulo de rotor δ durante un disturbio. Su ecuación está dada por (Adamson, Barnes, & Nellist, 1957; Anderson, 1995):

$$J \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = J \frac{d\omega_m}{dt} = T_A = T_M - T_E \quad (2-1)$$

Donde:

J ,	Momento de Inercia del generador y turbina	[kg/m ²]
δ_m ,	Ángulo de torque mecánico	[rad]
ω_m ,	Velocidad angular del rotor	[rad mec/s]
T_A ,	Torque acelerante	[N.m]
T_M ,	Torque mecánico	[N.m]
T_E ,	Torque electromagnético	[N.m]

En ecuación (2-1), el torque acelerante T_A muestra el equilibrio existente entre el torque mecánico y torque eléctrico de la máquina, que en condiciones de estado estable, es nulo. El torque mecánico T_M define el comportamiento de los primotores (turbina) en los generadores y son función de la velocidad del rotor, donde la acción del regulador

posibilita controlar la variable frecuencia del sistema eléctrico. En cambio, el torque eléctrico T_E es producido por la interacción de los circuitos estatóricos del generador, circuito de campo y otros circuitos, tales como el de los devanados amortiguadores. Los enlaces de flujos de cada circuito son función del voltaje, corriente y de la saturación del material ferromagnético del generador. Dado que el circuito estatórico de la máquina está conectado con el resto del sistema, el voltaje en terminales del generador será influenciado por la red externa, por otros generadores, así como por los distintos tipos de cargas; provocando una interacción entre los circuitos estatóricos y rotóricos que afectarán el torque eléctrico.

Normalizando la ecuación de oscilación (2-1) en términos de la constante de inercia H , definida como la energía cinética en watts-segundos a velocidad nominal dividida por VA base, se tiene:

$$\frac{2H}{\omega_{0m}^2} VA_{base} \frac{d\omega_m}{dt} = T_M - T_E \quad (2-2)$$

Rearreglando términos:

$$2H \frac{d}{dt} \left(\frac{\omega_m}{\omega_{0m}} \right) = \frac{T_M - T_E}{VA_{base} / \omega_{0m}} \quad (2-3)$$

En la que:

$$T_{base} = \frac{VA_{base}}{\omega_{0m}}$$

$$\frac{\omega_m}{\omega_{0m}} = \frac{\omega_r/pf}{\omega_0/pf} = \frac{\omega_r}{\omega_0} = \bar{\omega}_r$$

(2-4)

Donde $\bar{\omega}_r$ representa la velocidad angular del rotor [pu], ω_r velocidad angular del rotor [rad elect/s], ω_0 velocidad nominal y p_f es el número de polos del generador.

Si δ es la posición angular del rotor [rad elect] respecto a una referencia rotando sincrónicamente y δ_0 es el valor en $t = 0$,

$$\delta = \omega_r t - \omega_0 t + \delta_0$$

(2-5)

Tomando la derivada respecto del tiempo de (2-5):

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_r - \omega_0 = \Delta\omega_r$$

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{d\omega_r}{dt} = \frac{d(\Delta\omega_r)}{dt}$$

(2-6)

De (2-4), la expresión $\omega_r = \bar{\omega}_r \omega_0$ se reemplaza en (2-6):

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \omega_0 \frac{d\bar{\omega}_r}{dt} = \omega_0 \frac{d(\Delta\bar{\omega}_r)}{dt}$$

(2-7)

Con:

$$\Delta\bar{\omega}_r = \frac{\Delta\omega_r}{\omega_0} = \frac{1}{\omega_0} \frac{d\delta}{dt}$$

(2-8)

Sustituyendo (2-7) en (2-3), se tiene que la ecuación oscilación de la máquina síncrona, en valores por unidad, se encuentra dado por:

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = 2H \frac{d\bar{\omega}_r}{dt} = T_m - T_e$$

(2-9)

Donde:

H ,	Constante de Inercia	[MW.s/MVA]
δ ,	Posición angular del rotor	[rad elect]
ω_r ,	Velocidad angular del rotor	[rad elect/s]
$\bar{\omega}_r$,	Velocidad angular del rotor	[pu]
ω_0 ,	Velocidad angular base ($\omega_0=2\pi f_0$)	[rad elect/s]
T_m ,	Torque mecánico	[pu]
T_e ,	Torque electromagnético	[pu]

Tomando ecuaciones (2-8) y (2-9), la representación de la ecuación de oscilación, para análisis de estabilidad en pequeña señal (Kundur, 1994d), es:

$$\frac{d\Delta\bar{\omega}_r}{dt} = \frac{1}{2H} (T_m - T_e - K_D \Delta\omega_r)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_0 \Delta \bar{\omega}_r$$

(2-10)

Se incluye una componente de torque amortiguante en la ecuación de oscilación al agregar un término proporcional a la desviación de velocidad angular del rotor. Tomando la Transformada de Laplace en (2-10) obtenemos la representación de ecuación de oscilación en el dominio de la frecuencia (ecuación (2-11)), donde Figura 2-1 expresa el modelo en diagrama de bloques.

$$\Delta \omega_r = \frac{T_m - T_e}{2Hs + K_D}$$

$$\delta = \frac{\omega_0 \Delta \omega_r}{s}$$

(2-11)

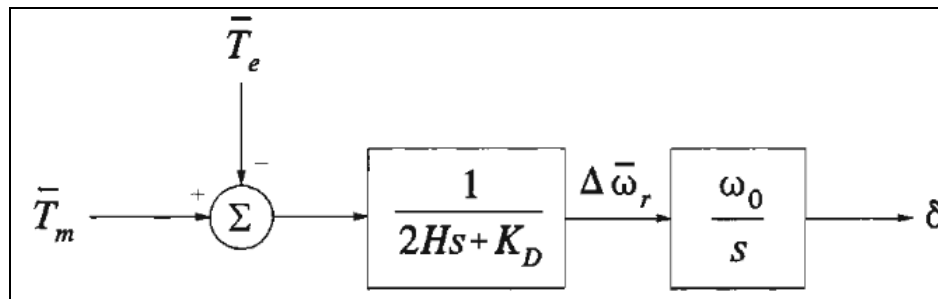


Figura 2-1: Representación en diagrama de bloques de la ecuación de oscilación de una máquina síncrona. Fuente: (Kundur, 1994d)

2.2.2 Torque sincronizante y de amortiguamiento de la máquina síncrona

Se analiza a continuación las definiciones de componentes de torque sincronizante y de amortiguamiento, útiles para asegurar la estabilidad de un sistema de potencia. Sea un generador síncrono (descrito por su modelo clásico) conectado a un sistema (Arrillaga & Arnold, 1990), cuyo equivalente de Thevenin, formado por una fuente de voltaje E_B en serie con una impedancia reactiva jX_E , permite establecer la característica ángulo-potencia del generador (valores en pu) de la siguiente manera:

$$T_e = P = \frac{E' E_B}{X_T} \sin \delta$$

(2-12)

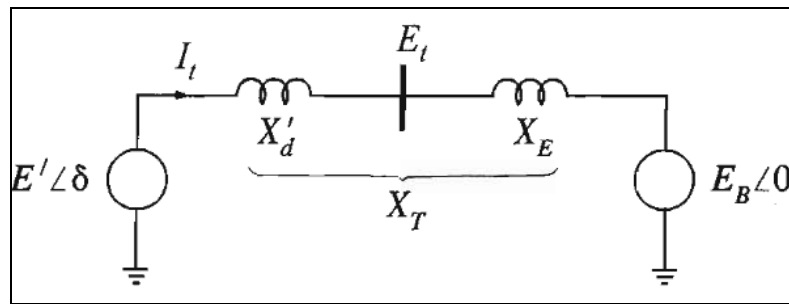


Figura 2-2: Generador síncrono conectado a una barra infinita. Fuente: (Kundur, 1994c)

Para el modelo clásico del generador, el ángulo de E' , respecto a un fasor de referencia rotando sincrónicamente, puede ser usado como medida de ángulo de rotor. El ángulo de E_B es escogido como referencia y el ángulo del rotor δ es medido como el ángulo al cual E' retrasa a E_B .

Linealizando (2-12) sobre una condición de operación inicial ($\delta = \delta_0$), tenemos:

$$\Delta T_e = \frac{\partial T_e}{\partial \delta} \Delta \delta = \frac{E' E_B}{X_T} \cos \delta_0 (\Delta \delta) \quad (2-13)$$

Igualmente, linealizando la ecuación de oscilación de la máquina síncrona en (2-10):

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt} \Delta \omega_r &= \frac{1}{2H} [\Delta T_m - \Delta T_e - K_D \Delta \omega_r] \\ \frac{d}{dt} \Delta \delta &= \omega_0 \Delta \omega_r \end{aligned} \quad (2-14)$$

Reemplazando (2-13) en (2-14), se tiene:

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt} \Delta \omega_r &= \frac{1}{2H} [\Delta T_m - K_S \Delta \delta - K_D \Delta \omega_r] \\ \frac{d}{dt} \Delta \delta &= \omega_0 \Delta \omega_r \end{aligned} \quad (2-15)$$

Siendo K_S es el coeficiente de Torque Sincronizante, dado por:

$$K_S = \left(\frac{E' E_B}{X_T} \right) \cos \delta_0 \quad (2-16)$$

Aplicando la Transformada de Laplace en (2-15) tenemos el modelo, en el dominio de la frecuencia, de la ecuación de oscilación de una máquina síncrona, en las que componentes de torque sincronizante y torque de amortiguamiento se anexan (Demello & Concordia, 1969), según:

$$\Delta\omega_r = \frac{1}{2Hs} [\Delta T_m - K_S \Delta\delta - K_D \Delta\omega_r]$$

$$\Delta\delta = \frac{\omega_0}{s} \Delta\omega_r$$

(2-17)

En los sistemas eléctricos de potencia, el cambio en el torque eléctrico de una máquina síncrona seguido de una perturbación se puede resolver en dos componentes (Figura 2-3) (Kundur, 1994d):

$$\Delta T_e = K_S \Delta\delta + K_D \Delta\omega_r$$

(2-18)

Donde:

- a) $K_S \Delta\delta$ es el componente de cambio de torque en fase con la desviación del ángulo del rotor $\Delta\delta$ y es referido como el Componente de Torque Sincronizante; K_S es el coeficiente de torque sincronizante.
- b) $K_D \Delta\omega_r$ es el componente de torque en fase con la desviación de velocidad $\Delta\omega_r$ y es referido como el Componente de Torque de Amortiguamiento; K_D es el coeficiente de torque de amortiguamiento.

La estabilidad del sistema depende de la existencia de las dos componentes de torque para cada máquina del sistema. La falta de suficiente torque sincronizante resulta en una inestabilidad no oscilatoria aperiódica, mientras que la falta de torque amortiguante resulta en una inestabilidad oscilatoria.

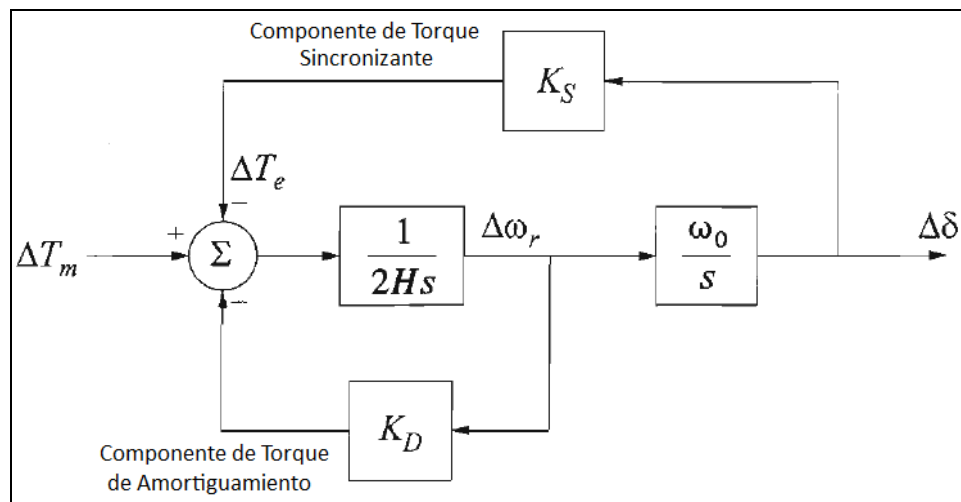


Figura 2-3: Representación en diagrama de bloques de la ecuación de oscilación, torque sincronizante y de amortiguamiento - Generador conectado a barra infinita. Fuente: (Kundur, 1994c)

De Figura 2-3 se tiene:

K_S ,	Coeficiente de torque sincronizante	[Torque pu/rad]
K_D ,	Coeficiente de torque amortiguante	[Torque pu/Desviación de velocidad pu]
H ,	Constante de Inercia	[MW.s/MVA]
$\Delta\omega_r$,	Desviación de velocidad $((\omega_r - \omega_0)/\omega_0)$	[pu]
$\Delta\delta$,	Desviación de ángulo de rotor	[rad elect]
s ,	Operador de Laplace	
ω_0 ,	Velocidad nominal ($\omega_0=2\pi f_0$)	[rad elect /s]

2.3 Oscilaciones de potencia de baja frecuencia

Los modos de oscilación, utilizados en estudios de estabilidad de pequeña señal en sistemas de potencia, se clasifican en (Argüello & Flores, 2005; Bikash & Balarko, 2005a):

- Oscilaciones de naturaleza electromecánica.
- Oscilaciones de naturaleza de los controles.

2.3.1 Oscilaciones de naturaleza electromecánica

Modos oscilantes de naturaleza electromecánica relacionan oscilaciones de ángulo de rotor de generadores conectados al SEP, cuyas frecuencias de oscilación están en el rango de 0.1 Hz a 3.0 Hz, siendo (Gallardo, 2009; Kundur, 1994b; Kundur et al., 2004; Paserba, Sanchez-Gasca, Kundur, Larsen, & Concordia, 2007), y se denominan:

- Modos intraplanta.
- Modos locales.
- Modos entre áreas.

2.3.1.1 Modos intraplanta

Los modos intraplanta o modos entre máquinas se dan cuando las unidades de una Central eléctrica oscilan una en contra de la otra, en el rango de 2.0 Hz a 3.0 Hz. Son dependientes de las potencias nominales y reactancias que conectan a los generadores. Debido a la proximidad entre dos máquinas, la reactancia entre ellas es pequeña así como sus inercias. La mayor parte de los estudios de estabilidad eliminan los modos intraplanta e incorporan toda la Central mediante un único generador.

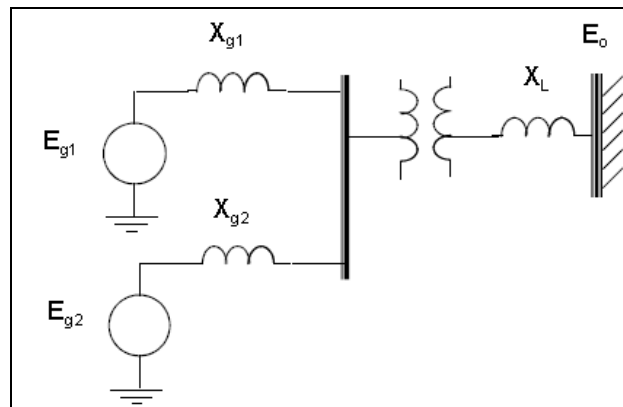


Figura 2-4: Oscilaciones electromecánicas intraplanta. Fuente: (Gallardo, 2009)

2.3.1.2 Modos locales

Los modos locales o modos máquina-sistema ocurren cuando un generador oscila con el resto del sistema. El rango de frecuencia de oscilación está entre 0.8 Hz y 2.0 Hz. El término local se usa para describir que las oscilaciones están localizadas en una Central eléctrica o en una pequeña parte del sistema de potencia. Oscilaciones locales pueden ser amortiguadas incorporando PSS, de una simple señal de entrada o entradas duales.

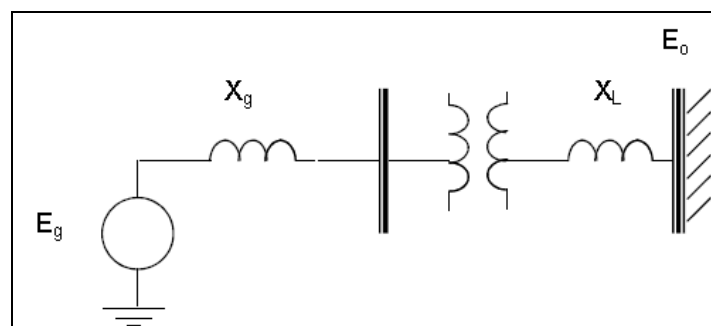


Figura 2-5: Oscilaciones electromecánicas locales. Fuente: (Gallardo, 2009)

2.3.1.3 Modos inter-área

Los modos inter-área o modos entre áreas se deben a las respuestas de grupos coherentes de unidades generadoras de áreas distintas que oscilan entre sí. Por lo general, los enlaces que interconectan las distintas áreas son débiles. Debido a que el momento de inercia equivalente de cada área es mayor, la frecuencia de oscilación del modo inter-área es menor que los modos locales, estando en el rango de 0.1 Hz a 0.7 Hz. Cuando la oscilación interárea se presenta entre dos grupos de generadores, la frecuencia de oscilación está en el rango de 0.1 Hz a 0.3 Hz. En cambio, cuando es una oscilación entre múltiples grupos de generadores, la frecuencia de de oscilación está entre 0.4 Hz a 0.7 Hz (X. F. Wang, Song, & Irving, 2008).

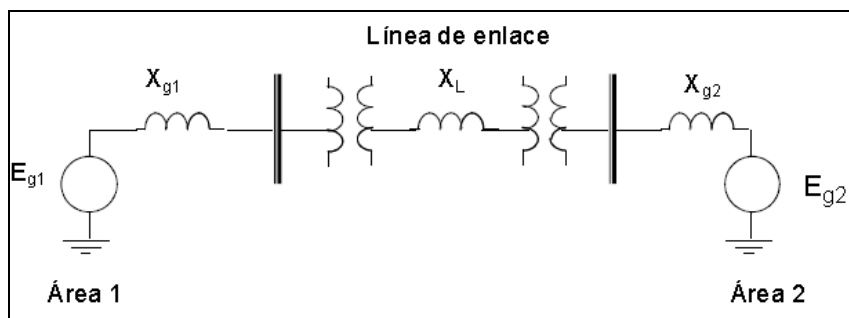


Figura 2-6: Oscilaciones electromecánicas inter-área. Fuente: (Gallardo, 2009)

2.3.2 Oscilaciones asociado a modos de control

Los modos de control son aquellos asociados a los distintos controles existentes en el sistema de potencia. Su clasificación está dada como (Arduy, 2003; Bikash & Balarko, 2005a; Gallardo, 2009):

- Modos de control.
- Modos torsionales.

2.3.2.1 Modos de control

Los modos de oscilación de control se encuentran ligados con los controles de unidades de generación. Excitadores mal sintonizados, reguladores de velocidad, controles de convertidores HVDC, compensadores estáticos de reactivos, entre otros, son la causa usual de que este tipo de modos se presenten como inestables. Sus frecuencias de oscilación son mayores de 4.0 Hz.

2.3.2.2 Modos Torsionales

Los modos torsionales se presentan cuando los controles de excitación, reguladores de velocidad, controles HVDC, compensadores capacitivos serie, interactúan con la dinámica del sistema eje-turbina-generator; por ejemplo, turboalternadores utilizados en centrales térmicas y nucleares disponen de un rotor de poco diámetro pero de una gran longitud. En este caso, aparecen oscilaciones torsionales producidas entre las distintas partes del rotor puesto que éste no es completamente rígido. Estos modos pueden interferir con los dispositivos de medida de la variación de velocidad y, por ello, es necesario filtrar siempre estas frecuencias cuando se desea utilizar la medida anterior en los sistemas de amortiguamiento. Su rango de frecuencia está entre 10.0 Hz y 46.0 Hz.

3. COMPENSADORES ESTÁTICOS DE REACTIVOS – FACTS

3.1 Introducción

En este capítulo, los compensadores estáticos de reactivos son estudiados y clasificados en función de su conexión con el sistema eléctrico y procesos de conmutación de elementos de electrónica de potencia que los conforman, haciéndose principal énfasis en los de impedancia variable, como SVC (conexión paralelo) y TCSC (conexión serie). Esquemas de control de operación de FACTS, tanto principales como secundarios, se tratan con detalle, además de las características de operación, en estado estable, de la interacción FACTS – SEP.

3.2 Definición de FACTS

Los Sistemas de Transmisión Flexible AC, llamados FACTS (*“Flexible AC Transmission Systems”*), son dispositivos, basados en electrónica de potencia y otros Controladores estáticos, cuyo propósito es aumentar la controlabilidad e incrementar la capacidad de transferencia de potencia en los sistemas eléctricos, mediante la compensación de reactivos (Dixon, Moran, Rodriguez, & Domke, 2005; Hingorani, 2007). Con la compensación VAR, serie o paralelo, las características eléctricas naturales de los sistemas de potencia AC, son modificadas. Es así, que para una compensación serie, lo que se realiza es el cambio de parámetros del sistema de transmisión, mientras

que con una compensación paralela, lo que se varía es la impedancia equivalente de carga.

En los sistemas de potencia, la aplicación de dispositivos FACTS, en relación a los requerimientos del sistema, ubicación y costos, son utilizados para (Zhang, Rehtanz, & Pal, 2006):

- Control de flujo de potencia.
- Incremento de la capacidad de transmisión de potencia.
- Control de voltaje.
- Compensación de potencia activa y reactiva.
- Aumento del margen de estabilidad angular y de voltaje.
- Amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia.
- Mejoramiento de la calidad de potencia
- Interconexión de centros de generación de energía renovable, entre otros.

3.3 Controladores FACTS

El controlador FACTS, es un sistema, basado en electrónica de potencia y otros equipos estáticos, empleado para el control de una o más variables eléctricas del sistema de transmisión AC. La clasificación del controlador FACTS, según configuración de conexión a la red, es (Amirnaser & Reza, 2010; Dixon et al., 2005; Padiyar, 2007):

1. Controladores conectados en paralelo.
2. Controladores conectados en serie.
3. Controladores combinados serie-serie.
4. Controladores combinados paralelo-serie.

Dependiendo de los elementos de electrónica de potencia utilizados (categorización en función de los procesos de conmutación de semiconductores), el controlador FACTS es:

- a. De impedancia variable.
- b. Basado en Convertidor de Fuente de Voltaje, VSC (*“Voltage-Sourced Converter”*).

El controlador de Impedancia Variable (convertidor conmutado por línea) incluye:

- i. Compensador de VAR Estático, SVC (*“Static Var Compensator”*), de conexión paralelo.
- ii. Capacitor en Serie Controlado por Tiristores, TCSC (*“Thyristor Controlled Series Capacitor”*), de conexión serie.
- iii. Transformador Desfasador de Fase Controlado por Tiristores, TCPST (*“Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer”*), de conexión combinada paralelo – serie.

Controlador FACTS basado en VSC (convertidores de conmutación forzada) son:

- i. Compensador estático Síncrono, STATCOM (*“Static synchronous Compensator”*), de conexión paralelo.
- ii. Compensador Serie Estático Síncrono, SSSC (*“Static Synchronous Series Compensator”*), de conexión serie.
- iii. Controlador de Flujos de Potencia Interlínea, IPFC (*“Interline Power Flow Controller”*), de conexión combinada serie – serie.
- iv. Controlador Unificado de Flujos de Potencia, UPFC (*“Unified Power Flow Controller”*), de conexión combinada paralelo – serie.

Donde el controlador FACTS de impedancia variable es un convertidor de conmutación natural (conmutación a frecuencia de línea), en la que los voltajes de la línea presentes, facilitan el apagado o encendido de los dispositivos semiconductores. El controlador FACTS, basado en VSC, utiliza convertidores autoconmutados (conmutación controlada a elevadas frecuencias) con implementación de fuentes de voltaje de corriente directa. En términos generales, el controlador FACTS, basado en VSC, posee ventajas sobre los

de impedancia variable. Por ejemplo, un STATCOM es mucho más compacto que un SVC de similar capacidad y técnicamente superior (operación en los cuatro cuadrantes del plano P-Q, independencia del voltaje en el punto de conexión para suministro de reactivos, etc.), pero el costo asociado suele ser mayor (Singh, Saha, Chandra, & Al-Haddad, 2009).

3.4 Controlador FACTS de impedancia variable

3.4.1 Compensador de VAr Estático – SVC

El SVC es un compensador estático de reactivos de conexión paralela, cuyo principal objetivo es la regulación de voltaje en la barra de conexión (inyección o absorción de potencia reactiva). La configuración básica del SVC, dado por el esquema FC-TCR (*“Fixed Capacitor-Reactor Controlled Thyristor”*), compuesto fundamentalmente por un capacitor fijo (susceptancia capacitiva fija, B_C) en paralelo con un reactor controlado por tiristores (susceptancia inductiva variable, B_{TCR}), permite el intercambio de potencia reactiva, capacitiva o inductiva, con el SEP (Mathur & Varma, 2002a).

En Figura 3-1, el Reactor Controlado por Tiristores (TCR) constituye el principal bloque de los SVCs basados en tiristores. Su esquema lo conforma un reactor (X_L) en serie con un conjunto de tiristores en antiparalelo, dando una conducción de la onda de corriente en ambos ciclos, lo que permite el intercambio de potencia reactiva entre el SVC y el SEP. Dependiendo del ángulo de encendido de los semiconductores (tiristores), α , (rango comprendido entre 90° y 180°), el SVC se comporta como Inductor (donde existe

máxima conducción de corriente por los tiristores, $\alpha = 90^\circ$ o $\sigma = 180^\circ$) o como Capacitor (donde existe mínima conducción de corriente $\alpha = 180^\circ$ o $\sigma = 0^\circ$, siendo σ el ángulo de conducción y está dado por $\sigma = 2(\pi - \alpha)$). Ángulos de encendido $0^\circ < \alpha < 90^\circ$ no son permitidos porque producen corrientes asimétricas acompañado de una componente dc. En $90^\circ \leq \alpha \leq 180^\circ$, la susceptancia del TCR, $B_{TCR}(\alpha)$, se detalla en ecuación (3-1).

$$B_{TCR}(\alpha) = \frac{2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha}{\pi X_L}$$

(3-1)

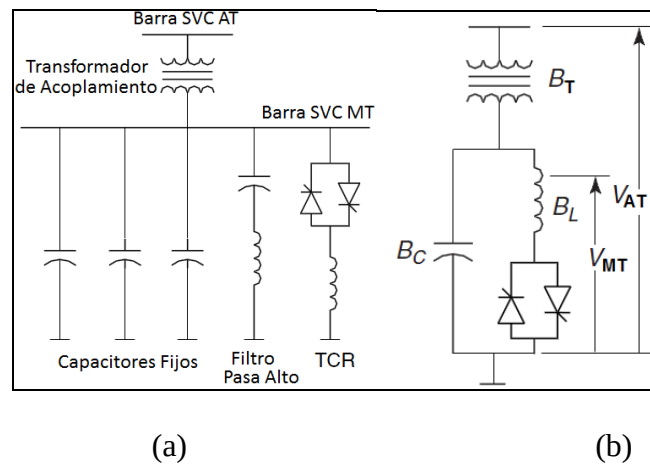


Figura 3-1: Representación esquemática del SVC: (a) Diagrama físico del SVC FC-TCR, (b) Diagrama de susceptancia equivalente. Fuente: (Mathur & Varma, 2002a)

En la ecuación (3-2) se muestra, a frecuencia fundamental, la corriente del SVC (I_{SVC}), expresada en función del voltaje de barra de conexión V_{SVC} y susceptancia B_{SVC} del compensador. El término B_T corresponde a la susceptancia del transformador y B_{TCR} es la susceptancia del reactor controlado por tiristores (susceptancia inductancia variable

desde 0 a B_L). La corriente es considerada positiva cuando la susceptancia del SVC es inductiva.

$$I_{SVC} = -B_{SVC} V_{SVC}$$

$$B_{SVC} = \frac{B_T(B_C + B_{TCR})}{B_T + B_C + B_{TCR}} = \frac{1}{1 + \frac{B_C + B_{TCR}}{B_T}} (B_C + B_{TCR}) \quad (3-2)$$

Para estudios de estado estable y dinámico, el SVC es representado como una susceptancia variable (B_{SVC}). Si el SVC provee de potencia reactiva al sistema, B_{SVC} es capacitiva y $B_{SVC} > 0$, en cambio, si el SVC es inductivo, éste absorbe potencia reactiva del sistema y $B_{SVC} < 0$ (Zhou, 1993).

Referente a la característica de control V-I, de estado estable, del SVC (Figura 3-2), el segmento OAB determina el rango de control del SVC, OA es el límite capacitivo, BC límite inductivo. La pendiente OA es la susceptancia del capacitor fijo B_C ($\alpha = 180^\circ$ o $\sigma = 0^\circ$), mientras que la pendiente OBC es la susceptancia del reactor B_L ($\alpha = 90^\circ$ o $\sigma = 180^\circ$). Una pendiente positiva (en el rango 1-10%, con valores típicos de 3-5%) es empleada en la característica de control del SVC (segmento AB) (Padiyar, 2007).

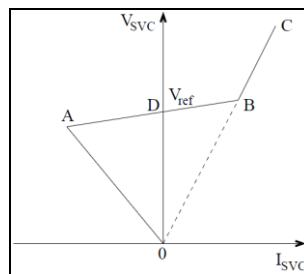
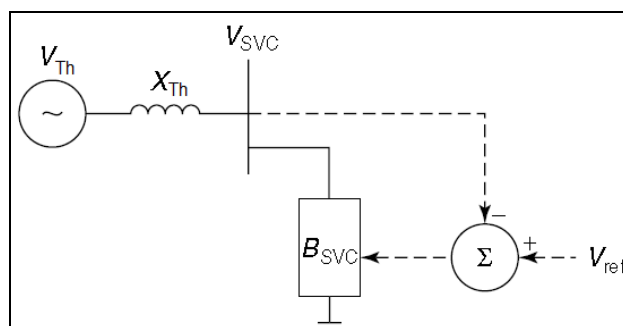


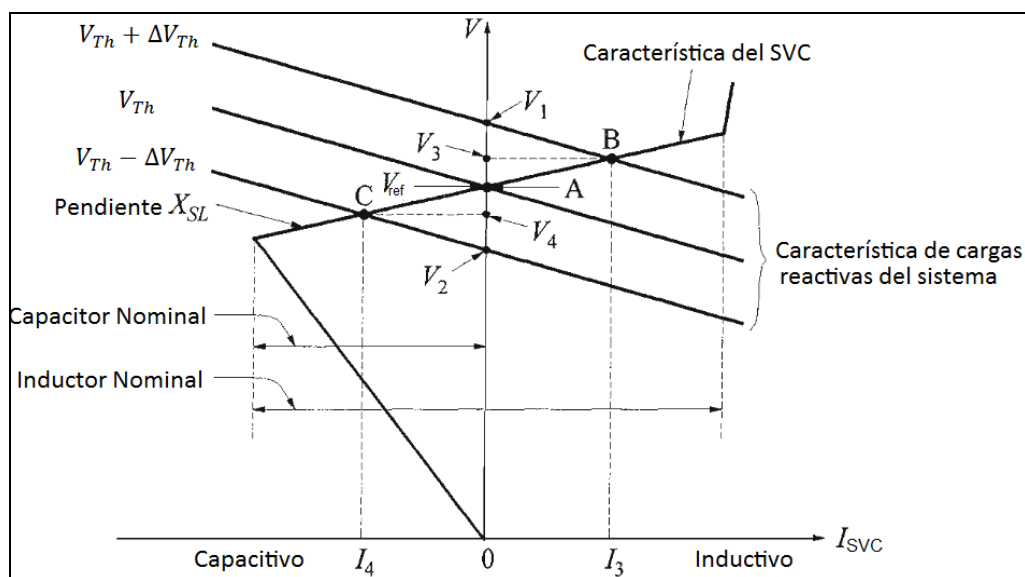
Figura 3-2: Característica de control V-I del SVC. Fuente: (Padiyar, 2007)

3.4.1.1 Característica de operación en estado estable SVC – SEP

Se examina la característica de operación V - I , de estado estable, del sistema de potencia y SVC (Canizares, 2000; Kundur, 1994a; Padiyar, 2007). A tal fin, considere el sistema de la Figura 3-3 (a).



(a)



(b)

Figura 3-3: Característica de operación del SVC: (a) SVC instalado en el sistema de potencia, (b) Operación V - I del SVC y SEP. Fuente: (Kundur, 1994a)

En la Figura 3-3(a), el voltaje de barra V_{SVC} , dado por la característica del SEP, se calcula según ecuación (3-3), donde V_{Th} y X_{Th} son, respectivamente, el voltaje y reactancia de Thevenin, visto desde la barra del SVC. Una pendiente negativa (reactancia inductiva) es utilizada para la operación del SEP.

$$V_{SVC} = V_{Th} - X_{Th}I_{SVC} \quad (3-3)$$

Por otro lado, visto desde el rango de control del SVC, el voltaje de barra V_{SVC} es obtenido de ecuación (3-4), donde X_{SL} es la pendiente de la característica de control del SVC y V_{ref} es el voltaje de referencia del SVC cuando $I_{SVC}=0$.

$$V_{SVC} = V_{ref} + X_{SL}I_{SVC} \quad (3-4)$$

Combinando las ecuaciones (3-3) y (3-4) se obtiene la expresión del control de voltaje de barra del SVC, determinado por la característica de operación del SEP y control del compensador estático paralelo.

$$V_{SVC} = \frac{V_{Th}X_{SL}}{X_{SL} + X_{Th}} + \frac{V_{ref}X_{Th}}{X_{SL} + X_{Th}} \quad (3-5)$$

En Figura 3-3(b), la característica de operación V - I , formado por la intersección de las rectas, que muestran las pendientes de operación del sistema y control del SVC, establece que si el voltaje del sistema aumenta ΔV_{Th} (por ejemplo, debido a un

decremento carga), el voltaje de barra V_{SVC} incrementará a V_1 sin SVC. Con SVC, el punto de operación se mueve a B , absorbiendo corriente reactiva inductiva I_3 y el voltaje se mantiene en V_3 . De manera similar, si el voltaje del sistema decrementa ΔV_{Th} , el SVC mantiene el voltaje en V_4 en vez de V_2 sin SVC, inyectando corriente reactiva capacitiva I_4 .

El intercambio de potencia reactiva del SVC con el SEP, es dado por (3-6).

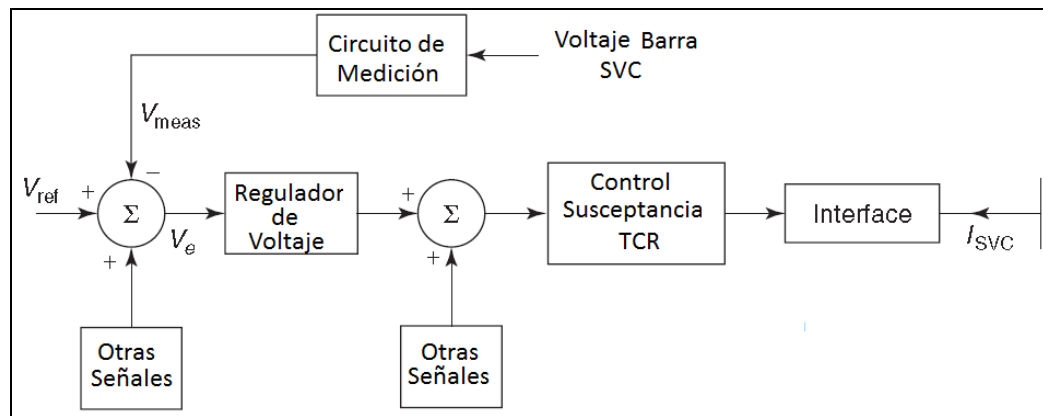
$$Q_{SVC} = -B_{SVC} V_{SVC}^2 \quad (3-6)$$

Si B_{SVC} es capacitiva, $B_{SVC} > 0$, se tiene un $Q_{SVC} < 0$ (inyección de potencia reactiva al SEP). Por el contrario, si B_{SVC} es inductiva, $B_{SVC} < 0$, el resultado es $Q_{SVC} > 0$ (consumo de potencia reactiva desde el SEP).

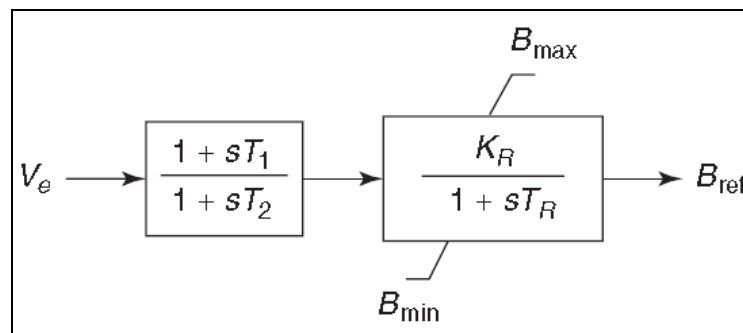
3.4.1.2 Modelo dinámico en pequeña señal del SVC

De la estructura básica del SVC (FC-TCR), la representación en diagrama de bloques se muestra en Figura 3-4. Para ello se utiliza el modelo IEEE-1 (Mathur & Varma, 2002b; Milano, 2010; Taylor, 1994), que corresponde a un formato de ganancia/constante de tiempo, en la que la función de transferencia del circuito de medición y control de susceptancia por tiristor, normalmente es unitaria; el regulador de voltaje es de tipo proporcional y de ganancia K_R . La ganancia K_R (inverso de la pendiente característica de control del SVC) fluctúa en el rango de 20 pu (5% de pendiente) y 100 pu (1% de pendiente) en base de potencia nominal del SVC. La constante de tiempo T_R , usualmente

está entre 20 y 150 ms y las constantes de tiempo T_1 y T_2 , en la mayoría de los casos son cero. El limitador de susceptancia (B_{min} , B_{max}) establece valores máximos de operación del SVC (B_L y B_C , para límites inductivos y capacitivos, respectivamente).



(a)



(b)

Figura 3-4: Representación en diagrama de bloques del SVC: (a) Diagrama según Modelo1 IEEE, (b) Diagrama regulador de voltaje. Fuente: (Mathur & Varma, 2002b)

En Figura 3-4(a), la variable de control medida V_{meas} es comparada con una referencia V_{ref} y una señal de error es generada V_e , señal que es utilizada en la entrada de la función

de transferencia del regulador (Figura 3-4(b)). La salida del regulador es una señal de susceptancia variable, generada para reducir la señal de error, en estado estable, al valor cero. Por último, la señal de susceptancia es transmitida al circuito de generación de pulsos de compuerta de los tiristores.

Para análisis de estabilidad de pequeña señal, el modelo dinámico del SVC se determina por la ecuación diferencial (3-7) y el diagrama de bloques de Figura 3-5 (Bikash & Balarko, 2005b).

$$\frac{d}{dt}\Delta B_{SVC} = \frac{K_R(\Delta V_{ref} - \Delta V_t) - \Delta B_{SVC}}{T_R}$$

(3-7)

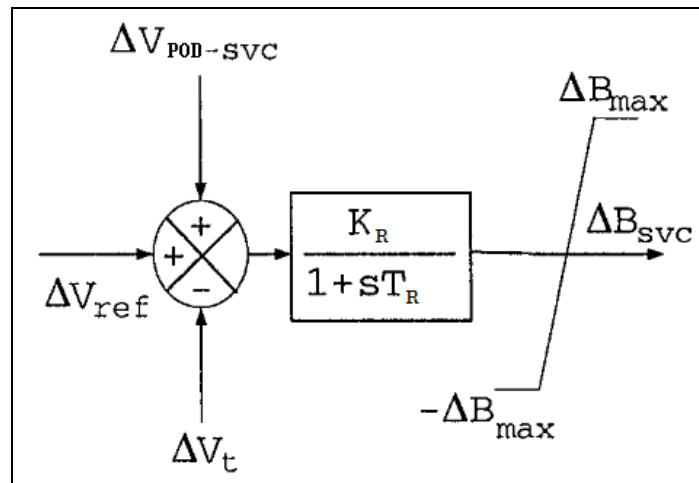
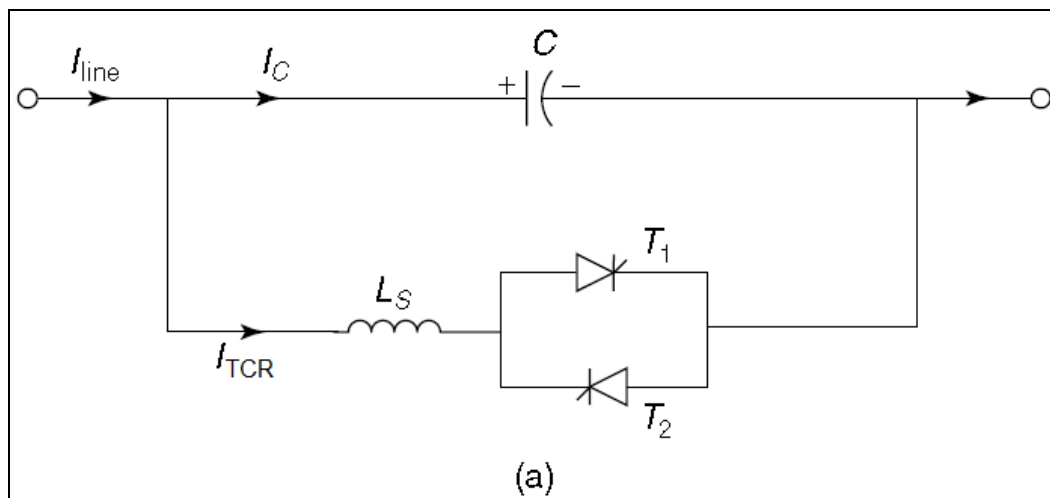


Figura 3-5: Modelo dinámico del SVC en pequeña señal. Fuente: (Bikash & Balarko, 2005b)

3.4.2 Capacitor en Serie Controlado por Tiristores – TCSC

El Capacitor en Serie Controlado por Tiristores, TCSC, es un compensador estático de reactivos que efectúa un control dinámico sobre el grado de compensación serie en la reactancia de una línea de transmisión, regulando por tanto, el flujo de potencia a través de la línea. El funcionamiento es semejante al SVC (SVC FC-TCR), pero en configuración serie (Milano, 2010). El esquema básico del TCSC (módulo simple, Figura 3-6(a)) lo constituye un capacitor serie C en paralelo con un reactor controlado por tiristores L_S . En el sistema multimódulo (TCSC real, Figura 3-6(b)), la combinación de un capacitor serie fijo C_F es acompañado de un conjunto de módulos básicos, donde los capacitores $C_1, C_2, \dots, C_n$, de los diferentes módulos, son de valor diferente para proveer un control de reactancia más amplio. El reactor, en serie con el tiristor en antiparalelo, es dividido en dos secciones, con el objeto de proteger las válvulas de tiristores frente a un cortocircuito en el reactor (Mahajan, 2006; Mathur & Varma, 2002e; Padiyar, 2007).



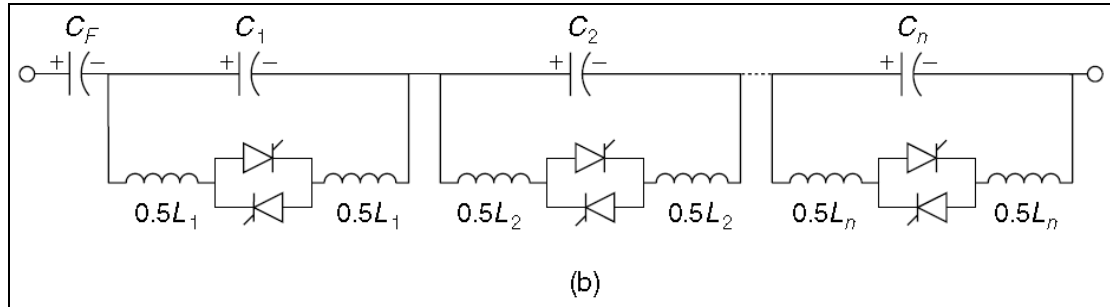


Figura 3-6: Representación esquemática del TCSC: (a) Diagrama de módulo simple, (b) Diagrama de sistema multimódulo. Fuente: (Mathur & Varma, 2002e)

Con el esquema de módulo básico de Figura 3-6(a), el circuito del TCSC (Figura 3-7) define la impedancia del TCSC Z_{TCSC} (ecuación (3-8)) y corriente I_{TCR} (ecuación (3-9)) que circula por el TCR (Reactor Controlado por Tiristores). X_C es la reactancia capacitiva, X_{TCR} reactancia inductiva variable e I_L corriente de línea.

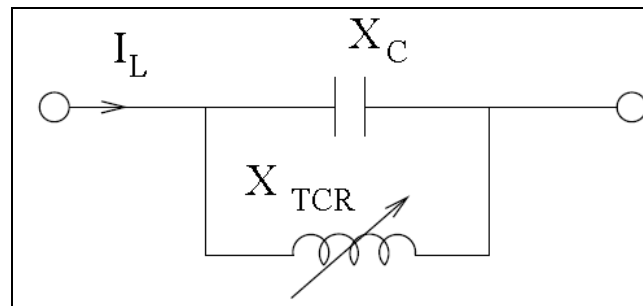


Figura 3-7: Representación circuital del TCSC de módulo simple. Fuente: (Padiyar, 2007)

$$\bar{Z}_{TCSC} = \frac{-jX_C \cdot jX_{TCR}}{j(X_{TCR} - X_C)} = \frac{-jX_C}{\left(1 - \frac{X_C}{X_{TCR}}\right)} \quad (3-8)$$

$$\bar{I}_{TCR} = \frac{-jX_C}{j(X_{TCR} - X_C)} \bar{I}_L = \frac{\bar{I}_L}{\left(1 - \frac{X_{TCR}}{X_C}\right)} \quad (3-9)$$

Al considerar negada las pérdidas, la impedancia del TCSC (Z_{TCSC}) es netamente reactiva (X_{TCSC} , ecuación (3-10)), siendo capacitiva si cumple que $X_C < X_{TCR}$. Con $X_{TCR} = \infty$, los tiristores se encuentran bloqueados e $I_{TCR}=0$.

$$X_{TCSC} = \frac{X_C}{\left(1 - \frac{X_C}{X_{TCR}}\right)} \quad (3-10)$$

En ecuación (3-10), para la condición $X_C < X_{TCR}$, la corriente I_{TCR} está 180° fuera de fase respecto de la corriente de línea I_L , o I_L está en fase con $-I_{TCR}$ (TCSC en operación capacitiva, Figura 3-8(a)). Para la condición $X_C > X_{TCR}$, la reactancia efectiva del TCSC (X_{TCSC}) es negativa, implicando que se comporta como reactor (TCSC en operación inductiva, Figura 3-8(b)).

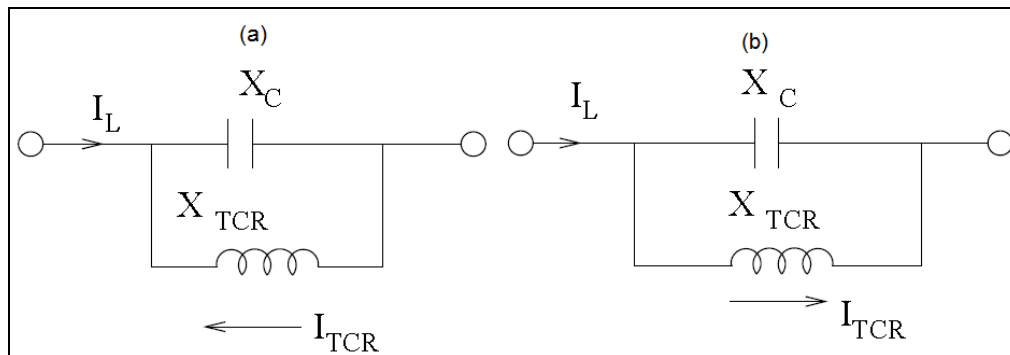


Figura 3-8: Operación del TCSC: (a) Operación capacitiva, (b) Operación inductiva. Fuente: (Padiyar, 2007)

3.4.2.1 Modos de operación del TCSC

Con la instalación del TCSC, el intercambio de reactivos del capacitor fijo (C_F) con el SEP, es de naturaleza variable y continua, debido a la cancelación parcial de la capacitancia efectiva de compensación al emplear un reactor controlado por tiristores (TCR). La reactancia inductiva variable y continua del TCR es controlada por el ángulo de disparo de los tiristores α . Según el valor del ángulo α , el TCSC puede presentar tres modos básicos de operación: “*bypass*”, bloqueo y vernier (Gonzalez, Cardona, Isaac, & Lopez, 2007; Larsen, Clark, Miske, & Urbanek, 1994; Mathur & Varma, 2002e).

- a) Modo de Tiristor bypassado.- En este modo, los tiristores se encuentra totalmente conduciendo en el circuito, con ángulo de conducción de 180° . El módulo del TCSC se comporta como una combinación paralelo capacitor-reactor, con corriente inductiva neta a través del módulo. La mayor parte de corriente de línea fluye a través del reactor y válvulas de tiristores, con alguna parte de corriente fluyendo a través del capacitor. Es importante distinguir entre dos posibles modos *bypass* en el TCSC: (1) Modo “*breaker-bypass*”,

utilizado para protección y mantenimiento, (2) Modo “bypass” por tiristor, usado para control (Figura 3-9(a)).

- b) Modo de Tiristor bloqueado.- Conocido como modo espera, los pulsos de encendido de los tiristores son bloqueados, no permitiendo el flujo de corriente por las válvulas. La reactancia del TCSC es la misma que la del capacitor fijo. Operación generalmente no permitida o prohibida (Figura 3-9(b)).
- c) Modo de conducción parcial de los tiristores (Modo Vernier).- Para este modo, el ángulo de encendido de los tiristores se encuentra en la región de $\alpha_{min} < \alpha < 180^\circ$, estableciendo una conducción parcial en los tiristores (α_{min} es un ángulo superior al ángulo de resonancia α_{res} correspondiente a la resonancia paralela entre el TCR y el capacitor fijo, a frecuencia fundamental). Bajo esta condición, el TCSC se comporta, o bien como modo de reactancia capacitiva controlable, o como modo de reactancia inductiva controlable, dependiendo de la variación del ángulo de encendido del par de tiristores. Una transición suave del modo inductivo a capacitivo (o viceversa) no es permitido a causa de la región resonante entre los dos modos. Generalmente el control vernier es usado solo en la región capacitiva y no en la región inductiva.
 - 1) Modo vernier capacitivo.- El valor efectivo de reactancia (X_{TCSC} en la región capacitiva) incrementa conjuntamente con el ángulo de conducción de los tiristores σ desde el valor cero (bajo nivel de conducción de los tiristores, Figura 3-9(c)).
 - 2) Modo vernier inductivo.- El valor efectivo de la reactancia (X_{TCSC} en la región inductiva) incrementa con el ángulo de conducción σ reducido desde 180° (elevado nivel de conducción de los tiristores, Figura 3-9(d)).

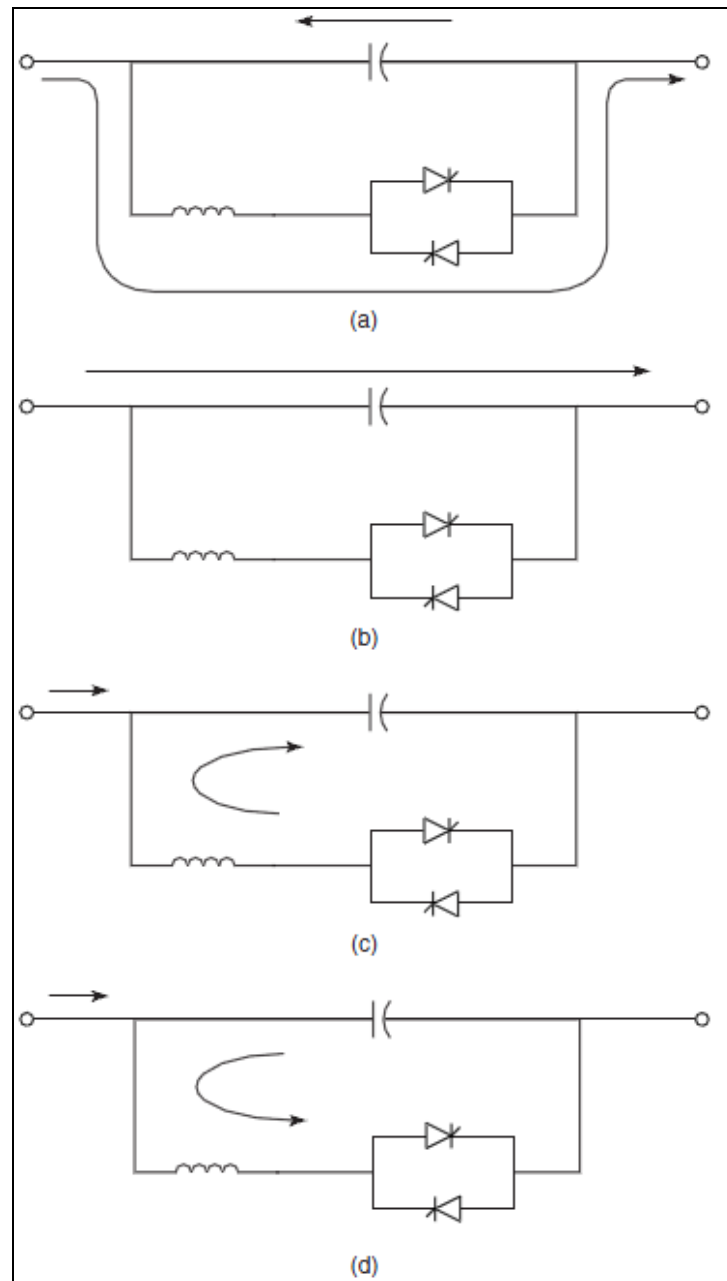


Figura 3-9: Modos de operación del TCSC: (a) Modo de tiristor bypassado, (b) Modo de tiristor bloqueado, (c) Modo vernier capacitivo, (d) Modo vernier inductivo. Fuente: (Mathur & Varma, 2002d)

3.4.2.2 Operación en estado estable del TCSC

El control de ángulo de encendido de los tiristores del TCSC permite obtener una capacitancia efectiva variable, capacitancia utilizada para compensar parte de la inductancia de la línea a la cual el dispositivo FACTS se conecta, logrando controlar, por tanto, el flujo de potencia a través de la línea (Bikash & Balarko, 2005b; Zhang et al., 2006). La acción de control es expresado en términos de porcentaje de compensación k_c definida por ecuación (3-11), donde X_L es la reactancia de la línea y X_C la reactancia efectiva capacitiva del compensador serie.

$$k_c = \frac{X_C}{X_L} \times 100 \% \quad (3-11)$$

Con el TCSC instalado en una línea de transmisión, entre las barras k y m , con resistencia de la línea negada por simplicidad de cálculos; la corriente de línea I_L , que atraviesa la reactancia capacitiva del compensador serie, permite modelar al TCSC como una fuente de voltaje V_{TCSC} , según ecuación (3-12) y Figura 3-10(a).

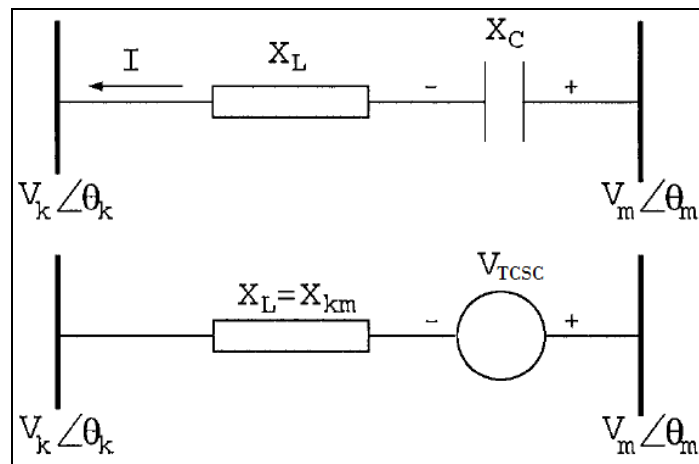
$$\bar{V}_{TCSC} = -jX_C \bar{I}_L \quad (3-12)$$

Reemplazando la fuente de voltaje V_{TCSC} por un equivalente de fuente de corriente I_{TCSC} , en paralelo con la línea, el TCSC puede ser ajustado como dispositivo de inyección de

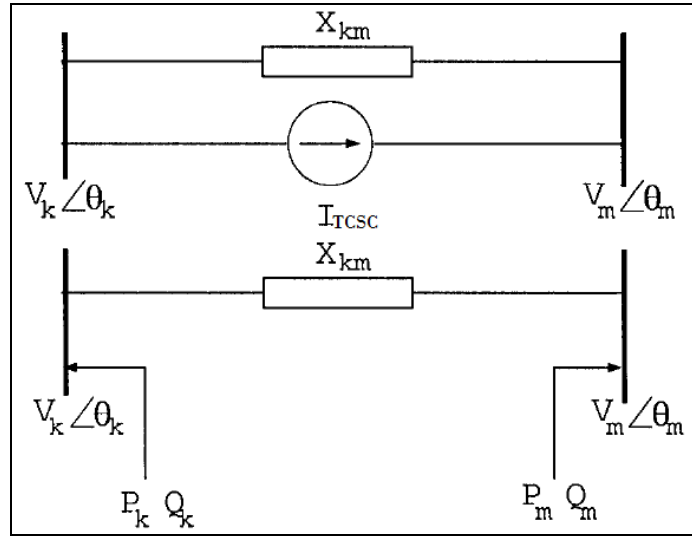
corriente, donde las barras k y m permiten establecer los terminales del FACTS. Lo anterior se muestra en Figura 3-10(b) y ecuación (3-13).

$$\bar{I}_{TCSC} = \frac{\bar{V}_{TCSC}}{X_{km}}$$

(3-13)



(a)



(b)

Figura 3-10: Instalación del TCSC en una línea de transmisión: (a) Modelo de fuente de voltaje, (b) Modelo de inyección de corriente. Fuente: (Bikash & Balarko, 2005b)

La fuente de corriente I_{TCSC} corresponde a las inyecciones de potencia $\bar{S}_k$ y $\bar{S}_m$ dado por:

$$\bar{S}_k = \bar{V}_k (-\bar{I}_{TCSC})^*$$

$$\bar{S}_m = \bar{V}_m (\bar{I}_{TCSC})^*$$

(3-14)

De (3-14), la inyección de potencia activa y reactiva del TCSC, entre las barras k y m , son calculadas por ecuación (3-15), donde k_c es el porcentaje compensación, B_{km} es parte de la admitancia de la línea, P_k , P_m , Q_k , Q_m , son respectivamente, el flujo de potencia activa y reactiva por las barras k y m . Durante análisis de flujo de carga, el TCSC es

modelado como admitancia capacitiva constante (Bikash & Balarko, 2005b; Noroozian, Angquist, Ghandhari, & Andersson, 1997).

$$P_k = \frac{k_c}{(1 - k_c)} V_k V_m B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)$$

$$Q_k = \frac{k_c}{(1 - k_c)} B_{km} [V_k^2 - V_k V_m \cos(\theta_k - \theta_m)]$$

$$P_m = \frac{k_c}{(1 - k_c)} V_m V_k B_{km} \sin(\theta_m - \theta_k)$$

$$Q_m = \frac{k_c}{(1 - k_c)} B_{km} [V_m^2 - V_m V_k \cos(\theta_m - \theta_k)]$$

(3-15)

3.4.2.3 Modelo dinámico a pequeña señal del TCSC

En operación de estado estable y ante contingencias, el TCSC debe incluir funciones de control y de protección (modo “*breaker-bypass*”). Las funciones de control incorporan dos niveles (Martins et al., 2000; Mathur & Varma, 2002c; Padiyar, 2007):

- Nivel módulo
- Nivel común (para todos los módulos del TCSC).

En nivel módulo, se ejecutan maniobras, entre otras, de control de reactancia, amortiguamiento de resonancia subsíncrona (SSR) y bypass (modo bypass por tiristor).

En nivel común, se realizan acciones de control de programación de potencia,

estabilidad transitoria, amortiguamiento de oscilaciones de potencia, etc. Para los dos niveles, son tomados como datos de entrada señales de corriente de línea y voltaje del TCSC.

Operando en modo de control de potencia programada, el TCSC permite los siguientes controles:

- Control de corriente constante (CC).
- Control de ángulo constante (AC).
- Control de potencia constante (PC).

El principal objetivo del control de potencia programada, es mantener constante un flujo de potencia, en líneas paralelas, luego de una perturbación.

Dependiendo de la estrategia de control implementada en el TCSC, las siguientes representaciones, en diagramas de bloques, son mostradas:

a) Controlador de Impedancia Constante

El control de impedancia constante es el control más básico del TCSC, usado principalmente para control de flujo de potencia (Figura 3-11). El nivel de compensación serie deseado, en estado estable, es expresado en la reactancia de referencia del controlador X_{ref} . El valor de referencia es modificado por señales auxiliares: (i) X_{mod} (reactancia de modulación) para el amortiguamiento de oscilaciones de potencia, (ii) X_{aux} obtenida del controlador de flujo de potencia externo (Centro de Control de Energía) y una señal X_{des} es obtenida. Límites basados en la curva “ X_{TCSC} vs Corriente de línea” del TCSC son agregados. El controlador es modelado como un bloque de primer orden, en

atraso, que refleja la acción del TCSC, con valor en la constante de tiempo T_{TCSC} del orden de 15 a 20 ms. La salida del controlador X_{TCSC} , mediante linealización, determina el ángulo de encendido de los tiristores (TCR) y permite obtener el valor de reactancia requerido.

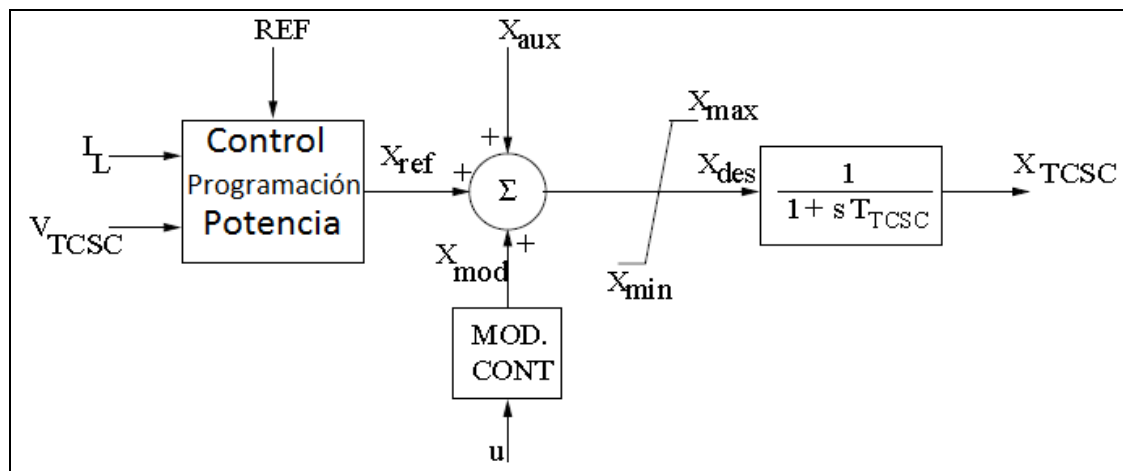


Figura 3-11: Representación en diagrama de bloques del controlador TCSC de impedancia constante. Fuente: (Mathur & Varma, 2002e)

La característica dinámica del TCSC, para estudios de estabilidad de pequeña señal, en el esquema de módulo simple, se muestra en la ecuación (3-16) y Figura 3-12, donde Δk_c es el cambio incremental de k_c (ecuación (3-11)), Δk_{c-ref} especifica la referencia (grado de compensación de la línea), Δk_{c-ss} para señal auxiliar (POD) y (k_{c-min}, k_{c-max}) son límites de compensación (Bikash & Balarko, 2005b; Milano, 2010).

$$\frac{d}{dt}\Delta k_c = \frac{1}{T_{tcsc}}(-\Delta k_c + \Delta k_{c-ref} + \Delta k_{c-ss})$$

(3-16)

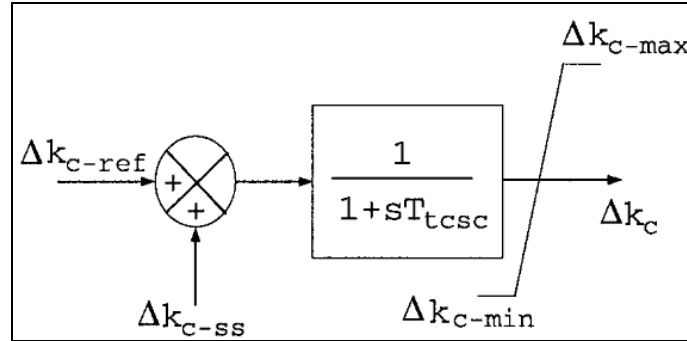


Figura 3-12: Modelo dinámico del TCSC de módulo simple en pequeña señal.

Fuente: (Bikash & Balarko, 2005b)

b) Controlador de Potencia Programada

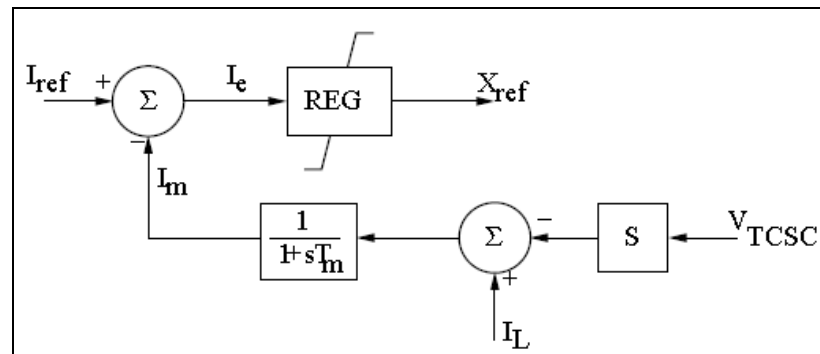
i. Controlador CC y AC

El diagrama de bloques del controlador de corriente constante (CC) y ángulo constante (AC) se muestra en Figura 3-13(a). La corriente de línea, al que se conecta el TCSC, I_L , es medida y filtrada (a través de la constante de tiempo T_m que corresponde a un filtro pasa-bajo, de primer orden, asociado al circuito de medición de la corriente de línea I_L y el voltaje del TCSC V_{TCSC}) para ser comparada con una referencia, I_{ref} , originando una señal de error que permitirá la actuación del regulador del TCSC. Para diferenciar la acción del controlador del TCSC en modo de CC y de AC, el parámetro S será seteado en $S=0$ para control de corriente constante y $S=1/X_{net}$ para control de ángulo constante.

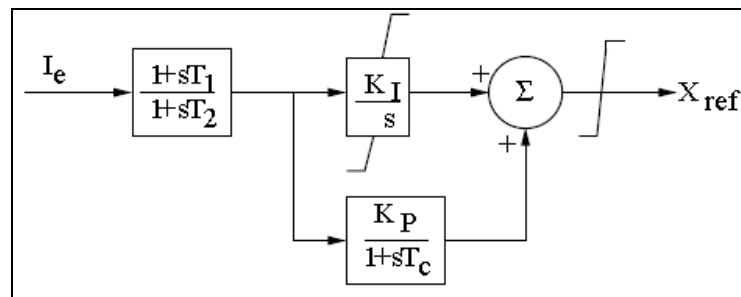
X_{net} es la reactancia neta de la línea dada por ecuación (3-17), donde X_L es la reactancia de línea y X_{FC} es la reactancia del capacitor fijo (Figura 3-6(b)).

$$X_{net} = X_L - X_{FC}$$

(3-17)



(a)



(b)

Figura 3-13: Representación en diagrama de bloques del controlador TCSC de programación de potencia: (a) Diagrama controlador CC y AC, (b) Diagrama del regulador para CC y AC. Fuente: (Mathur & Varma, 2002c)

El diagrama de bloques del regulador del TCSC, para CC y de AC, se muestra en Figura 3-13(b). El regulador consta de un controlador PI , en cascada con un circuito de adelanto de fase. La ganancia proporcional K_P puede ser cero si se requiere únicamente del control integral. La ganancia K_I es positiva para control de CC y negativa para control de AC. La salida del regulador X_{ref} es utilizada como señal de referencia (Figura 3-11), pudiendo tener negado los valores que indican las dinámicas del TCSC (T_{TCSC}).

Con instalación del TCSC multimódulo en línea $k-m$ y, tomando V_L como la caída de tensión entre las barras k y m , expresado por ecuación (3-18), se tiene que la magnitud de corriente en la línea compensada se calcula por ecuación (3-19), siendo X_{net} calculada por (3-17) y V_{TCSC} es el voltaje en el TCSC (positiva para voltaje capacitivo y negativo para voltaje inductivo.)

$$V_L = I_L X_{net} - V_{TCSC} = V_{L-ref} \quad (3-18)$$

$$I_L = \frac{V_L + V_{TCSC}}{X_{net}} \quad (3-19)$$

Rearreglando términos en (3-19):

$$\frac{V_L}{X_{net}} = \frac{V_{L-ref}}{X_{net}} = I_{ref} = I_L - \frac{V_{TCSC}}{X_{net}}$$

$$I_{ref} - \left(I_L - \frac{V_{TCSC}}{X_{net}} \right) = 0 \quad (3-20)$$

La ecuación (3-20) muestra la señal de error utilizada por el regulador del TCSC. Para control de corriente constante (CC, Figura 3-13(a), $S=0$), si la señal de error I_e es positiva, el regulador tendrá que incrementar X_{TCSC} para aumentar la corriente de línea y reducir la señal de error. Respecto al control de ángulo constante (AC, Figura 3-13(a), $S=I/X_{net}$), si la señal de error I_e es positiva, la caída de tensión en la línea es menor que la referencia y X_{TCSC} (asumida en la región capacitiva) debe ser reducido.

ii. Controlador PC

El esquema del controlador TCSC de potencia constante se detalla en Figura 3-14, donde P_{ref} es el nivel de potencia programado por el TCSC. La potencia de línea P_{Line} es calculada y normalizada (valores en pu) para asegurar consistencia con la señal de potencia de referencia. El regulador es de tipo PI , cuya señal de salida, de susceptancia variable, está sujeta a límites (curva “ X_{TCSC} vs Corriente de línea” del TCSC). Un bloque de linealización convierte la señal de susceptancia a señales de ángulo de encendido de los tiristores. La unidad de Selector de Modo de Operación es generalmente usado para protección del TCSC, con modos TSR (condiciones de falla) y Modo Espera (operación no conducción TCR).

Respecto de la característica dinámica del TCSC, en pequeña señal, para el esquema multimódulo, se da en ecuación (3-21).

$$\frac{d}{dt}\Delta X = K_i(\Delta P_{ref} - \Delta P_{Line})$$

$$\Delta X_{ref} = K_p(\Delta P_{ref} - \Delta P_{Line}) + \Delta X$$

$$\frac{d}{dt}\Delta B_{TCSC} = \frac{1}{T_{TCSC}}(\Delta X_{ref} - \Delta B_{TCSC})$$

(3-21)

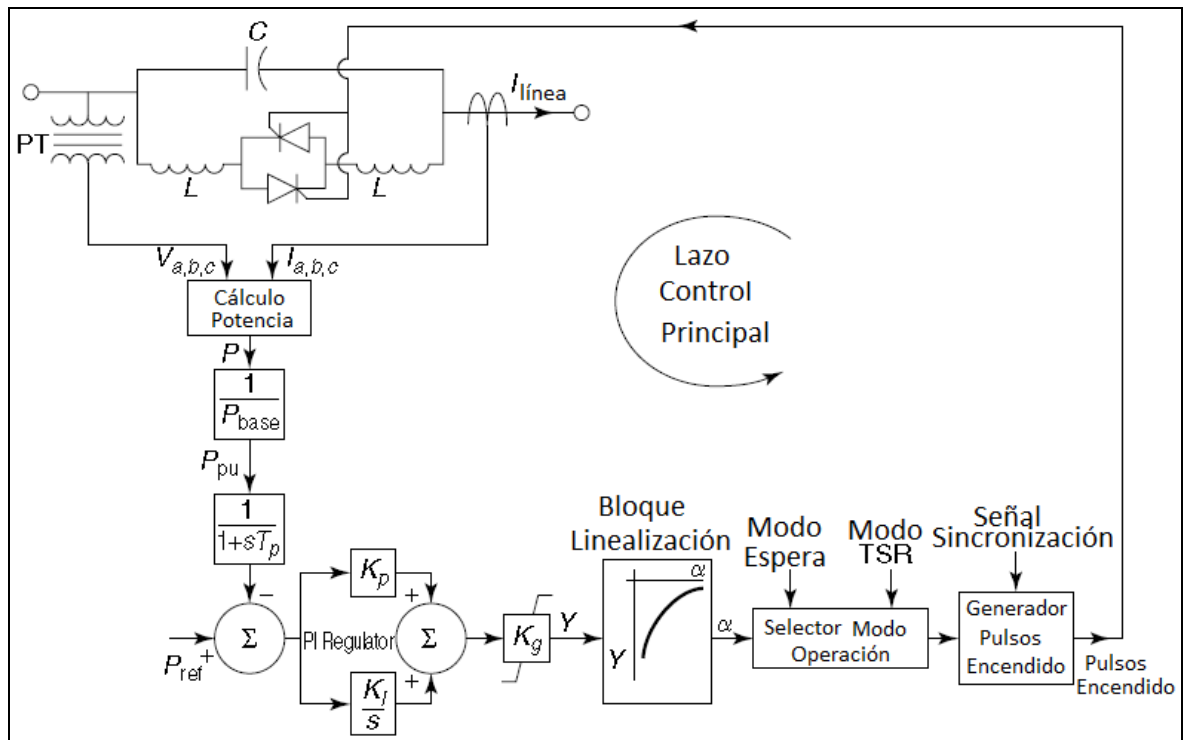


Figura 3-14: Representación en diagrama de bloques del controlador TCSC de potencia constante. Fuente: (Mathur & Varma, 2002c)

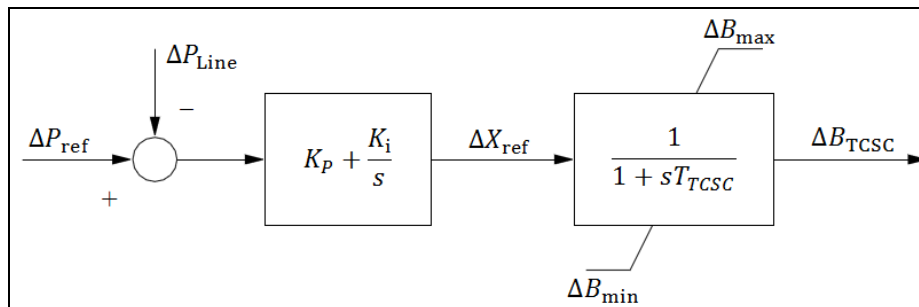


Figura 3-15: Modelo dinámico TCSC del sistema multimódulo en pequeña señal. Fuente: (Milano, 2010)

Figura 3-15 detalla el modelo dinámico en pequeña señal del TCSC (estrategia de control de potencia constante), en las que ΔP_{ref} y ΔP_{Line} corresponden, respectivamente, al cambio incremental de potencia de referencia y de línea, $(\Delta B_{min}, \Delta B_{max})$ son los límites de susceptancia y ΔB_{TCSC} es la susceptancia serie variable del TCSC.

Dado que el modelo del TCSC asigna un valor positivo a la reactancia capacitiva, el valor de X_{TCSC} es multiplicado por un signo negativo para asegurar la consistencia con la convención usada en estudios de flujos de potencia y estabilidad.

3.5 FACTS aplicados para el amortiguamiento de oscilaciones de potencia de baja frecuencia – Controlador POD

La función principal de los dispositivos FACTS es la de proveer compensación reactiva al sistema (mediante configuración serie o paralela) y modificar las condiciones de operación del SEP. Se pueden implementar funciones de control auxiliar en los

dispositivos FACTS, con el objetivo de proveer amortiguamiento de oscilaciones de potencia de baja frecuencia.

La estructura de control suplementario es conocida como POD (*“Power Oscillations Damping”*) y utiliza señales de entrada locales (como frecuencia de barra, corriente de línea, potencia activa/reactiva, entre otras) para lograr el amortiguamiento requerido por el SEP.

En forma general, la composición del POD es semejante al de los Estabilizadores de Sistemas de Potencia (PSS), es decir, están conformados por los siguientes bloques de control:

- Ganancia estabilizadora, que proporcionará el amortiguamiento requerido.
- Filtro “washout” utilizado como filtro pasa-bajos (no actuación de los controles POD en operación de estado estable del SEP).
- Bloques de compensación de fase para obtener una respuesta deseada de control.
- Limitador de señal de salida del POD.

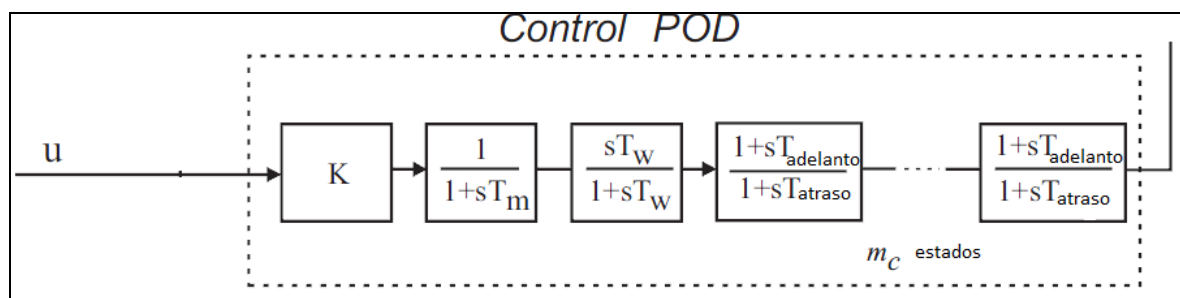


Figura 3-16: Representación en diagrama de bloques del controlador POD para dispositivos FACTS. Fuente: (Sadikovic, 2000)

Siendo:

K ,	Ganancia estabilizadora	[pu]
T_m ,	Constante de tiempo del circuito de medición	[s]
$T_{adelanto}$,	Constante de tiempo del compensador de fase (adelanto)	[s]
T_{atraso} ,	Constante de tiempo del compensador de fase (atraso)	[s]
m_{c_stages} ,	Número de bloques de compensación de fase	[-]

Normalmente la salida del controlador auxiliar (POD) es aplicado en el primer sumador (comparador entre las señales de referencia y medición) de una estructura de control de dispositivos FACTS. El controlador POD modifica la referencia de la señal controlada solo cuando ocurre un cambio en la señal de entrada. En estado estable, esta contribución es cero.

4. DISEÑO DE CONTROLADORES POD PARA DISPOSITIVOS FACTS MEDIANTE ANÁLISIS EN EL DOMINIO DE LA FRECUENCIA

4.1 Introducción

En sistemas eléctricos de potencia, la instalación de dispositivos FACTS agregando controladores suplementarios POD, permite mejorar la estabilidad del SEP (frente a perturbaciones de pequeña y gran señal), aumentando la razón de amortiguamiento del sistema. El diseño de sistemas de control con retroalimentación, por medio de ajuste de ganancia y bloques de compensación de fase (utilizando respuesta en el dominio de la frecuencia), es la base del diseño del controlador POD. En este capítulo, el diseño del controlador parte del Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal del sistema de potencia, donde por el método de Análisis Modal, se determinan las matrices de espacios de estados del SEP conjuntamente con los dispositivos FACTS. El cálculo de los valores propios, a partir de la matriz de estados, permite determinar en ciertos casos polos inestables o la mayor parte de las veces polos pobremente amortiguados. La frecuencia de oscilación de estos polos, representada en el diagrama de Nyquist, es utilizada para realizar la sintonización adecuada de las constantes de tiempo de los bloques compensadores de fase y asegurar la estabilidad del sistema. Por último, el ajuste de la razón de amortiguamiento del sistema se establece a través de la técnica del lugar geométrico de las raíces.

4.2 Análisis modal y oscilaciones de potencia de baja frecuencia

Mediante el Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal, específicamente a través del método de Análisis Modal, se establece las características dinámicas del SEP, como: frecuencia de resonancia o modos de oscilación, amortiguamiento y patrón asociado con la deformación del sistema o actividad relativa de las variables de estado, cuando un modo es excitado. Cada modo de oscilación, representado por un número complejo λ , denominado valor propio se expresa según ecuación (4-1) (Calderón-Guizar, 2008; Kundur, 1994c; Rogers, 2000b):

$$\lambda = \sigma \pm j\omega = \zeta\omega_n \pm j\omega_n\sqrt{1 - \zeta^2} \quad (4-1)$$

La parte real de los valores propios σ da información respecto del amortiguamiento del modo (valores negativos indican oscilaciones que se amortiguan en el tiempo, valores positivos reflejan oscilaciones que incrementan, en amplitud, en el transcurso del tiempo). La parte imaginaria ω mide la velocidad angular del modo de oscilación, ζ entrega el amortiguamiento relativo del sistema y, ω_n muestra la frecuencia natural de oscilación del sistema sin amortiguamiento.

En el plano complejo de los valores propios, según la ubicación de éstos, se obtiene la información respecto de la estabilidad y comportamiento del sistema, existiendo los siguientes casos (Argüello & Flores, 2005):

Respuesta unidireccional amortiguada	$\omega = 0, \sigma < 0$
Respuesta oscilatoria amortiguada	$\omega \neq 0, \sigma < 0$
Respuesta oscilatoria de amplitud constante	$\omega \neq 0, \sigma = 0$
Respuesta oscilatoria con oscilaciones crecientes sin límite	$\omega \neq 0, \sigma > 0$
Respuesta unidireccional monótonamente creciente	$\omega = 0, \sigma > 0$

Con la razón de amortiguamiento ζ definida en ecuación (4-2), se considera que el sistema eléctrico de potencia, es estable, en pequeña señal, si todos los modos electromecánicos presentan porcentaje de amortiguamiento: (i) superior al 5% para condiciones normales de operación, y (ii) superior al 3% para el caso de pérdida de un elemento de la red (Rogers, 2000b). Si el sistema no cumple con estos valores, se debe analizar los modos problema y, mediante técnica de Factores de Participación, del Análisis Modal, identificar sus causas y soluciones.

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad (4-2)$$

La frecuencia de oscilación, en Hz, para cada modo se calcula según ecuación (4-3), donde los modos de oscilación electromecánicos de baja frecuencia, definidas como oscilaciones del ángulo de rotor (δ) de generadores conectados al SEP (Kundur et al., 2004), son los requeridos para estudios de estabilidad de los sistemas de potencia. Las oscilaciones con rango de frecuencia entre 0.8 Hz a 2.0 Hz, hace referencia a estudios de estabilidad local, y corresponden a oscilaciones producidas por un generador, o grupo de generadores, oscilando frente al resto del sistema. En cambio, los modos oscilantes en el rango de frecuencia de 0.1 Hz a 0.7 Hz, son inherentes a estudios de estabilidad global y son oscilaciones producidas por un grupo de generadores oscilando frente a otro grupo de generadores, comúnmente conocidas como oscilaciones inter-área.

$$f = \frac{\omega}{2\pi}$$

(4-3)

4.3 Modelo del sistema eléctrico de potencia en ecuaciones de estado

El análisis de sistemas de potencia multimáquina involucra solución simultánea de ecuaciones que representan lo siguiente: (i) Máquinas síncronas con sus sistemas de control de excitación y primotor o turbina, (ii) Interconexión de redes de transmisión, (iii) Cargas estáticas y dinámicas (motor) y (iv) Otros dispositivos tales como convertidores HVDC, compensadores estáticos de reactivos serie y paralelos, etc.; formando un gran número de ecuaciones diferenciales y algebraicas. Las ecuaciones diferenciales constituyen las ecuaciones representativas de las dinámicas del generador como las del circuito del rotor, ecuación de oscilación, sistema de excitación, regulador de velocidad, reguladores de compensadores de reactivos, entre otros. Las expresiones algebraicas la componen ecuaciones de estator de los generadores con sus ejes de referencia de transformación, redes de transmisión que incluyen distintos tipos de cargas, dispositivos como HVDC, FACTS, etc., donde el estado de operación inicial de las variables algebraicas es obtenido a través de la solución de Flujos de Potencia. En cambio, valores iniciales de las variables dinámicas se lo hace resolviendo las ecuaciones diferenciales y reemplazando las variables algebraicas, del Flujo de Potencia, en las ecuaciones diferenciales (Avdakovic, Nuhanovic, Kusljugic, Becirovic, & Music, 2009; Kundur, 1994c).

El modelo de ecuaciones diferencial – algebraicas (DAE), no lineales, de un sistema eléctrico de potencia está expresado como (Ayres et al., 2010):

$$\dot{x} = f(x, z, u)$$

$$0 = g(x, z, u)$$

$$y = h(x, z, u)$$

(4-4)

Donde:

$x \in \mathbb{R}^n$	Vector de variables de estado.
$z \in \mathbb{R}^m$	Vector de variables algebraicas.
$u \in \mathbb{R}^l$	Set de parámetros controlables.
$y \in \mathbb{R}^k$	Set de variables de salida.
f	Set de ecuaciones diferenciales que representan la dinámica del sistema y controlador. $f: \mathbb{R}^n. \mathbb{R}^m. \mathbb{R}^l \mapsto \mathbb{R}^n$
g	Set de ecuaciones algebraicas que representan flujos de potencia de la red de transmisión. $g: \mathbb{R}^n. \mathbb{R}^m. \mathbb{R}^l \mapsto \mathbb{R}^m$
h	Set de ecuaciones que representan variables de salida como flujo de potencia, ángulo de rotor. $h: \mathbb{R}^n. \mathbb{R}^m. \mathbb{R}^l \mapsto \mathbb{R}^k$

Linealizando ecuación (4-4) sobre un punto de equilibrio (x_0, z_0, u_0) :

$$\Delta \dot{x} = \frac{\partial f}{\partial x} \Delta x + \frac{\partial f}{\partial z} \Delta z + \frac{\partial f}{\partial u} \Delta u$$

$$0 = \frac{\partial g}{\partial x} \Delta x + \frac{\partial g}{\partial z} \Delta z + \frac{\partial g}{\partial u} \Delta u$$

$$\Delta y = \frac{\partial h}{\partial x} \Delta x + \frac{\partial h}{\partial z} \Delta z + \frac{\partial h}{\partial u} \Delta u$$

(4-5)

Eliminando el vector de variables algebraicas (Δz) de (4-5):

$$\Delta \dot{x} = A \Delta x + B \Delta u$$

$$\Delta y = C \Delta x + D \Delta u$$

(4-6)

Donde A , B , C , D , muestran las matrices de derivadas parciales de (4-5) evaluadas en el punto de equilibrio (x_0 , z_0 , u_0):

$$A = \left[\frac{\partial f}{\partial x} - \frac{\partial f}{\partial z} \left(\frac{\partial g}{\partial z} \right)^{-1} \frac{\partial g}{\partial x} \right]$$

$$B = \left[\frac{\partial f}{\partial u} - \frac{\partial f}{\partial z} \left(\frac{\partial g}{\partial z} \right)^{-1} \frac{\partial g}{\partial u} \right]$$

$$C = \left[\frac{\partial h}{\partial x} - \frac{\partial h}{\partial z} \left(\frac{\partial g}{\partial z} \right)^{-1} \frac{\partial g}{\partial x} \right]$$

$$D = \left[\frac{\partial h}{\partial u} - \frac{\partial h}{\partial z} \left(\frac{\partial g}{\partial z} \right)^{-1} \frac{\partial g}{\partial u} \right]$$

(4-7)

El modelo linealizado en espacio de estados, de un SEP, está determinado por:

$$\Delta \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A} \Delta \mathbf{x} + \mathbf{B} \Delta \mathbf{u}$$

$$\Delta \mathbf{y} = \mathbf{C} \Delta \mathbf{x} + \mathbf{D} \Delta \mathbf{u}$$

(4-8)

Siendo $\mathbf{A}$ la Matriz de Estados o Matriz Planta, de orden $(n \times n)$, $\mathbf{B}$ la Matriz de Entradas o Matriz de Control de dimensión $(n \times l)$, $\mathbf{C}$ Matriz de Salidas de $(k \times n)$ y $\mathbf{D}$ Matriz de Transmisión, que define la porción de la entrada que aparece directamente a la salida del SEP, de orden $(k \times l)$. Tomando la Transformada de Laplace sobre ecuación (4-8), se obtiene las ecuaciones de estado en el dominio de la frecuencia.

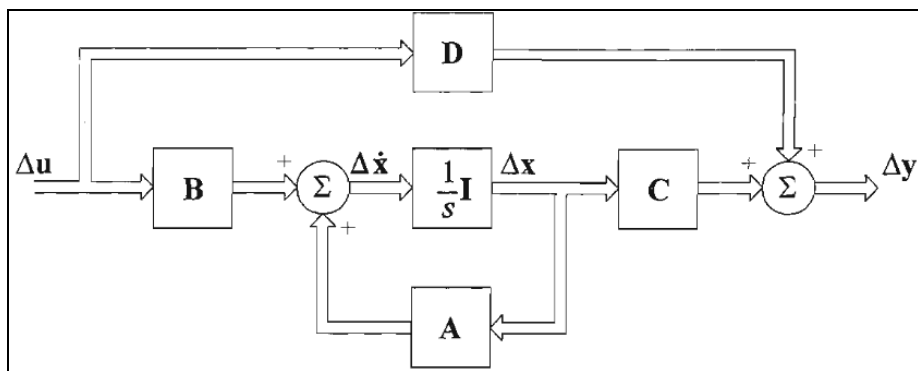


Figura 4-1: Representación del SEP en espacio de estados y en dominio de la frecuencia. Fuente: (Kundur, 1994c)

Para un sistema SISO (“*Single Input, Single Output*”), A corresponde a la matriz de estados de $(n \times n)$, Δx es el vector de estados, Δu representa a una entrada simple, Δy a una salida simple, b es un vector columna de $(n \times 1)$ y c es un vector fila $(1 \times n)$. Mientras y no sea función directa de u , $D=0$ (Kundur, 1994c).

$$\Delta \dot{x} = A\Delta x + b\Delta u$$

$$\Delta y = c\Delta x$$

(4-9)

De ecuación (4-9), la matriz A permite el cálculo de valores propios, el cual nos permitirá establecer si un sistema es estable o no, a través de la ubicación de los polos de la función de transferencia del SEP. La función de transferencia $G(s)$, del sistema de potencia, que relaciona la entrada u y la salida y , en el dominio de la frecuencia, es:

$$G(s) = \frac{\Delta y(s)}{\Delta u(s)}$$

$$G(s) = c(sI - A)^{-1}b$$

(4-10)

El diseño de controladores, para compensar polos inestables, parte de la función de transferencia de lazo abierto $G(s)$.

4.4 Diseño del controlador POD mediante análisis en el dominio de la frecuencia

4.4.1 Criterio de estabilidad de Nyquist

El criterio de estabilidad de Nyquist relaciona la estabilidad de un sistema retroalimentado, en lazo cerrado, con la respuesta en frecuencia en lazo abierto y con la ubicación del polo en lazo abierto (Nise, 2010a).

Considere el sistema retroalimentado de un sistema SISO mostrado en Figura 4-2, donde $G(s)$ es la función de transferencia, en lazo abierto, del modelo del SEP en espacio de estados incluido los dispositivos FACTS y $H(s)$ es el control retroalimentado aplicado al SEP (esquemas de control POD para dispositivos FACTS) (Sadikovic, 2005). Con el sistema retroalimentado, la función de transferencia, en lazo abierto, está dado por $M(s)=G(s).H(s)$, mientras que la función de transferencia, en lazo cerrado del sistema es $T(s)=G(s) / [1+G(s).H(s)]$.

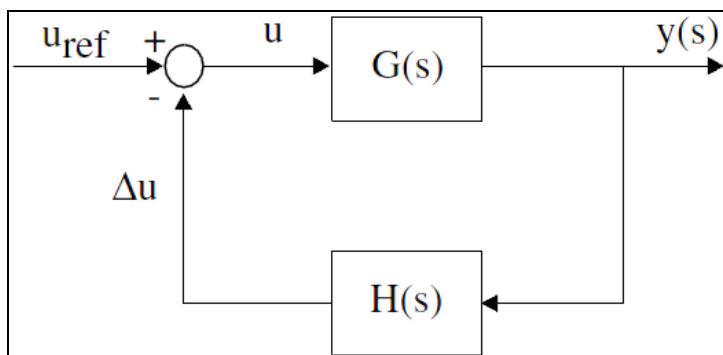


Figura 4-2: Sistema de control retroalimentado. Fuente: (Sadikovic, 2000)

Del diagrama de Nyquist, en el dominio de la frecuencia (Figura 4-3), el criterio de estabilidad establece que (Martins & Lima, 1989): $P_c=P_o+N$, donde los valores de P_o

(número de polos inestables en lazo abierto de $G(s).H(s)$) y N (número de encierros que el diagrama de Nyquist forma alrededor del punto $(-1+j0)$) se emplean para determinar P_c (número de polos del semiplano derecho del sistema en lazo cerrado). Para que el sistema sea estable, se debe cumplir con la condición de $P_c=P_o+N=0$ (Nise, 2010a). Un sistema de retroalimentación es estable si, y solamente si, el contorno $\Gamma_{G(j\omega).H(j\omega)}$, formado por el diagrama de Nyquist, en el plano $G(j\omega).H(j\omega)$, no rodea al punto $(-1+j0)$ cuando el número de polos de $M(j\omega)=G(j\omega).H(j\omega)$ en la parte positiva del plano complejo, es cero.

Para compensar polos inestables (o polos que presenten modos de oscilación críticos, $\zeta < 5\%$), existentes en el SEP, es necesario modelar un controlador, denominado POD (*“Power Oscillations Damping”*). El POD, con función de transferencia $H(s)$, posee estructura similar al estabilizador de sistemas de potencia (PSS, *“Power System Stabilizers”*).

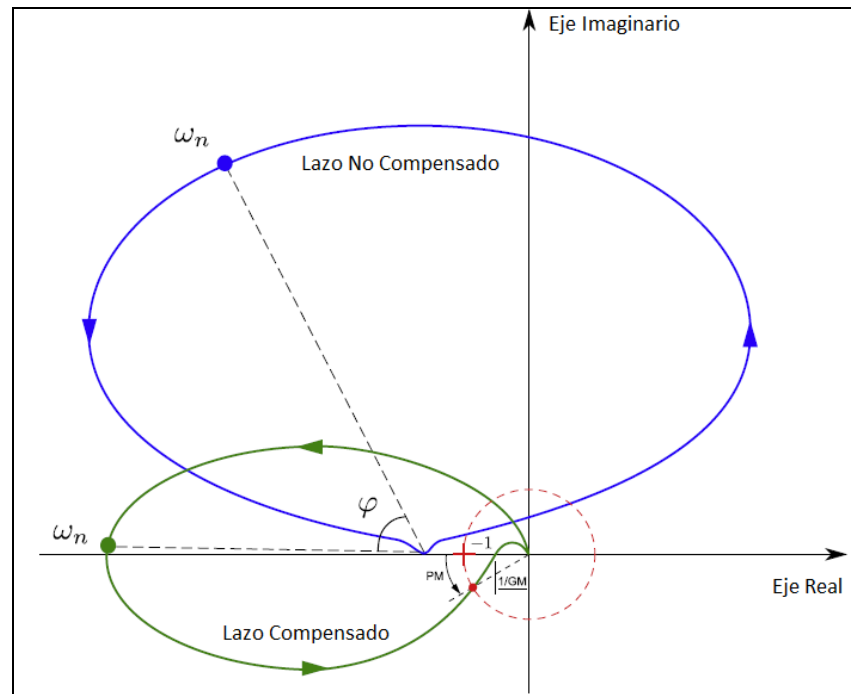


Figura 4-3: Diagrama de Nyquist para un sistema no compensado y sistema compensado. Fuente: (Ayres et al., 2010)

4.4.2 Controladores POD de dispositivos FACTS

La característica principal de los dispositivos FACTS es la de proveer de compensación reactiva al sistema eléctrico y modificar las condiciones de operación del SEP. Al esquema de control primario, se agregan controles auxiliares o suplementarios, denominados POD (*“Power Oscillations Damping”*), con la intención de amortiguar oscilaciones de potencia de baja frecuencia. El objetivo principal es introducir una componente de torque amortiguante al SEP y reducir o mitigar oscilaciones electromecánicas. El controlador POD consiste de un bloque de amplificación, filtro pasa – bajo o filtro *“washout”* y m_c estados de bloques de adelanto/atraso (Figura 4-4).

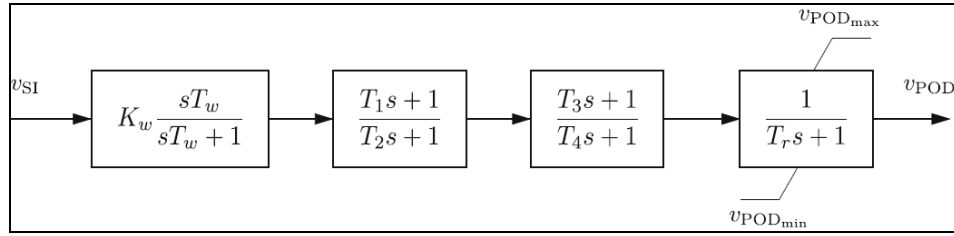


Figura 4-4: Representación en diagrama de bloques del controlador POD para dispositivos FACTS. Fuente: (Ayres et al., 2010)

De Figura 4-4, la función de transferencia $H(s)$ está dado por la siguiente expresión (Ayres et al., 2010; Sadikovic et al., 2005; Sadikovic, 2005)(Sadikovic et al., 2005; Sadikovic, 2005; Sadikovic, 2005):

$$H(s) = K_w \frac{sT_w}{1 + sT_w} \left[\frac{1 + sT_{lead}}{1 + sT_{lag}} \right]^{m_c} \quad (4-11)$$

Donde K_w es una ganancia positiva, T_w , T_{lead} y T_{lag} son, respectivamente, las constantes de tiempo del filtro “washout” y bloques de compensación de fase, tanto de adelanto como de retraso.

La cantidad de amortiguamiento introducida está relacionado con el parámetro K_w , y debe ser ajustada a un valor que aporte el máximo amortiguamiento para distintos estados de operación del SEP. El filtro “washout” es un dispositivo que determina la frecuencia mínima a partir de la cual el POD comenzará a aportar amortiguamiento (normalmente en el rango de 1 s – 20 s). Los bloques de compensación de fase, consisten en m_c bloques, que permiten dar una adecuada característica de adelanto de

fase, necesaria para compensar el atraso de fase producida por la función de transferencia $H(s)$ y el SEP. Un bloque limitador de señal estabilizante puede ser requerido para restringir las variaciones de la señal de salida.

En vista que los dispositivos FACTS están localizados en el sistema de transmisión, las señales de entrada local, como flujo de potencia activa, reactiva, voltajes y corrientes de barra son requeridos para la entrada del controlador POD. Aunque otras señales pueden ser empleadas, tales como variación de frecuencia en la barra de conexión de los dispositivos FACTS.

4.4.3 Diseño del controlador POD

Para mejorar la estabilidad a pequeña señal de un sistema eléctrico de potencia, mediante incorporación de esquemas de control secundario, en los dispositivos FACTS, se requiere de una adecuada sintonización de las constantes de tiempo (T_{lead} y T_{lag}) del bloque compensador del POD (H. F. Wang, Li, & Swift, 1997). La información requerida para el diseño, parte del resultado de Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal, en el cual los polos inestables o de amortiguamiento crítico son analizados en el diagrama de Nyquist, donde la frecuencia crítica de oscilación ω_c forma un vector, cuyo ángulo φ_{comp} indicará la compensación de fase requerida por el POD. Una vez conocida φ_{comp} , los parámetros T_{lead} y T_{lag} se calculan según ecuación (4-12) (Aboul-Ela, Sallam, McCalley, & Fouad, 1996; Ayres et al., 2010; Sadikovic, 2005):

$$\alpha = \frac{1 - \sin(\varphi_{comp}/n)}{1 + \sin(\varphi_{comp}/n)}$$

$$T_{lag} = \frac{1}{\omega_c \sqrt{\alpha}}$$

$$T_{lead} = \alpha T_{lag}$$

(4-12)

En ecuación (4-12), n (usualmente $n=2$) es el número de bloques adelanto-atraso del POD y ω_c es la frecuencia, en el diagrama de Nyquist, del modo crítico a ser amortiguado.

De la función de transferencia del controlador POD, $H(s)$, en ecuación (4-11), el parámetro K_w debe ser especificado para proveer el amortiguamiento deseado, en lazo cerrado, del sistema retroalimentado. Una técnica empleada para ajustar el parámetro K_w es el Lugar Geométrico de las Raíces (Nise, 2010b). En efecto, una vez calculado $H(s)$, el criterio de estabilidad de Nyquist dicta que, para un sistema de control con retroalimentación, resulta estable si y solamente si, en el contorno formado por el diagrama de Nyquist el número de rodeos al punto $(-1+j0)$, en sentido antihorario, es igual al número de polos de $G(j\omega).H(j\omega)$ con partes reales positivas.

4.4.4 Residuos de la función de transferencia $G(s)$

Los residuos de la función de transferencia, en lazo abierto, $G(s)$, pueden ser usados para determinar la ubicación óptima de fuentes de amortiguamiento POD en grandes sistemas eléctricos de potencia (Rouco, 1998).

Descomponiendo $G(s)$, de la ecuación (4-10), en fracciones parciales en términos de c , b , y vectores propios derecho (ϕ) e izquierdo (ψ), se tiene como resultado:

$$G(s) = \sum_{i=1}^N \frac{c\phi(:, i)\psi(i, :)b}{(s - \lambda_i)} = \sum_{i=1}^N \frac{R_i}{(s - \lambda_i)} \quad (4-13)$$

Donde $\lambda_i \neq \lambda_j, i \neq j$.

El residuo R_i , de un modo particular λ_i , mide la sensibilidad del modo del sistema, entre la salida (y) y entrada (u). Este es el producto entre los modos de observabilidad y controlabilidad. Aquellos residuos, cuya magnitud sea la mayor, indican la mejor ubicación para instalar el controlador POD.

4.4.5 Controlabilidad y observabilidad

Modificar un modo de oscilación, mediante $H(s)$, implica que la señal de entrada escogida para el controlador POD debe excitar al modo y a la vez debe ser visible para la salida escogida. La medición de esas dos propiedades se la conoce como controlabilidad y observabilidad, respectivamente (Rogers, 2000a; Rouco, 1998).

Los vectores de controlabilidad y observabilidad, para sistemas SISO, son definidas por:

$$b' = \psi_i^T b$$

$$c' = c\phi_i$$

(4-14)

El i -ésimo modo es controlable por la j -ésima entrada si el producto de $\psi_i^T b_j$ no es cero. Por otra parte, el i -ésimo modo es observable en la j -ésima salida si el producto de $c_j \phi_i$ no es cero. Si un modo es, no controlable o no observable, la retroalimentación entre la salida y la entrada no tendrá efecto en el modo. Un modo de interés, debe ser controlable para la entrada escogida y observable para la salida escogida para que el control tenga efecto en el modo.

Del Análisis Modal (Estabilidad a Pequeña Señal), las funciones: (i) Residuo de la Función de Transferencia $G(s)$ y (ii) Controlabilidad y Observabilidad, son el punto de partida del proceso de sintonización del controlador POD de dispositivos FACTS, permitiendo establecer la señal adecuada, de entrada del controlador POD.

5. VALIDACIÓN DE RESULTADOS – SINTONIZACIÓN DE CONTROLADORES POD Y SIMULACIONES

5.1 Introducción

En este apartado se validará la aplicación de controladores suplementarios de dispositivos FACTS para amortiguar oscilaciones de potencia de baja frecuencia en un SEP. El objetivo es verificar resultados de sintonización de controladores POD en equipos FACTS, junto con revisar la teoría de los FACTS, estudiados en Capítulo 3 y Capítulo 4, de la presente investigación. Se analizará tres sistemas de prueba, tomados de publicaciones tales como ELSEVIER e IEEE.

El proceso de sintonizar parámetros del controlador POD, mediante uso de valores propios y técnicas de diagramas de Nyquist serán justificados con las publicaciones ELSEVIER (Ayres et al., 2010) y (L., 2001). En cambio, el artículo IEEE (Martins et al., 2000) pretende comprobar las estrategias de control del compensador FACTS serie, también llamado TCSC (*“Thyristor Controlled Series Capacitor”*) en un sistema eléctrico conformado por generador - barra infinita (SMIB).

Los parámetros estáticos y dinámicos de los generadores, reguladores asociados, así como el punto de operación del sistema eléctrico, para las tres validaciones, se detallan en Anexo A.

Los programas computacionales tales como PSAT (*“Power System Analysis Toolbox”*) (Milano, 2000) y MATLAB (Moler, 1984), son utilizados para el proceso de sintonización. El programa NEPLAN (BCP Busarello+Colt+Partner Inc, 1988) es

empleado en simulaciones dinámicas del SEP interactuando con los controles implementados en el dispositivo FACTS.

5.2 Validación de la sintonización del controlador POD de FACTS en SMIB

El primer sistema eléctrico de prueba es tomado del artículo “*A didactic procedure for designing power oscillation dampers of FACTS devices*”, según referencia (Ayres et al., 2010). El sistema consta de una central de generación térmica, compuesto por cuatro generadores síncronos de 555 MVA, 24 kV y 60 Hz; conectados a una barra infinita por dos líneas paralelas y un transformador elevador (Figura 5-1). Un TCSC es instalado en una de las líneas paralelas para mantener un flujo de potencia constante de 999 MW. Se considera que los Reguladores automáticos de Voltaje, tipo estático, están instalados en cada generador.

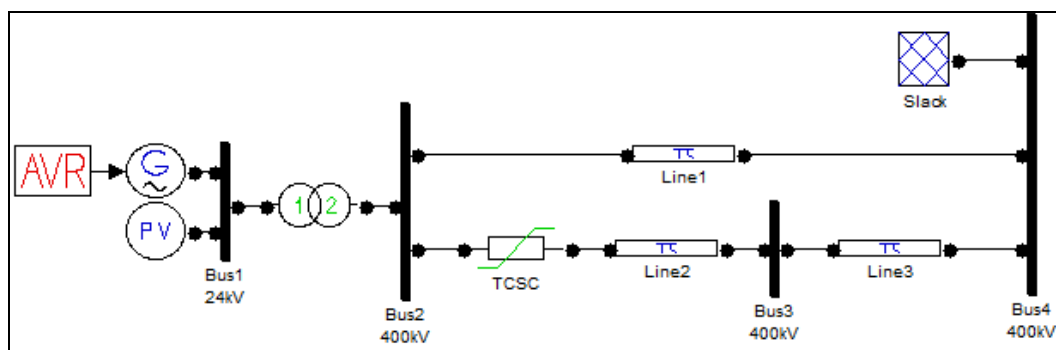


Figura 5-1: Sistema SMIB con TCSC para sintonización de controlador POD

De la Figura 5-1, y aplicando el Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal, el SMIB con TCSC (sin POD) instalado en barra B₂-B₃, presenta un modo electromecánico $-0.397 \pm$

j8.431 con amortiguamiento crítico de $\zeta = 4.70\%$. La frecuencia de oscilación es de 1.343 Hz, y corresponde a un modo de oscilación local (0.8 Hz a 2.0 Hz), es decir, oscilación de un generador o grupo de generadores oscilando frente al resto del sistema. El sistema es oscilatorio, pero estable, dado que no se tienen valores propios con partes reales positivas (Tabla 5-1). El valor propio con parte real cero (modo # 12) es provocado por el control *PI* del TCSC.

Tabla 5-1: Valores propios del sistema SMIB con TCSC – Sintonización de controlador POD

Análisis Estabilidad Pequeña Señal Con Reg Gen_ Con TCSC_ Sin POD					
Sistema SMIB Programa Computacional PSAT					
Eigenvalor	Real	Imaginario	ζ	f [Hz]	Variables Estado Mayor Participación
Eig As # 1	-50.0				vm_Exc_1
Eig As # 2	-36.8				e2q_Syn_1
Eig As # 3	-22.4				e2d_Syn_1
Eig As # 4	-0.397	8.431	4.70%	1.343	delta_Syn_1, omega_Syn_1
Eig As # 5	-0.397	-8.431	4.70%	1.343	delta_Syn_1, omega_Syn_1
Eig As # 6	-0.1				e1q_Syn_1
Eig As # 7	-2.0				e1d_Syn_1
Eig As # 8	-10.0				vr1_Exc_1
Eig As # 9	-10.0				vr2_Exc_1
Eig As #10	-1.0				vf_Exc_1
Eig As #11	-100.0				x1_Tcsc_1
Eig As #12	0.0	0.0			x2_Tcsc_1

Para mejorar la estabilidad de pequeña señal de un sistema eléctrico de potencia, mediante la incorporación de esquemas de control secundario en los dispositivos FACTS, se requiere de la sintonización en las constantes de tiempo del bloque compensador del controlador POD. Las propiedades de análisis de pequeña señal y

diagramas de Nyquist, del programa PSAT, nos permitirá realizar un diseño del controlador POD.

En la Figura 5-1, se toma como señal de entrada para el controlador POD, la corriente que circula por el transformador elevador del SMIB. En ambiente MATLAB y, con la ayuda de PSAT, se determinan las matrices de espacio de estados del SEP y diagrama de Nyquist (para ello revisar procedimientos de sintonización del artículo técnico “*A didactic procedure for designing power oscillation dampers of FACTS devices*” y Anexo A).

Con la función de transferencia en lazo abierto del sistema retroalimentado ($G(s).H'(s)$), donde $H'(s)$ incorpora la función de transferencia del filtro “*washout*” del controlador POD, en Figura 5-2 se tiene el diagrama de Nyquist del sistema no compensado. El valor propio pobremente amortiguado $-0.397 \pm j8.431$ determinará la frecuencia crítica de oscilación $\omega_c = 8.47$ rad/s en la traza polar de Nyquist, que a su vez dará información sobre el ángulo de fase de compensación requerida por el sistema, φ_{comp} , para llevar el valor propio a la parte real negativa del plano complejo de valores propios. Una vez calculado φ_{comp} , se determinan los parámetros de las constantes de tiempo del compensador del POD (T_{lead} y T_{lag}), (ver comandos MATLAB en Anexo A).

$$T_{lead} = 0.3064 \text{ s}$$

$$T_{lag} = 0.0455 \text{ s}$$

(5-1)

El valor de ganancia K_w , del controlador POD, se calcula mediante la técnica del Lugar Geométrico de las Raíces, para mejorar así el amortiguamiento del valor propio. Según Figura 5-3, el valor de la ganancia $K_w = 0.0662$ asegura un arrastre del polo $-0.397 \pm j8.431$ al lado izquierdo del plano complejo de valores propios. El nuevo amortiguamiento relativo alcanzado es de $\zeta = 12.3 \%$ y sobreimpulso (“overshoot”) del 67.8 %. Finalmente, la función de transferencia del controlador POD está dado por:

$$H(s) = 0.0662 \frac{10s}{10s + 1} \left(\frac{0.3064s + 1}{0.0455s + 1} \right)^2 \quad (5-2)$$

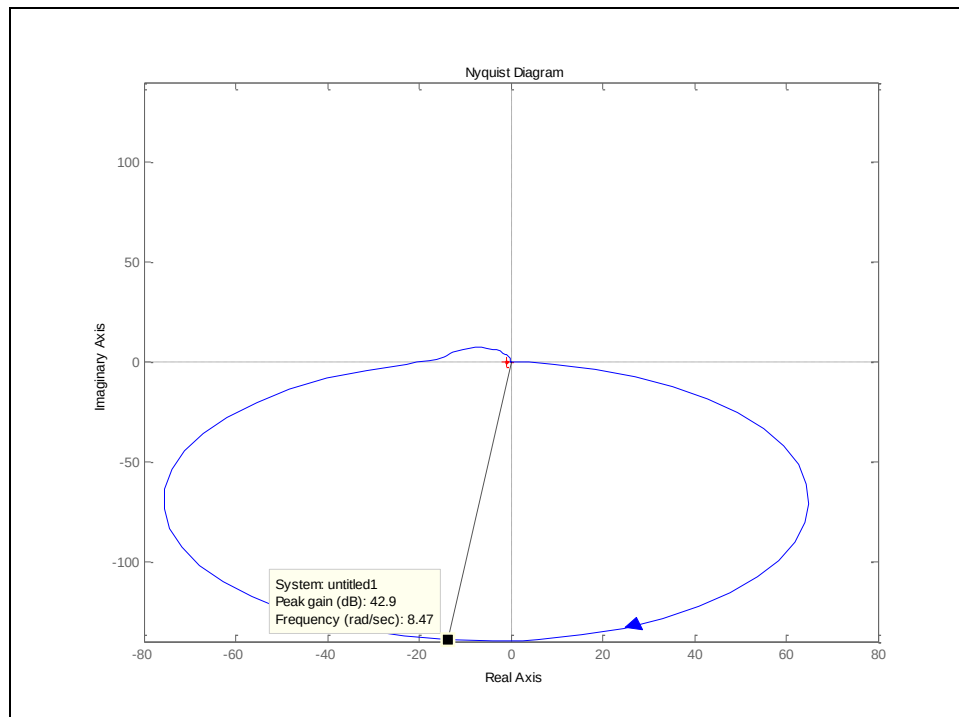


Figura 5-2: Diagrama de Nyquist del SMIB con TCSC, sistema no compensado - Sintonización de controlador POD

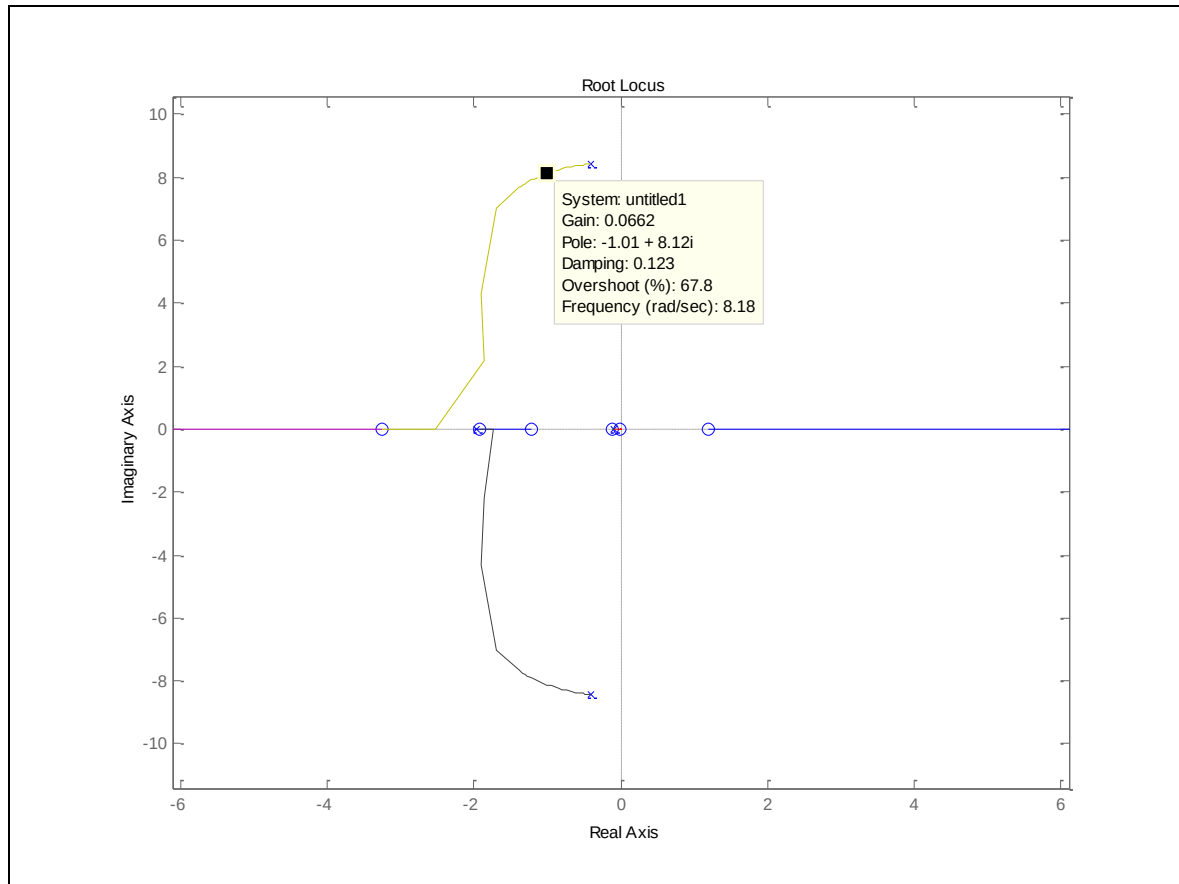


Figura 5-3: Lugar geométrico de las raíces del sistema SMIB con TCSC para amortiguar el modo $-0.397 \pm j8.431$ – Sintonización de controlador POD

El comportamiento dinámico del sistema, considerando un incremento de generación del 10 % de la capacidad de los generadores, el SEP resulta ser estable ante esta perturbación, según Figura 5-4, presentando oscilaciones no amortiguados cuando no se tiene activo el control POD del TCSC. Con la estrategia de control “potencia constante” del TCSC (entre barra B_2 - B_3), se mantiene un flujo de potencia constante (999 MW) en línea L3-4, luego de la perturbación. La simulación dinámica del sistema fue hecha en

programa computacional NEPLAN, donde el inicio de la perturbación es a los 0.4 s manteniéndose presente durante los 20 s de simulación dinámica.

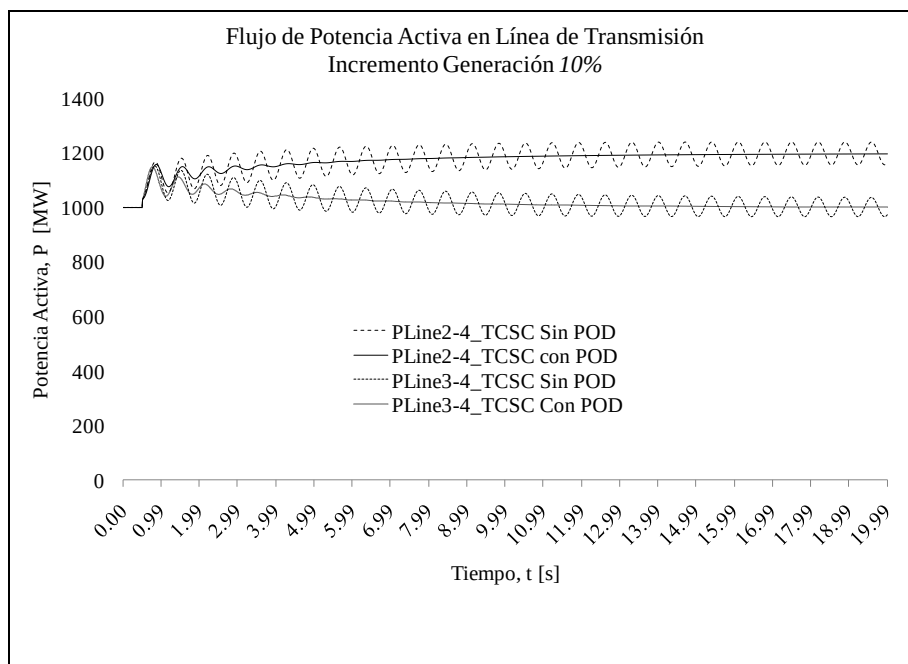


Figura 5-4: Flujo de potencia activa en circuitos de la línea de transmisión del sistema SMIB _ Incremento 10 % de generación_ TCSC con/sin POD

5.3 Validación de la sintonización del controlador POD de FACTS de un sistema multimáquina

El artículo “Coordinated design multiple controllers for damping power system oscillations” de referencia (L., 2001) es tomado para validación de sintonización de controladores POD en dispositivos FACTS como SVC y TCSC de un sistema formado por tres áreas, donde cada área contiene dos generadores de diferente capacidad (Figura 5-5). Áreas B y C exportan parte de su generación al área A. La transferencia de potencia

Aplicando el Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal en el sistema eléctrico, mediante el programa computacional NEPLAN, se determina que éste presenta valores propios con parte real positiva, es decir, el sistema es inestable en pequeña señal. El modo electromecánico $+0.119 \pm j3.071$, referente al generador G5, tiene un amortiguamiento negativo, donde la frecuencia de oscilación de 0.489 Hz muestra un modo de oscilación entre áreas (0.1 Hz a 0.7 Hz). Lo anterior se detalla en la Tabla 5-2, que muestra los valores propios de amortiguamiento menor.

Tabla 5-2: Valores propios del sistema eléctrico de tres áreas –
Dispositivos FACTS sin controlador POD

Análisis Estabilidad Pequeña Señal Con SVCs_ Con TCSC_ No PODs Valores Propios_Sistema Tres Áreas Programa Computacional NEPLAN				
Real	Imaginario	ζ	f [Hz]	Variables Estado Mayor Participación
0.119	-3.071	-3.90%	0.489	G05 (ID=43): dwr
0.119	3.071	-3.90%	0.489	G05 (ID=43): dwr
-0.294	-5.845	5.00%	0.93	G01 (ID=12): dwr
-0.294	5.845	5.00%	0.93	G01 (ID=12): dwr
-0.722	-7.751	9.30%	1.234	G04 (ID=36): dwr
-0.722	7.751	9.30%	1.234	G04 (ID=36): dwr
-0.738	-7.743	9.50%	1.232	G06 (ID=24): dwr
-0.738	7.743	9.50%	1.232	G06 (ID=24): dwr
-0.819	-7.711	10.60%	1.227	G02 (ID=18): dwr
-0.819	7.711	10.60%	1.227	G02 (ID=18): dwr

Aplicando la misma metodología analizada en la validación del artículo de referencia (Ayres et al., 2010), las funciones de transferencia para controladores POD de dispositivos FACTS se detallan en ecuación (5-3). Comandos MATLAB para controladores POD de FACTS se dan en Anexo A.

$$H(s)_{SVC10} = 4 \frac{15s}{15s + 1} \left(\frac{9.5196s + 1}{1.6807s + 1} \right)^2$$

$$H(s)_{SVC20} = 4 \frac{15s}{15s + 1} \left(\frac{0.0104s + 1}{7.5527s + 1} \right)^2$$

$$H(s)_{TCSC} = 8000 \frac{15s}{15s + 1}$$

(5-3)

Para mejorar la estabilidad en pequeña señal con la sintonización de las constantes de tiempo de controladores POD, mediante la utilización de la función de transferencia $G(s)$ de sistemas SISO (“*Single Input Single output*”), que relaciona la entrada (u) y salida (y) del SEP (conjuntamente con dispositivos FACTS, no incluyendo PODs), se requiere de un análisis individual, uno para cada dispositivo FACTS, teniendo como resultado una sintonización no coordinada y no simultánea entre ellos, pero la técnica permite obtener valores aceptables en las constantes de tiempo y mejorar el amortiguamiento del sistema. Según función de transferencia $G(s)$ y Método de Residuo (analizados en Capítulo 4), las señales de entrada para el controlador POD del SVC instalado en barra B_{10} es la desviación de potencia reactiva en el transformador del SVC_{10} ; para el SVC instalado en barra B_{20} se utiliza la desviación de corriente de línea entre barras B_{16} y B_{20} . En el caso del TCSC, la señal de entrada debería ser la desviación de potencia reactiva de la línea entre las barras B_2 y B_8 , pero al realizar análisis de pequeña señal en programa computacional NEPLAN, este sugiere que la señal de entrada sea la desviación de

velocidad del generador G5, para ello se utiliza un controlador de ganancia pura únicamente.

Con datos de la ecuación (5-3) el sistema eléctrico de tres áreas, a continuación se presentan los resultados obtenidos en el Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal, mediante programa computacional NEPLAN:

Tabla 5-3: Valores propios del sistema eléctrico de tres áreas –
Dispositivos FACTS con controlador POD

Análisis Estabilidad Pequeña Señal Con SVCs_ Con TCSC_ Con PODs Valores Propios_Sistema Tres Áreas Programa Computacional NEPLAN				
Real	Imaginario	ζ	f [Hz]	Variables Estado Mayor Participación
-0.006	-0.025	25.00%	0.004	G05 (ID=43): ROTORANGLE
-0.006	0.025	25.00%	0.004	G05 (ID=43): ROTORANGLE
-0.057	-2.947	1.90%	0.469	G05 (ID=43): dwr
-0.057	2.947	1.90%	0.469	G05 (ID=43): dwr
-0.385	-5.831	6.60%	0.928	G01 (ID=12): dwr
-0.385	5.831	6.60%	0.928	G01 (ID=12): dwr
-0.722	-7.751	9.30%	1.234	G04 (ID=36): dwr
-0.722	7.751	9.30%	1.234	G04 (ID=36): dwr
-0.735	-7.749	9.40%	1.233	G06 (ID=24): dwr
-0.735	7.749	9.40%	1.233	G06 (ID=24): dwr
-0.819	-7.711	10.60%	1.227	G02 (ID=18): dwr
-0.819	7.711	10.60%	1.227	G02 (ID=18): dwr

El sistema es estable según Tabla 5-3, pues los modos electromecánicos no presentan valores propios con parte real positiva. El modo $-0.057 \pm j2.947$, referido a generador G5, se mantiene con amortiguamiento menor al 5%, y mediante el Análisis de Estabilidad Transitoria nos permitirá comprobar cuan estable o inestable pudiera resultar el SEP, para un cortocircuito trifásico de 100 ms de duración en barra B₁₉, con despeje

de falla. El inicio de la perturbación se da en 0.4 s y el tiempo de simulación dinámica es de 10 s. Se utiliza programa computacional NEPLAN.

Para el estudio dinámico se examina el comportamiento de flujo de potencia activa en líneas de transmisión L9-8, L9-10 y L9-19 (líneas que interconectan las áreas A, B y C) empleando controladores POD instalados en los dispositivos FACTS como SVC₁₀, SVC₂₀ y TCSC.

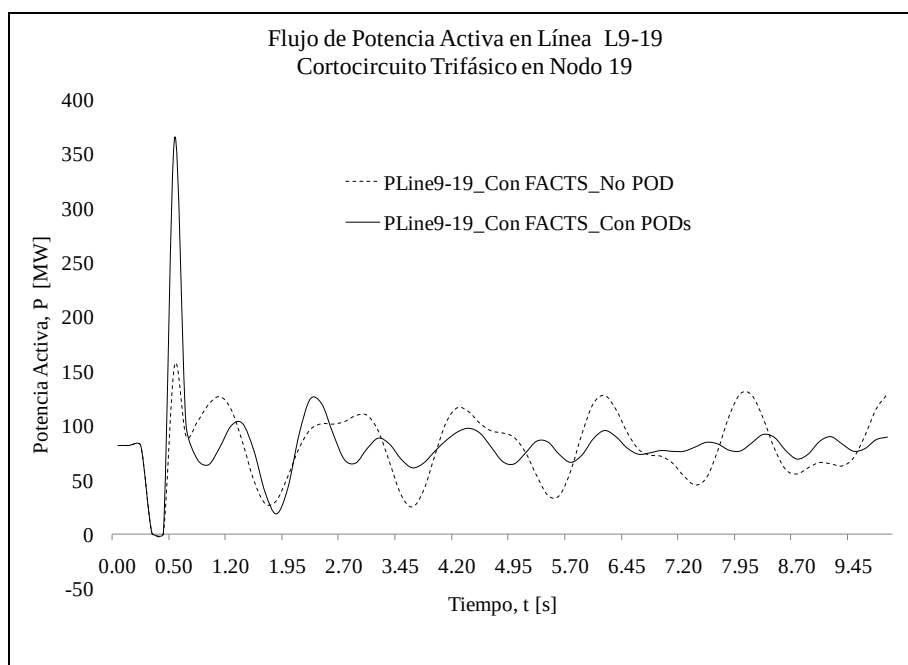


Figura 5-6: Flujo de potencia en línea de transmisión L9-19 del sistema de tres áreas _ Cortocircuito trifásico de 100 ms en Nodo B₁₉_ FACTS con controlador POD

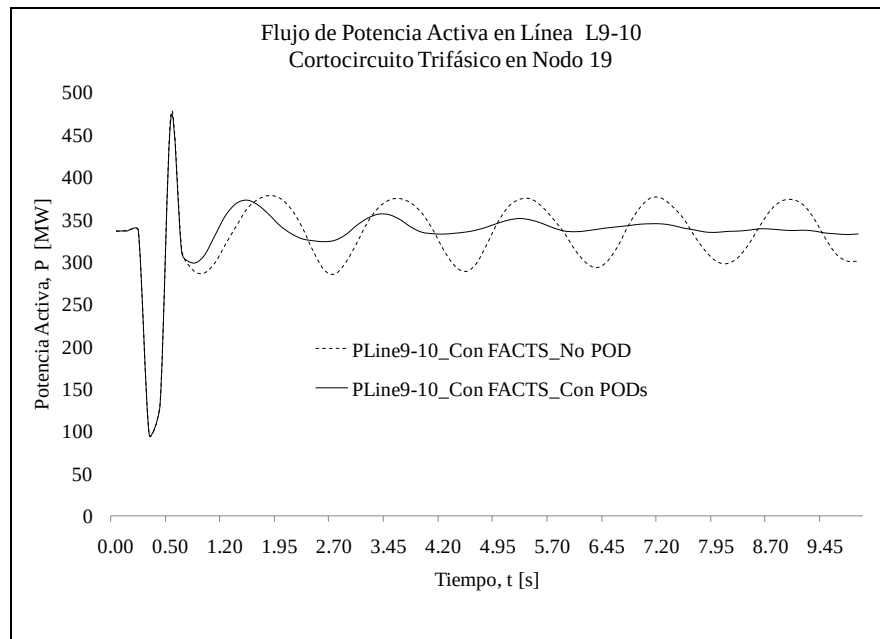


Figura 5-7: Flujo de potencia en línea de transmisión L9-10 del sistema de tres áreas _ Cortocircuito trifásico de 100 ms en Nodo B₁₉_ FACTS con controlador POD

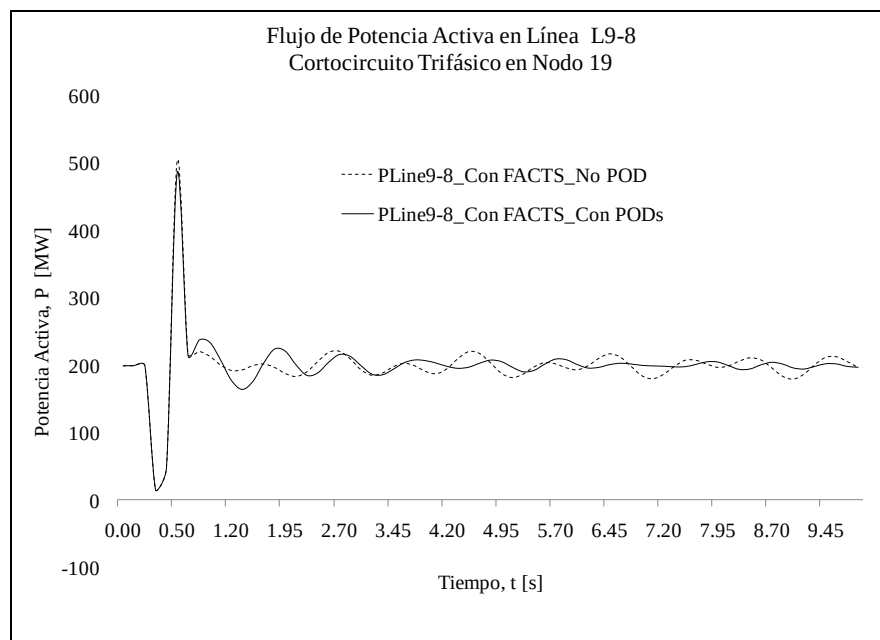


Figura 5-8: Flujo de potencia en línea de transmisión L9-8 del sistema de tres áreas _ Cortocircuito trifásico de 100 ms en Nodo B₁₉_ FACTS con controlador POD

Según lo ilustrado en las Figura 5-6 a Figura 5-8, el diseño de controladores POD provee el amortiguamiento requerido por el SEP, donde las oscilaciones de potencia de baja frecuencia son reducidas antes de los 5 s de simulación para líneas L8-9 y L9-10. En cambio para la línea que interconecta el área C y área A (línea L9-19), las oscilaciones se amortiguan a los 10 s, esto por la presencia del modo $-0.057 \pm j2.947$, referido a generador G5.

En la Figura 5-9 y Figura 5-10 se detalla la potencia reactiva de líneas de transmisión y voltaje de nodos de interconexión de áreas, respectivamente.

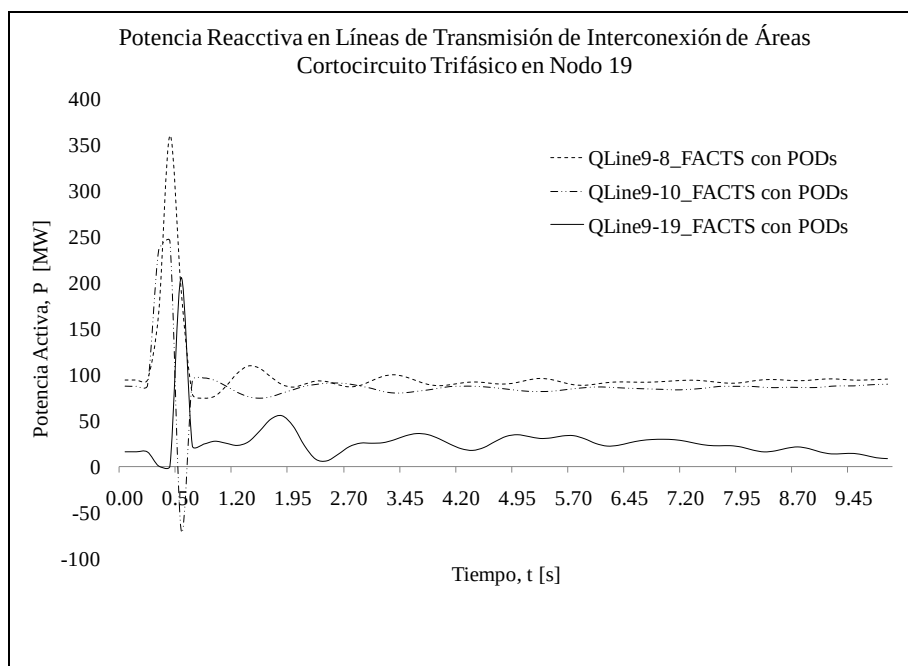


Figura 5-9: Flujo de potencia reactiva en líneas de transmisión de interconexión de áreas_ Cortocircuito trifásico de 100 ms en Nodo B₁₉_ FACTS con controlador POD

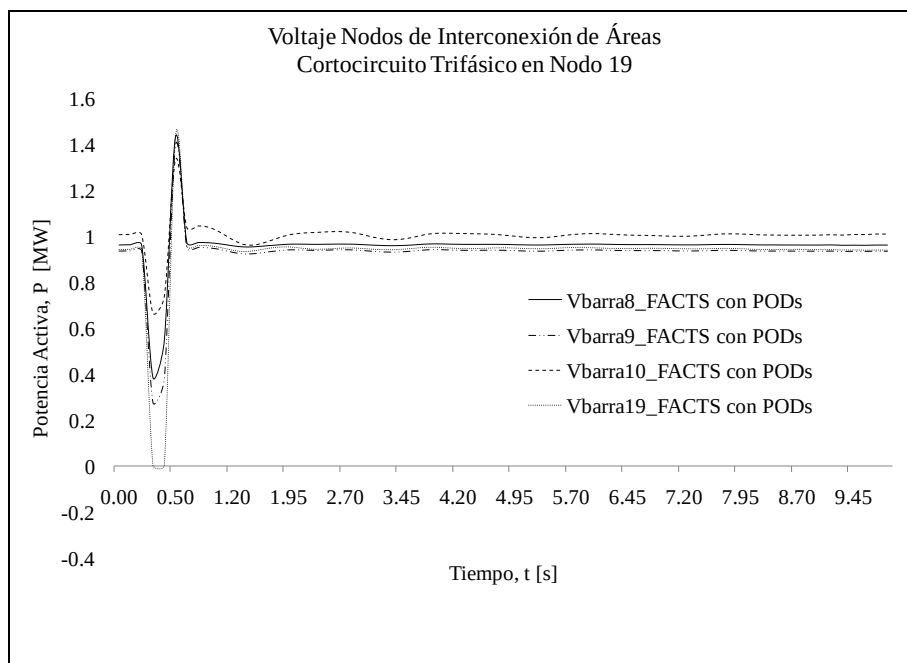


Figura 5-10: Voltaje Nodos de interconexión de áreas_ Cortocircuito trifásico de 100 ms en Nodo B₁₉_ FACTS con controlador POD

5.4 Validación simulaciones dinámicas del TCSC

El artículo “*Using a TCSC for line power scheduling and system oscillation damping – small signal and transient stability studies*”, de referencia (Martins et al., 2000) es aplicado en la validación de estrategias de control del TCSC (“*Thyristor Controlled Series Capacitor*”).

El sistema consta de una central hidroeléctrica conectada a una barra infinita, por medio de dos líneas paralelas y un transformador elevador. Cinco generadores de capacidad 200 MVA, conforman el parque generador. Un TCSC es instalado en una de las líneas paralelas para mantener un flujo de potencia de 500 MW en cada línea y aplicar

estrategias de control en el SEP, tales como el control de la reactancia constante y el control de la potencia programada (potencia constante y ángulo constante). Cada generador está equipado con Regulador de voltaje, tipo estático. El programa computacional NEPLAN se utiliza para realizar el Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal y las simulaciones dinámicas de equipos FACTS.

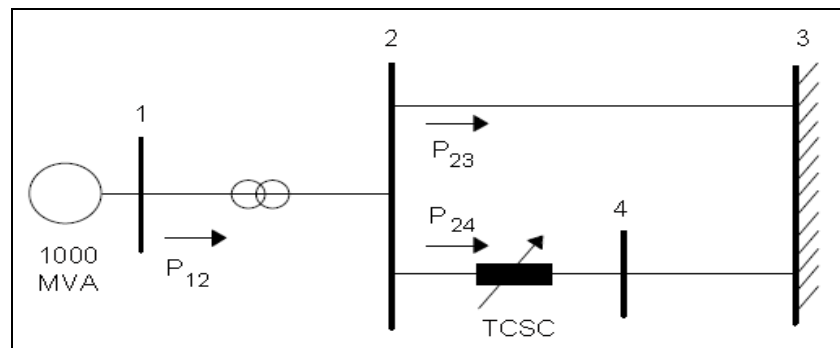


Figura 5-11: Sistema SMIB con TCSC para estrategias de control TCSC

En la Figura 5-11, aplicando el modelo de inyección de corriente del TCSC descrito en Capítulo 3, sección 3.4.2.2, se tiene entre las barras B_2 y B_4 los terminales de conexión del dispositivo FACTS. Los parámetros del controlador primario del equipo TCSC, así como de su controlador secundario (POD), del compensador serie, se muestra en Figura 5-12, donde X_{ref} y X_{cont} son las variables de referencia y estrategia de control, respectivamente. El bloque de control PI representa el control aplicado al regulador ($K_i = 5$, $K_p = 0.5$), B_{stab} y B_{2-4} son las susceptancias del compensador POD y susceptancia serie controlada, respectivamente. Se utiliza un controlador POD conformado por una

ganancia pura (K_{stab}) y un filtro “washout”, cuya señal de entrada es la frecuencia de barra (ecuación (5-4)).

$$H_{POD_TCSC}(s) = 1000 \frac{3s}{3s + 1}$$

(5-4)

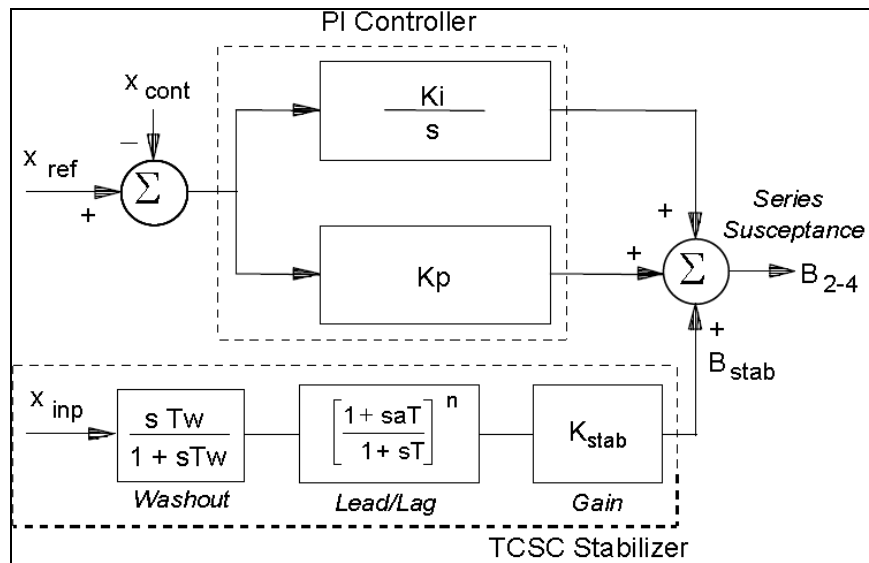


Figura 5-12: Controlador TCSC – Estrategias de control TCSC

Para la validación de la operación del dispositivo FACTS, tres estrategias de control del TCSC son implementadas y evaluadas, siendo:

- a) Controlador de impedancia constante. - Control más básico del TCSC, usado principalmente para control de flujo de potencia. El nivel de compensación serie deseado, en estado estable, es expresado en la reactancia de referencia del controlador X_{ref} . El controlador es modelado como un bloque de primer

orden, en atraso, que muestra la acción del TCSC, con valor en la constante de tiempo T_{TCSC} del orden de 15 ms.

- b) Controlador de potencia constante (PC). - Permite mantener constante el flujo de potencia en aquella línea de transmisión al cual se instala el TCSC ($P_{24} = cte.$), dejando tomar variaciones de generación o carga a la segunda línea paralela ($P_{23} \neq cte.$). Para esta estrategia, $X_{ref} = P_{24}^0$ corresponde al flujo de potencia programado y X_{cont} es el control de potencia constante.
- c) Controlador de ángulo constante (AC). - A diferencia del controlador de potencia constante, las variaciones de generación o carga del sistema, la toma la línea en la cual el TCSC está instalado ($P_{24} \neq cte.$), dejando constante el flujo de potencia por la segunda línea paralela ($P_{23} = cte.$). Para este controlador, $X_{ref} = \angle B_1^0$ es el ángulo inicial existente en la barra de generación B_1 y X_{cont} es el control de ángulo constante.

Los diagramas de control, según lo indicado en la Figura 5-12, son aplicados para estrategias de PC y de AC.

En Figura 5-11, empleando en el TCSC $X_{cont} = X_{cte}$. (Estrategia de control de reactancia constante), sin controlador POD, al realizar el Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal, del SMIB; el sistema eléctrico resulta inestable, pues presenta un modo electromecánico $0.359 \pm j5.220$ con parte real positiva (Tabla 5-4). Para compensar polos inestables, se hace necesario incorporar el controlador POD, cuya función de transferencia se presenta en la ecuación (5-4), la cual permite asegurar la estabilidad del SEP (Tabla 5-5).

Tabla 5-4: Valores propios del sistema SMIB con TCSC – Estrategia de control TCSC de reactancia constante sin controlador POD

Análisis Estabilidad Pequeña Señal Con Reg Gen_ Con TCSC_ Sin POD				
Sistema SMIB Control TCSC: Xcte Programa Computacional NEPLAN				
Real	Imaginario	ζ	f [Hz]	Variables Estado Mayor Participación
0.359	-5.220	-6.90%	0.831	Gen (ID=75): dwr
0.359	5.220	-6.90%	0.831	Gen (ID=75): dwr
-7.695	-7.191	73.10%	1.145	Gen (ID=75): psi_fd
-7.695	7.191	73.10%	1.145	Gen (ID=75): psi_fd
-16.438				Gen (ID=75): psi_2q
-33.815				Ttcsc (ID=868): x1
-36.057				Gen (ID=75): psi_1d

Tabla 5-5: Valores propios del sistema SMIB con TCSC – Estrategia de control TCSC de reactancia constante con controlador POD

Análisis Estabilidad Pequeña Señal Con Reg Gen_ Con TCSC_ Con POD				
Sistema SMIB Control TCSC: Xcte Programa Computacional NEPLAN				
Real	Imaginario	ζ	f [Hz]	Variables Estado Mayor Participación
-0.340				Washout_pod (ID=698): x1
-0.588	-5.036	11.60%	0.801	Gen (ID=75): ROTORANGLE
-0.588	5.036	11.60%	0.801	Gen (ID=75): ROTORANGLE
-7.244	-7.896	67.60%	1.257	Gen (ID=75): psi_fd
-7.244	7.896	67.60%	1.257	Gen (ID=75): psi_fd
-18.009				KA-TA (ID=144): x1
-30.644				Ttcsc (ID=868): x1
-36.659				Gen (ID=75): psi_1d

En el sistema SMIB (Figura 5-11), se aplica una perturbación en la barra B₁, la cual consiste en un incremento de generación en B₁ ($\Delta\text{Gen}_{B_1}=10$ MW) de 10 MW. El comportamiento del sistema eléctrico sin, y aplicando POD, en el TCSC, para

$X_{cont}=X_{cte}$, se da en la Figura 5-13 y Figura 5-14. Con el sistema perturbado, el POD contribuye a amortiguar satisfactoriamente las oscilaciones presentes en el SEP.

Manteniendo la estrategia de control de reactancia constante luego de la perturbación, el TCSC no ejerce control alguno en el flujo de potencia por las líneas paralelas, pues la desviación de generación en la barra B_1 se divide en valor de 505 MW para cada línea (línea L2-3 y L4-3), como se aprecia en Figura 5-15. Para establecer un nuevo control de reactancia de la línea, por parte del TCSC, se requiere de la modificación de X_{ref} .

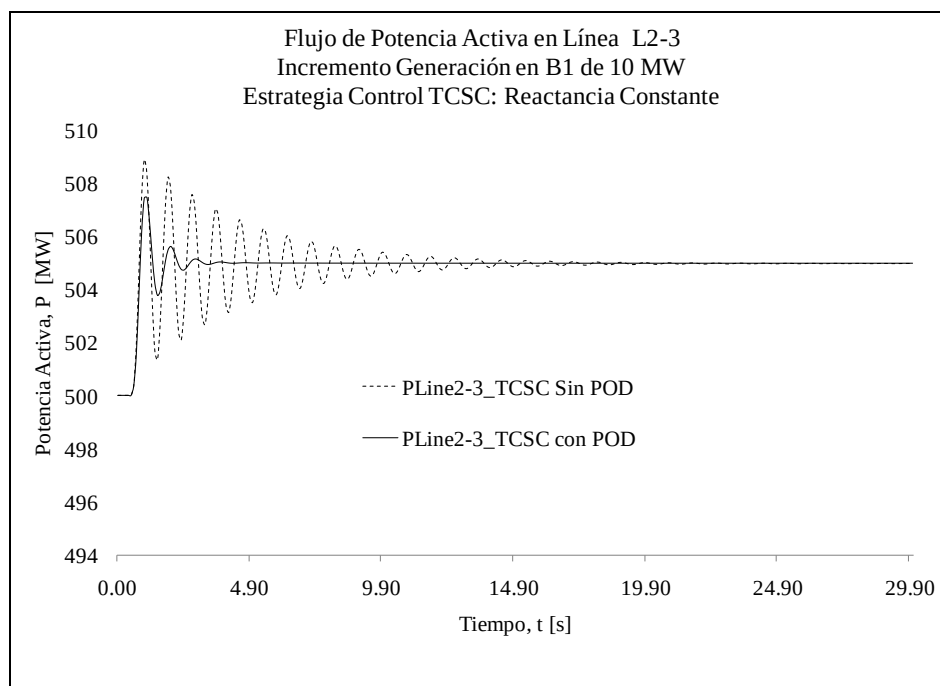


Figura 5-13: Flujo de potencia en línea de transmisión L2-3 del SMIB con TCSC _ Control TCSC: Reactancia constante _ Incremento generación 10MW en B_1

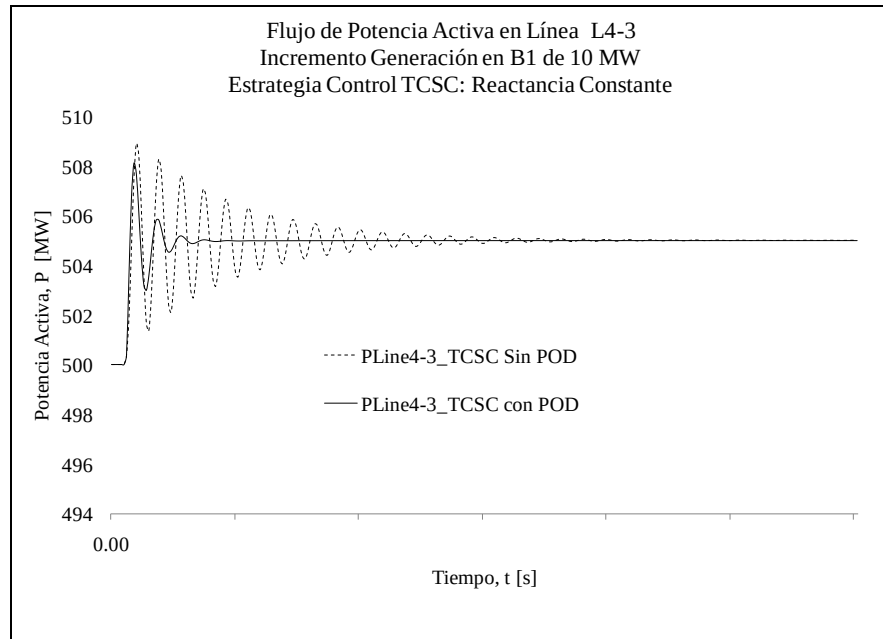


Figura 5-14: Flujo de potencia en línea de transmisión L4-3 del SMIB con TCSC _ Control TCSC: Reactancia constante _ Incremento generación 10MW en B₁

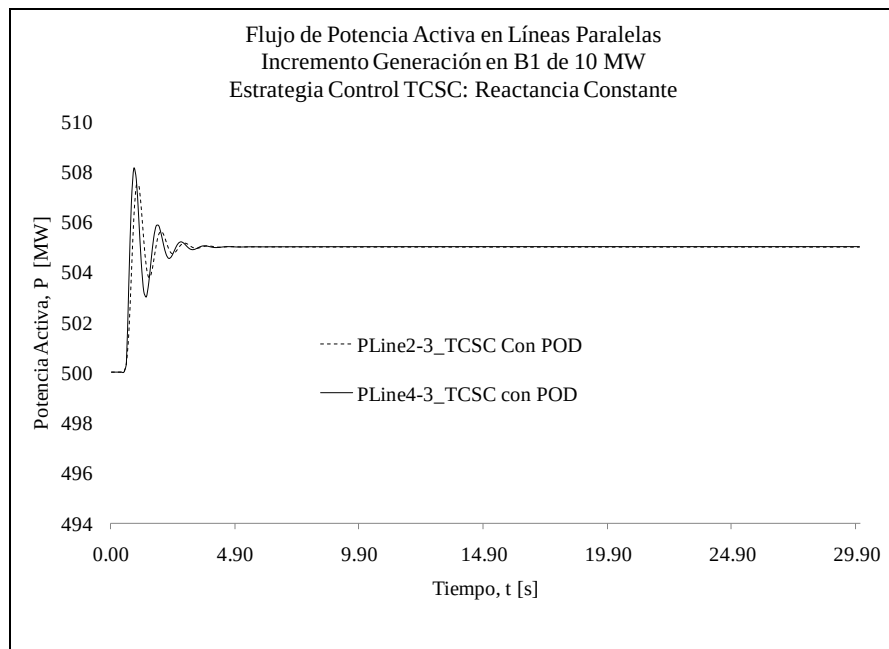


Figura 5-15: Flujo de potencia en líneas de transmisión paralelas del SMIB _ Control TCSC: Reactancia constante _ Incremento generación 10MW en B₁

Para el mismo incremento de generación en B_1 ($\Delta Gen_{B1}=10$ MW), ahora incorporando la estrategia de control TCSC de potencia constante ($X_{cont}=P_{cte.}$), se tiene en Figura 5-16 que el incremento de 10 MW lo absorbe la línea L2-3 (510 MW), dejando constante el flujo de potencia en línea L4-3 de 500 MW (línea al cual se conecta el TCSC).

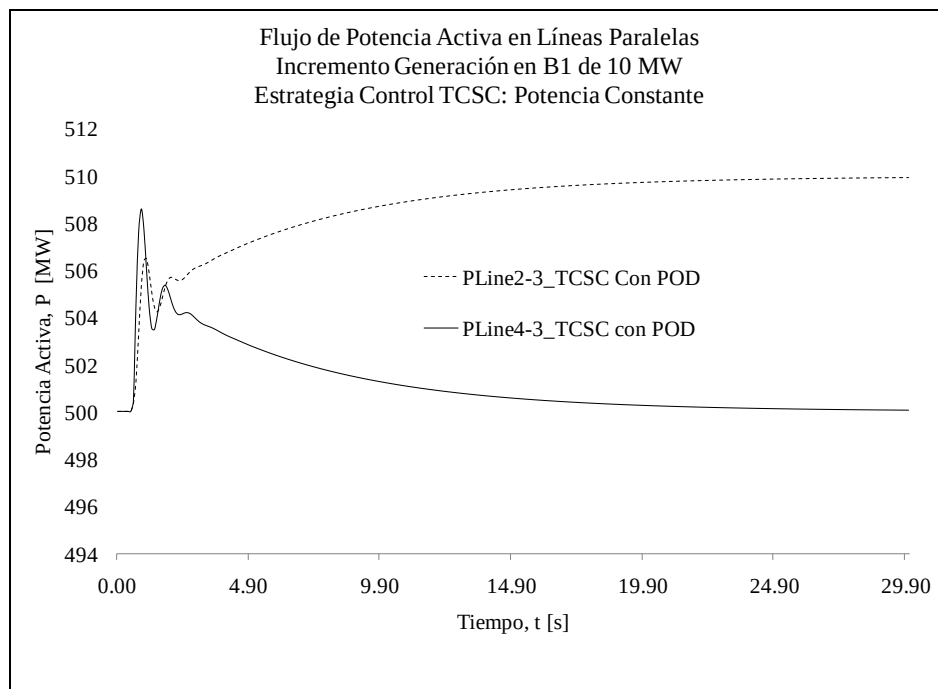


Figura 5-16: Flujo de potencia en líneas de transmisión paralelas del SMIB _ Control TCSC: Potencia constante _ Incremento generación 10MW en B_1

Inicialmente la línea L4-3 toma la mayor parte del cambio de potencia en B_1 (por tratarse de una línea de menor impedancia), pero el control PI del TCSC permite mantener el flujo de potencia en su valor programado ($X_{ref} = P_{24}^0$).

Ahora, para aplicar la estrategia de control de ángulo constante ($X_{cont}=Ang_{cte.}$), el incremento de generación de 10 MW en B_1 lo controla la línea en la cual se encuentra

instalado el TCSC (L4-3, en 510 MW), manteniendo constante el flujo de potencia en 500 MW en línea L2-3. Lo anterior se ilustra en la Figura 5-17.

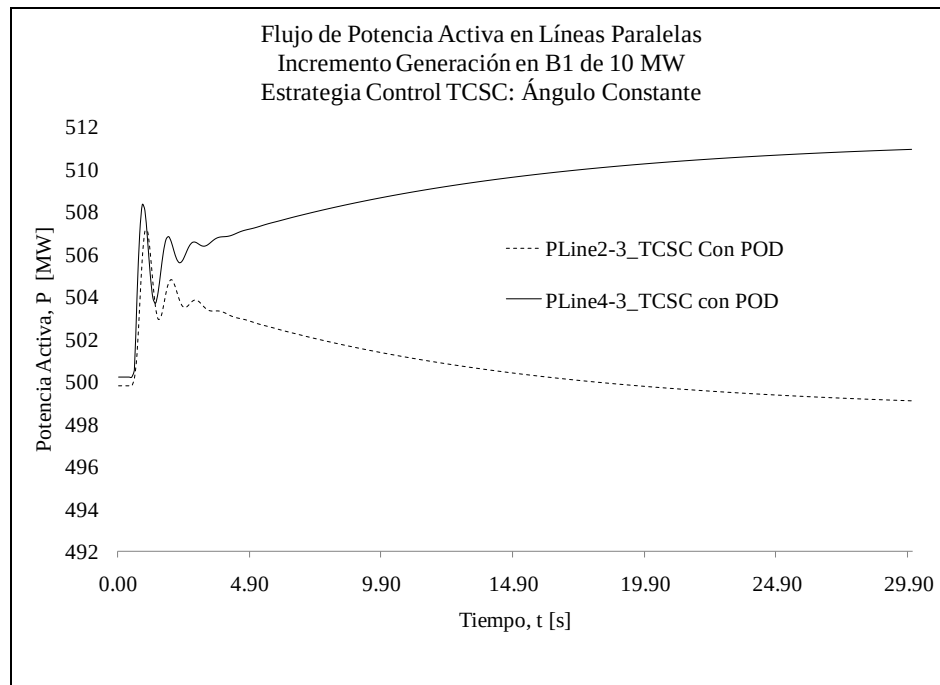


Figura 5-17: Flujo de potencia en líneas de transmisión paralelas del SMIB _ Control TCSC: Ángulo constante _ Incremento generación 10MW en B₁

6. INCORPORACIÓN DE UN COMPENSADOR ESTÁTICO DE REACTIVOS SERIE, TCSC, EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE CHILE – ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DE PEQUEÑA SEÑAL Y ESTABILIDAD TRANSITORIA

6.1 Introducción

Planificar la expansión de un sistema eléctrico requiere de estudios técnico-económicos que permitan cumplir con los estándares mínimos de operación, seguridad y calidad de servicio. Con la incursión de nuevos parques generadores, se agregan nuevas restricciones operativas en el SEP. Así, en el Sistema de Transmisión, por ejemplo, elementos como líneas, pueden alcanzar límites técnicos de operación, siendo: (i) Límites Térmicos, (ii) Límites por Estabilidad de Voltaje y (iii) Límite de Estabilidad Angular o Transitoria. Resolver lo anterior, demanda de la instalación de elementos que modifiquen las variables eléctricas del SEP, donde por ejemplo, los compensadores estáticos de reactivos, serie o paralelo, son los que proporcionan mayor eficacia, tanto en la respuesta estática, como dinámica del SEP. Actualmente el Sistema Interconectado Central de Chile, SIC, cuenta con compensadores estáticos de conexión paralelo (SVC) distribuidos a lo largo de su sistema. Con la instalación de SVC se consigue mejorar la regulación de tensión y aumentar la estabilidad transitoria, pero no logran disminuir la cargabilidad de una línea, impidiendo, por tanto, expandir la capacidad de transferencia de potencia sobre ella. En cambio, con la incorporación del TCSC, se logra tanto el incremento como el control de flujo de potencia activa, por la línea.

Entonces, en el presente capítulo se analiza el comportamiento estático y dinámico del Sistema Eléctrico de Chile, al instalar el compensador estático de reactivos serie (TCSC). Se realizan estudios de Flujo de Carga, Estabilidad de Pequeña Señal y Estabilidad Transitoria para determinar respectivamente, la ubicación óptima del TCSC, diseño de controladores POD y respuesta del sistema de potencia frente a diversos tipos de perturbaciones.

6.2 Descripción del Sistema Eléctrico de Chile

El sistema eléctrico de la República de Chile está formado por cuatro sistemas independientes (CEDEC-SIC, 2011): (i) Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), potencia instalada 3698.7 MW, cobertura Regiones I y II, (ii) Sistema Interconectado Central (SIC), potencia instalada 12147.1 MW, cobertura Regiones III a X, Región XIV y Región Metropolitana, (iii) Sistema Eléctrico de Aysén, potencia instalada 40.2 MW, cobertura Región XI y (iv) Sistema Eléctrico de Magallanes, potencia instalada 98.8 MW, cobertura Región XII.

El Sistema Eléctrico Interconectado Central de Chile, para la presente Tesis, por la extensión geográfica-eléctrica que representa y, por propósitos académicos de investigación, el SIC es reducido a uno de menor tamaño eléctrico, donde la extensión para el nuevo sistema, es: por el norte, subestación Paposo 220 kV, y por el sur, subestación Quillota 220 kV. El Sistema Interconectado Central Reducido, para este informe, se lo denomina Sistema Interconectado Norte Chico o simplemente SIC Reducido.

Los niveles de tensión para el nuevo sistema son: 220 kV, 110 kV, 66 kV y 23 kV, niveles de tensión usados en los nodos de interconexión del sistema de transmisión, subtransmisión, generadores y grandes consumos.

En Figura 6-1 se muestra el diagrama esquemático simplificado del Sistema Interconectado Norte Chico o SIC Reducido. Datos del Sistema de Transmisión del SIC fueron tomados de (CEDEC-SIC, 2011).

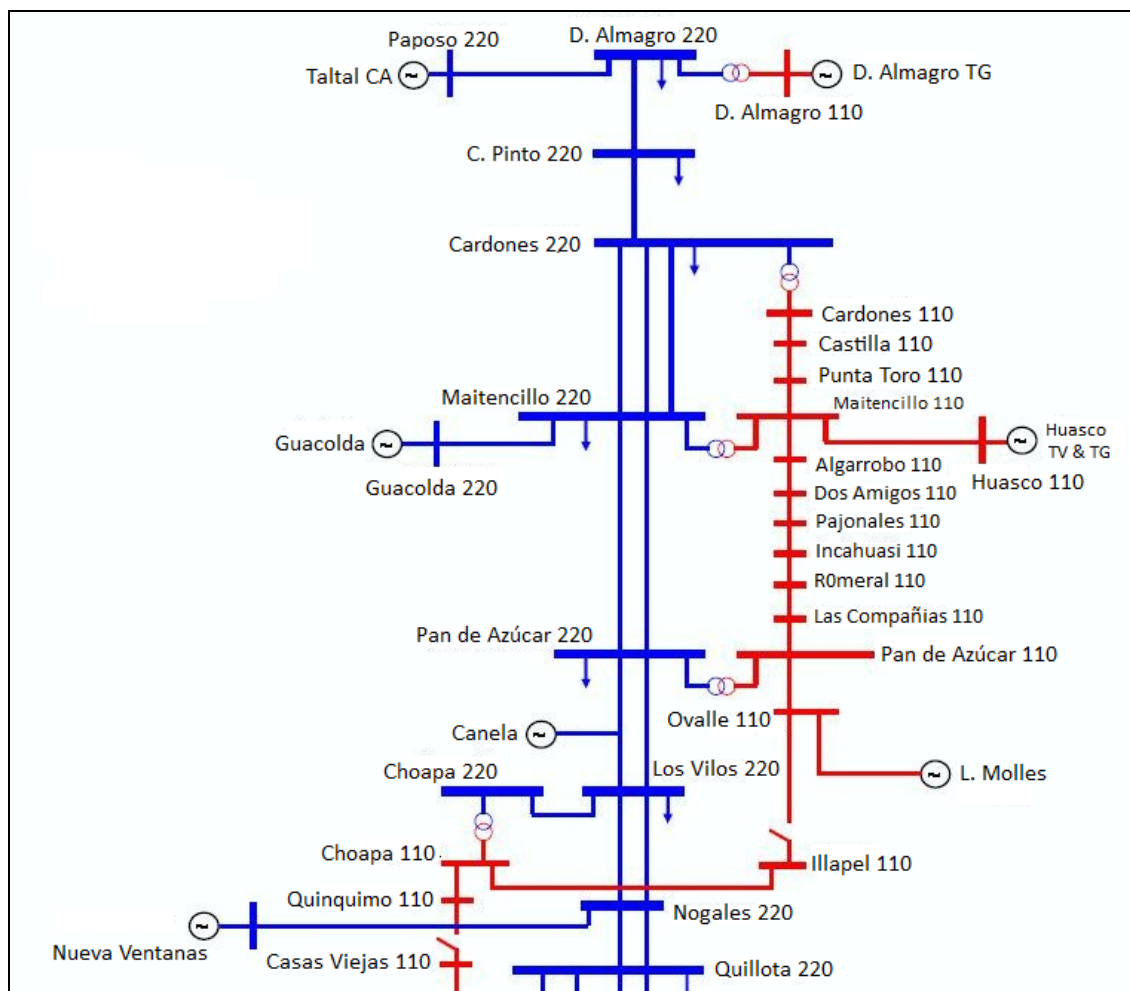


Figura 6-1: Diagrama unilineal simplificado del Sistema de Transmisión del Sistema Interconectado Norte Chico (Niveles de tensión 220 kV y 110 kV)

6.3 Condiciones de operación del Sistema Interconectado Norte Chico

Tomando el SIC Reducido, denominado Sistema Interconectado Norte Chico, con extensión desde Nodo S/E Paposo 220 kV por el norte, a Nodo S/E Quillota 220 kV por el sur y, para una condición de operación dada, la configuración del SEP está dada por:

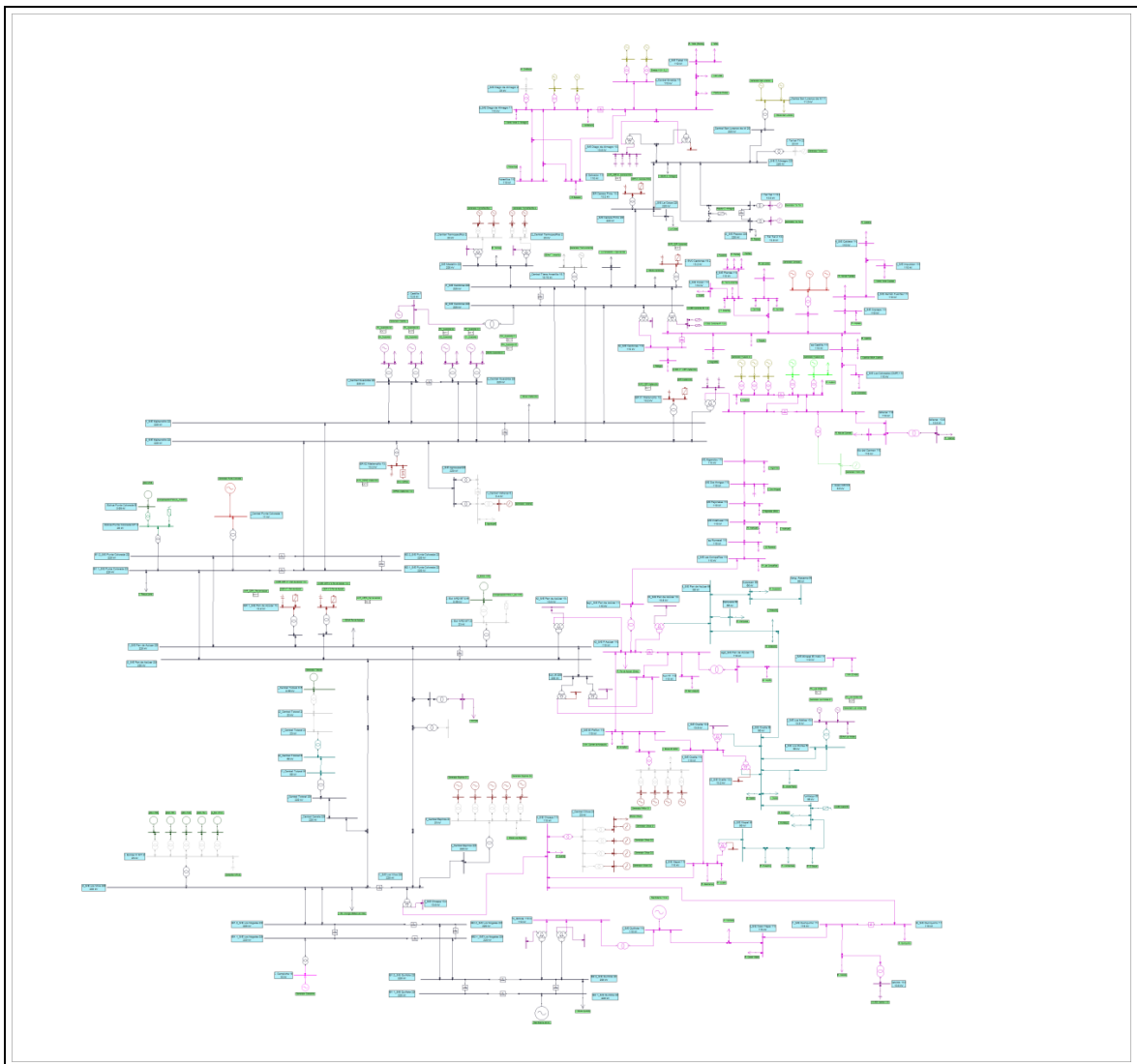


Figura 6-2: Diagrama unilineal real del Sistema Interconectado Norte Chico_
Programa computacional NEPLAN

Tabla 6-1: Resumen de elementos que conforman el Sistema Interconectado Norte Chico

Elementos Sistema Interconectado Norte Chico										
	Barras	Líneas	Cargas	Trafo 2D	Trafo 3D	Shunt	SVC	Gen Sinc	Gen Asinc	Red Equival
Número Total	217	112	88	74	17	21	6	46	8	2
Fuera Servicio	0	2	0	15	0	1	1	40	8	0
Conectados	217	110	88	59	17	20	5	6	0	2
Operativos	217	110	88	59	17	15	3	6	0	2

De Figura 6-2 y Tabla 6-1, dos redes equivalentes están presentes en el SIC Reducido. La primera es un equivalente del sistema a 220 kV, ubicada en S/E Quillota, con parámetros de operación “Nodo *Slack*” de 103.5% de magnitud de voltaje y 16.45° de ángulo de barra. El flujo de potencia por Red Externa 220 kV es de 124.89 MW (ingreso de potencia a S/E Quillota 220 kV) y 62.59 MVar (modo inductivo). La segunda red se encuentra instalada en Nodo S/E Quillota 110 kV. El nodo “Red Externa 110 kV” es modelado como nodo PQ, con parámetros de operación de 15.6 MW (inyección de potencia activa) y 5.45 MVar (modo inductivo).

El parque generador operativo del Sistema Interconectado Norte Chico, compuesto por generadores síncronos, lo constituyen:

Tabla 6-2: Punto de operación de generadores activos en el Sistema Interconectado Norte Chico

Generadores Operativos Sistema Interconectado Norte Chico				
Nombre	Tipo Nodo	P [MW]	V [%]	Q [MVar]
Guacolda G1	PV	149	100	-
Guacolda G2	PV	149	100	-
Guacolda G3	PV	149	100	-
Guacolda G4	PV	149	104	-
Los Molles G1	PQ	8	-	1
Los Molles G2	PQ	8	-	6.5

Para Tabla 6-2, se encuentran instalados reguladores de voltaje IEEE Tipo1 en Central Eléctrica de Guacolda (G1, G2, G3 y G4), mientras que reguladores de velocidad IEEE Tipo1 aplican únicamente a G1 y G2 de Central Guacolda. Adicionalmente, existen PSS instalados en G1, G2, G3 y G4 de Central Guacolda. El modelo de PSS está conformado por un bloque de ganancia estabilizadora y tres bloques de compensación de fase. Datos de parámetros de reguladores se adjuntan en Anexo B.

De la Tabla 6-1, se aprecia que un total de tres elementos Compensadores Estáticos de Reactivos paralelos (SVC o CER) se encuentran operables, los cuales no cuentan con esquemas de control dinámico. Para simulaciones dinámicas, frente a diversas contingencias en el SEP, se incorporan tales esquemas, donde los parámetros estáticos y dinámicos, se detallan en Tabla 6-3. Los diagramas de bloques de estos esquemas para control dinámico del CER se ilustran en Anexo B.

Tabla 6-3: Parámetros estáticos y dinámicos de SVC instalados en el Sistema Interconectado Norte Chico

Datos SVC			
Parámetros	CER Maitencillo	CER N°1 Pan Azúcar	CER N°2 Pan Azúcar
Operativo	SI	SI	SI
Control	Tensión	Tensión	Tensión
Vref [pu]	1.0477	1.0451	1.0451
Nodo Control	J2_S/E Maitencillo 220	Aux J1_S/E Pan Azúcar 220	Aux J2_S/E Pan Azúcar 220
QC_max [MVar]	11	11	11
QL_max [MVar]	40	40	40
Kr	9	10	20
Tr [s]	1.15	1.15	1.15
bmax [pu]	0.0638	0.0622	0.0614
bmin [pu]	-1.0000	-1.0000	-1.0000

Por otro lado, las cargas del Sistema Interconectado Norte Chico, de Tabla 6-1, utilizan modelos matemáticos exponenciales (ecuación (6-1)), que representan la relación potencia-voltaje como una ecuación exponencial. Los parámetros de este modelo son los exponentes np y nq , y el factor de potencia de la carga. Valores de P_0 , Q_0 , V_0 , son valores en condición de operación inicial del sistema de potencia, obtenidos de un programa de Flujos de Potencia, y corresponden a potencia activa, potencia reactiva y voltaje de barra de conexión de carga.

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{np}$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{nq}$$

(6-1)

De ecuación (6-1), para Consumos No Industriales existentes en el SIC Reducido, los exponentes np y nq tienen valores de 1.3 y 3.0, respectivamente. Para cargas Industriales, np y nq son, respectivamente, 0.18 y 0.60 (CEDEC-SIC, 2011).

6.4 Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal del Sistema Interconectado Norte Chico

Utilizando programa computacional NEPLAN se realiza el Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal del Sistema Interconectado Norte Chico (Figura 6-2), donde el resultado

de valores propios está en función del sistema original, es decir, sin incorporar esquemas de control dinámico de los SVC. El punto de operación del SIC Reducido es el determinado según Tabla 6-1 y Tabla 6-2.

Para el SIC reducido, del plano complejo de valores propios (Figura 6-3), existen dos pares de valores con amortiguamiento crítico ($\zeta < 5\%$). Los modos oscilantes $-0.099 \pm j4.064$ y $-0.260 \pm j9.787$ tienen amortiguamiento del 2.40% y 2.70%, respectivamente, y representan modos de oscilación electromecánicos de baja frecuencia. El sistema es oscilante, pero estable. Lo anterior se muestra en Tabla 6-4.

Tabla 6-4: Valores propios críticos del Sistema Interconectado Norte Chico_ Sin reguladores dinámicos en SVC

Análisis Pequeña Señal Sin Reg SVCs_ No TCSC_ No PODs Valores Propios_Sistema Interconectado Norte Chico Programa Computacional NEPLAN				
Real	Imaginario	ζ	f [Hz]	Variables Estado Mayor Participación
-0.099	-4.064	2.40%	0.647	G4_Guacolda: ROTORANGLE
-0.099	4.064	2.40%	0.647	G4_Guacolda: ROTORANGLE
-0.260	-9.787	2.70%	1.558	Generador Los Molles G2: dwr
-0.260	9.787	2.70%	1.558	Generador Los Molles G2: dwr

Los Factores de Participación, que muestran el grado de incidencia que tiene las variables de estado en los valores propios, son detallados en Figura 6-4 y Figura 6-5. Para el modo $-0.099 \pm j4.064$ (Figura 6-4), las variables de estado que mayor participación tienen en el modo oscilante son: ángulo de rotor δ_4 del generador G4 de Guacolda con 15% de participación y velocidad rotor ($\omega_3, \omega_2, \omega_1$) de los generadores Guacolda G3, G2 y G1, con 11% de participación cada uno. En cambio, en el modo -

$0.260 \pm j9.787$ (Figura 6-5) tiene 27% de participación de la variable velocidad rotor (ω_2) del generador Los Molles G2 y 24% de participación de la variable velocidad rotor (ω_1) del generador Los Molles G1.

Se utiliza de los vectores característicos derecho (Forma del Modo Oscilante) que relacionan la variable de estado velocidad generador ω_r para determinar el grupo de generadores coherentes (componentes con similar módulo y fase) y no coherentes (componentes con fase opuesta). Así por ejemplo, en el modo $-0.099 \pm j4.064$, el grupo de generadores coherentes son G1, G2, G3 y G4 de la Central Guacolda conjuntamente con los generadores G1, G2 de la Central Los Molles (Figura 6-6). La frecuencia de oscilación 0.647 Hz, del valor $-0.099 \pm j4.064$, refleja un modo de oscilación entre áreas (0.1 Hz a 0.7 Hz), es decir, oscilación de un generador o grupo de generadores oscilando frente a otro grupo de generadores. Ahora para el modo $-0.260 \pm j9.787$, el grupo de generadores coherentes lo conforman los generadores G1 y G2 de Central Los Molles, oscilando en contra de los generadores G1, G2, G3 y G4 de Central Guacolda. La frecuencia de oscilación 1.558 Hz, del valor $-0.260 \pm j9.787$, representa un modo de oscilación local (0.8 Hz a 2 Hz), es decir, oscilación de un generador o grupo de generadores oscilando frente al resto del sistema.

Representaciones gráficas de los valores propios del Sistema Interconectado Norte Chico, así como los Factores de Participación y Forma del Modo de las variables de estado, en los modos críticos, se detallan desde Figura 6-3 a Figura 6-7.

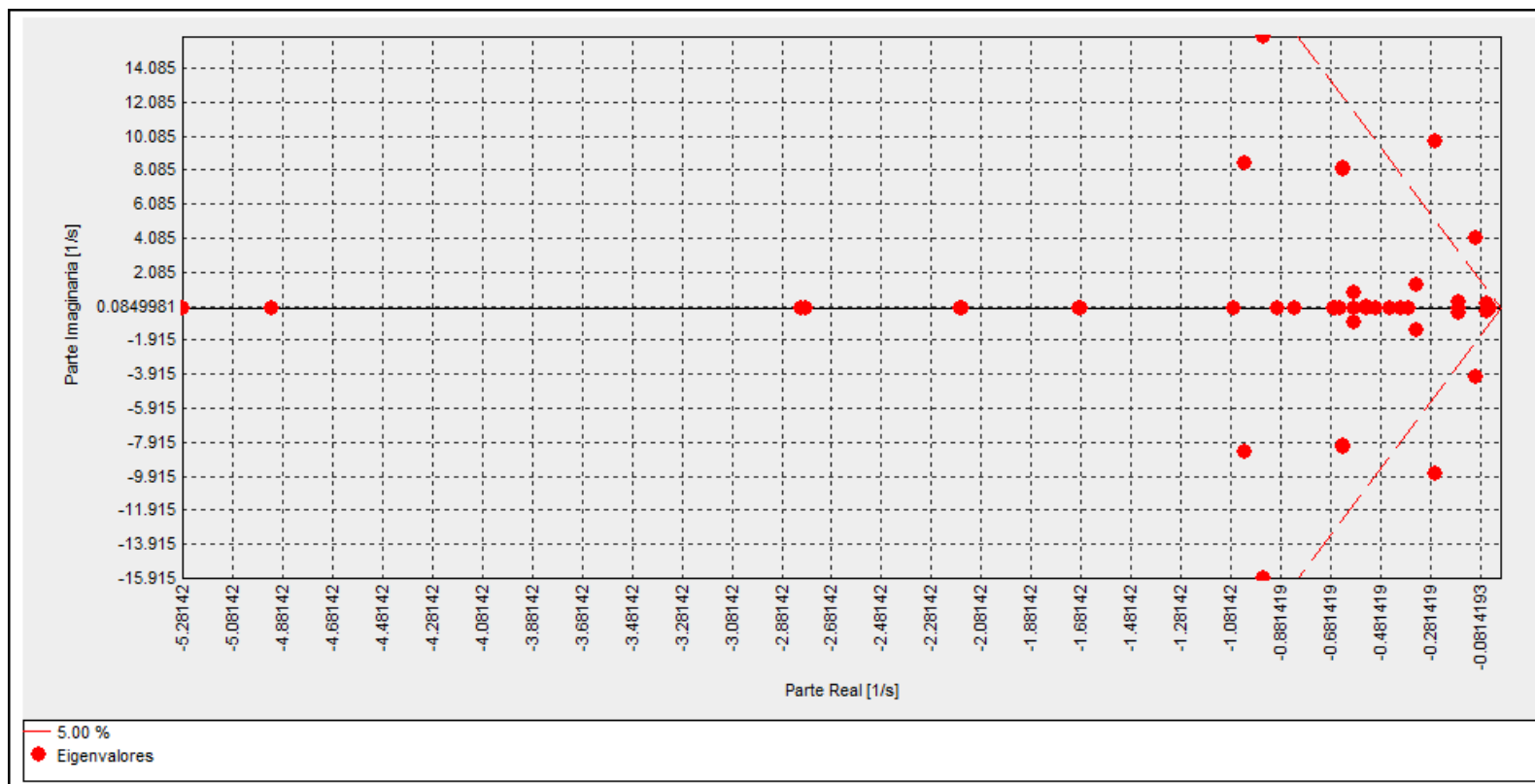


Figura 6-3: Valores propios del Sistema Interconectado Norte Chico_ Sin reguladores dinámicos en SVC

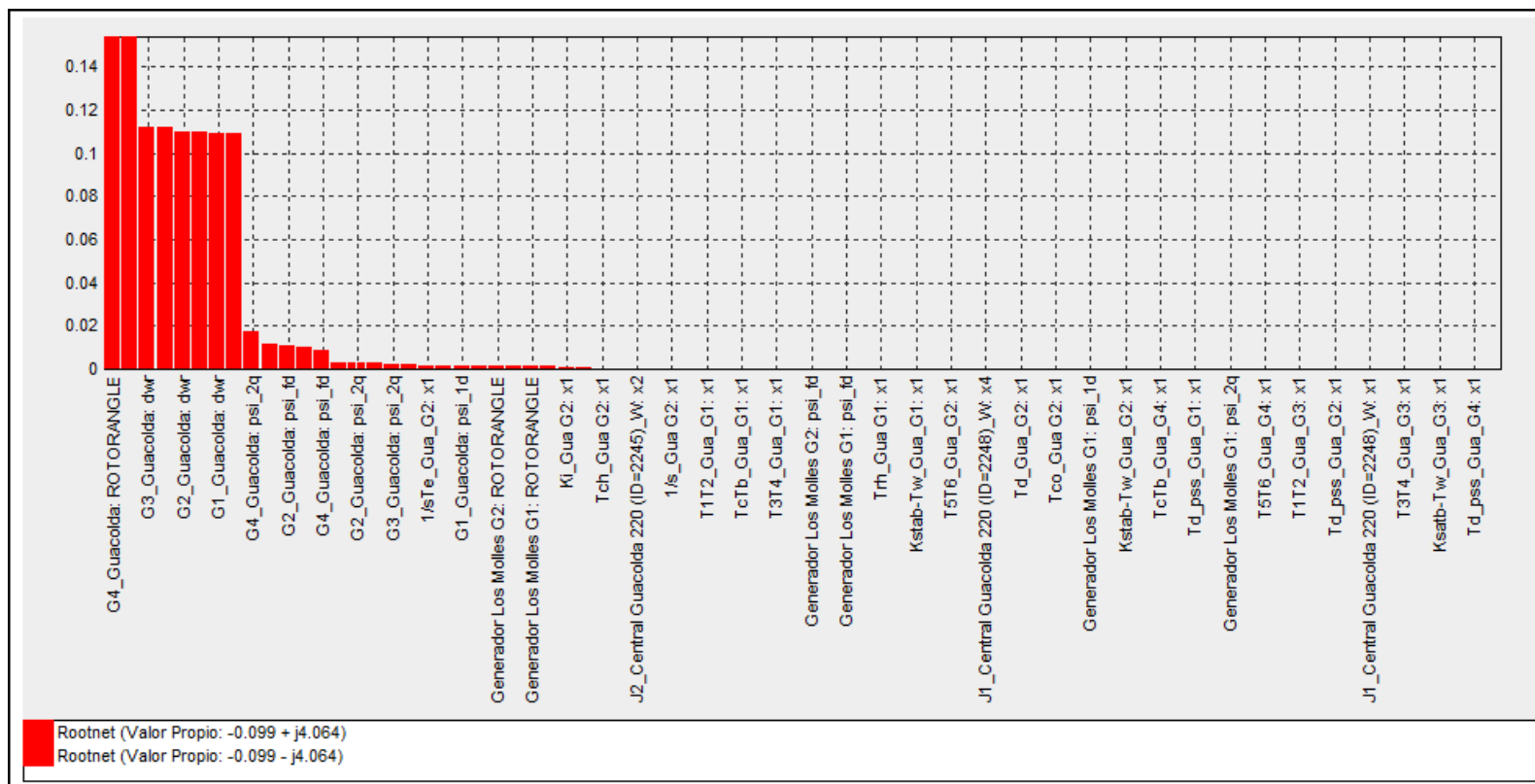


Figura 6-4: Factores de participación para el modo electromecánico $-0.099 \pm j4.064$ _ Sistema Interconectado Norte Chico_ Sin reguladores dinámicos en SVC

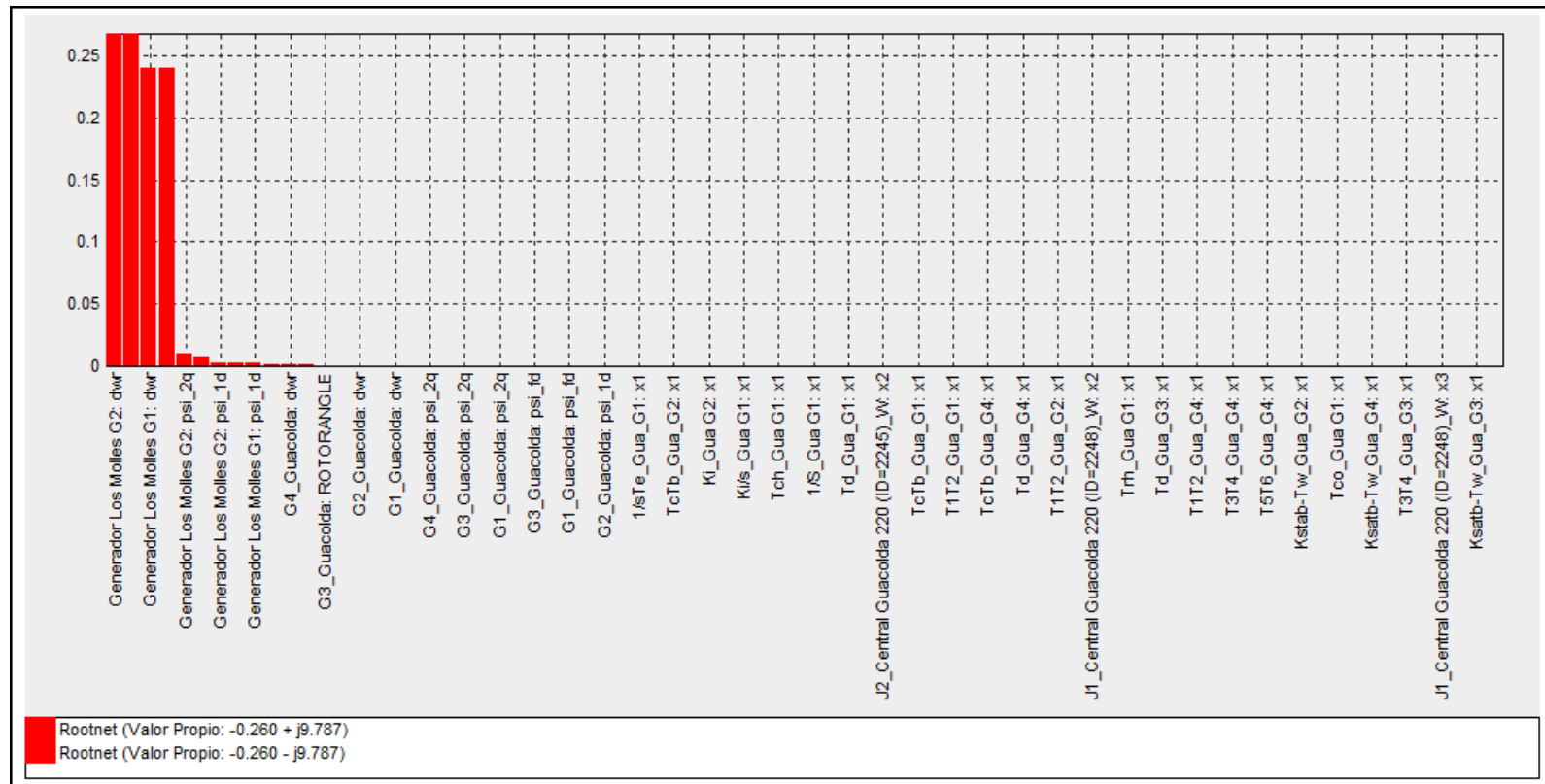


Figura 6-5: Factores de participación para el modo electromecánico $-0.260 \pm j9.787$ _ Sistema Interconectado Norte Chico_ Sin reguladores dinámicos en SVC

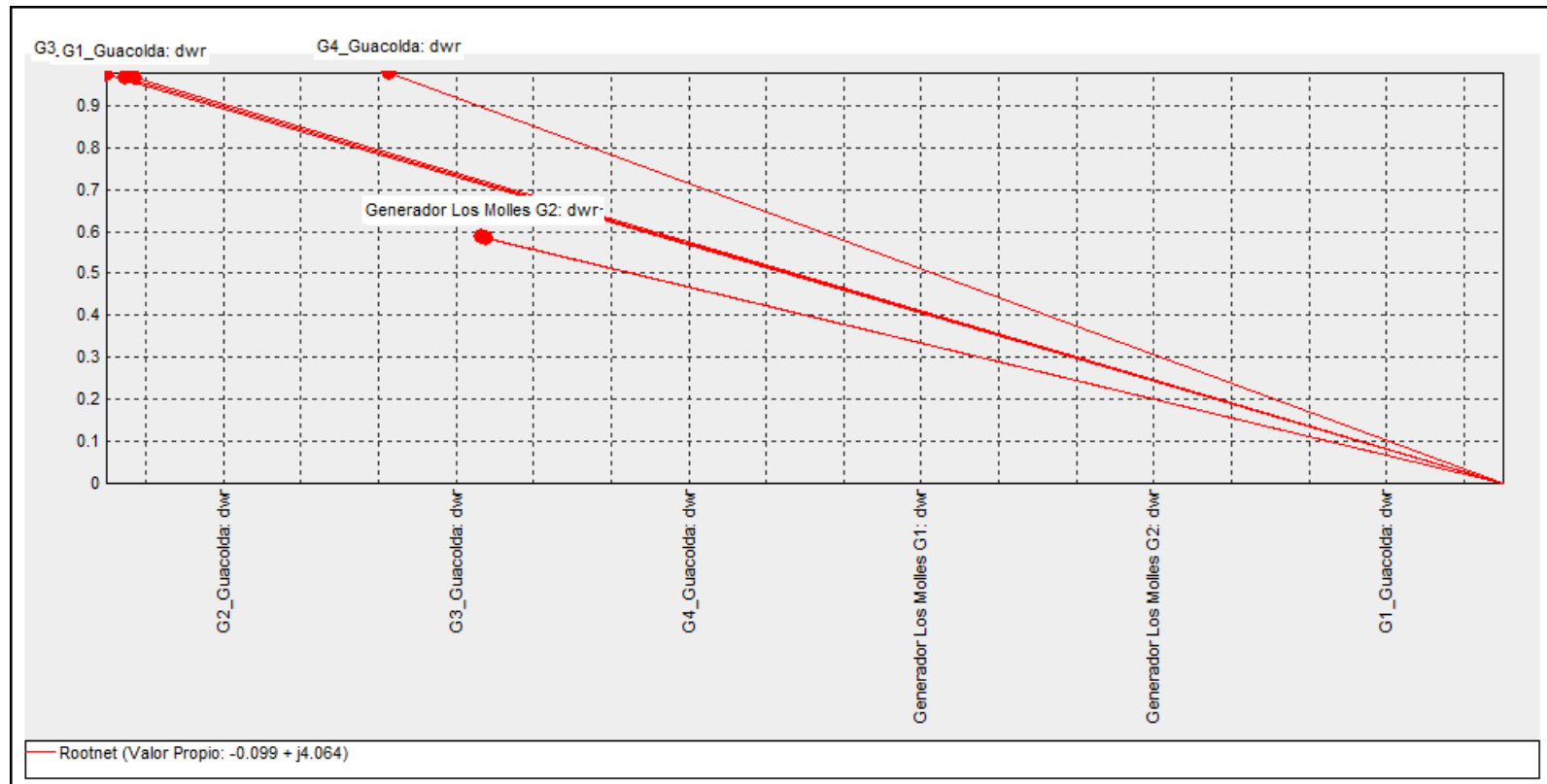


Figura 6-6: Forma del modo del valor propio $-0.099 + j4.064$ _ Sistema Interconectado Norte Chico_ Sin reguladores dinámicos en SVC

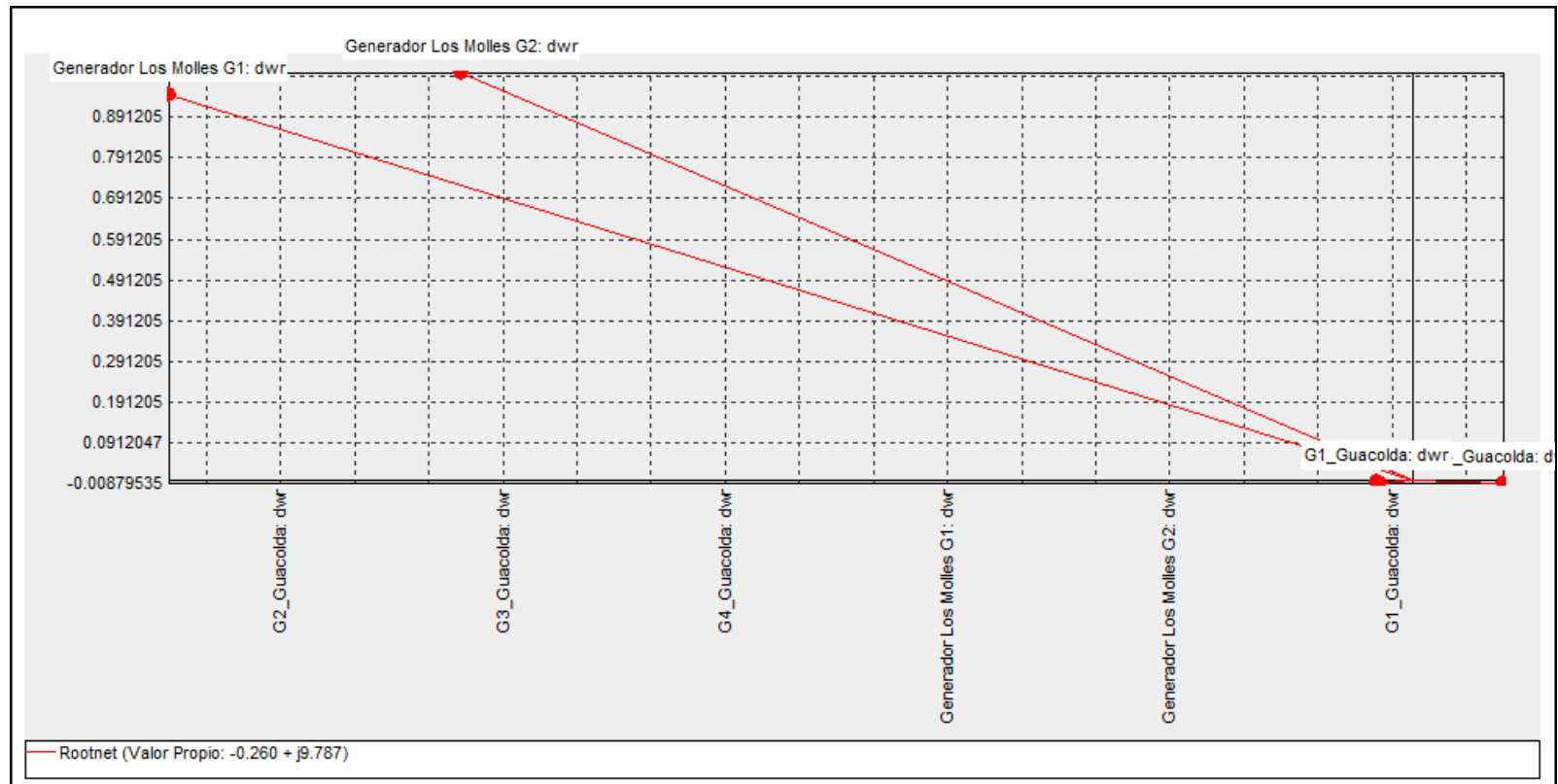


Figura 6-7: Forma del modo del valor propio $-0.260 + j9.787$ _ Sistema Interconectado Norte Chico_ Sin reguladores dinámicos en SVC

6.5 Incorporación del TCSC al Sistema Interconectado Norte Chico

En el Sistema Interconectado Norte Chico, aquellas líneas de longitud media, superior a 100 km, son de relevancia para la ubicación del compensador estático de reactivos serie, TCSC (*“Thyristor Controlled Series Capacitor”*). Lo anterior se debe a que en un SEP cualquiera, existen normalmente límites técnicos de Líneas de Transmisión de longitud media y larga ((i) Límites Térmicos, (ii) Límites por Estabilidad de Voltaje y (iii) Límite de Estabilidad Angular o Transitoria) los cuales son de importancia para estudios de Estabilidad del SIC Reducido. En efecto, en el SIC Reducido existen ocho líneas de longitud media, con niveles de tensión de 110 kV y 220 kV (Tabla 6-5), donde para la condición de operación, según Figura 6-2 y Tabla 6-1, líneas a 220 kV presentan mayor Cargabilidad que las líneas de 110 kV.

De lo expresado anteriormente y, dado que la Cargabilidad de una línea de transmisión refleja el límite térmico, que a su vez está relacionada directamente con la Estabilidad de Voltaje en la línea y la Estabilidad Angular o Transitoria; toma importancia la instalación del TCSC en el Sistema de Transmisión a 220 kV del SIC Reducido, permitiendo, con la estrategia de control del reactancia de línea por parte del TCSC, regular, controlar y aumentar el flujo de potencia en cualquiera de los circuitos del sistema troncal a 220 kV. Para ello, la estrategia empleada para incorporar el compensador estático de reactivos serie, TCSC, de la familia FACTS (*“Flexible AC Transmission System”*), es analizar únicamente el Sistema Troncal a 220 kV del Sistema Interconectado Norte Chico.

El Sistema Troncal a 220 kV, visto desde el norte por S/E Diego de Almagro, se muestra en Figura 6-8. El resultado del Flujo de Carga es utilizado para conocer la Cargabilidad del sistema de transmisión y determinar la ubicación óptima del TCSC.

Tabla 6-5: Sistema de Transmisión del Sistema Interconectado Norte Chico_ Longitud de Líneas de Transmisión mayores a 100 km

Sistema Interconectado Norte Chico_ Sistema de Transmisión			
Longitud Línea			
Nombre	Tensión kV	Longitud km	Cargabilidad %
Cardones - Refugio 110 kV	110	130.1	9.61
Illapel - Ovalle 110 kV	110	129.9	8.63
Maitencillo - Cardones 220kV C1	220	132.6	58.01
Maitencillo - Cardones 220kV C2	220	132.0	33.97
Maitencillo - Cardones 220kV C3	220	132.0	33.97
Punta Colorada - Maitencillo 220kV C1	220	112.6	20.89
Punta Colorada - Maitencillo 220kV C2	220	112.6	20.89
Vicuña - El Indio 110 kV	110	132.7	6.90

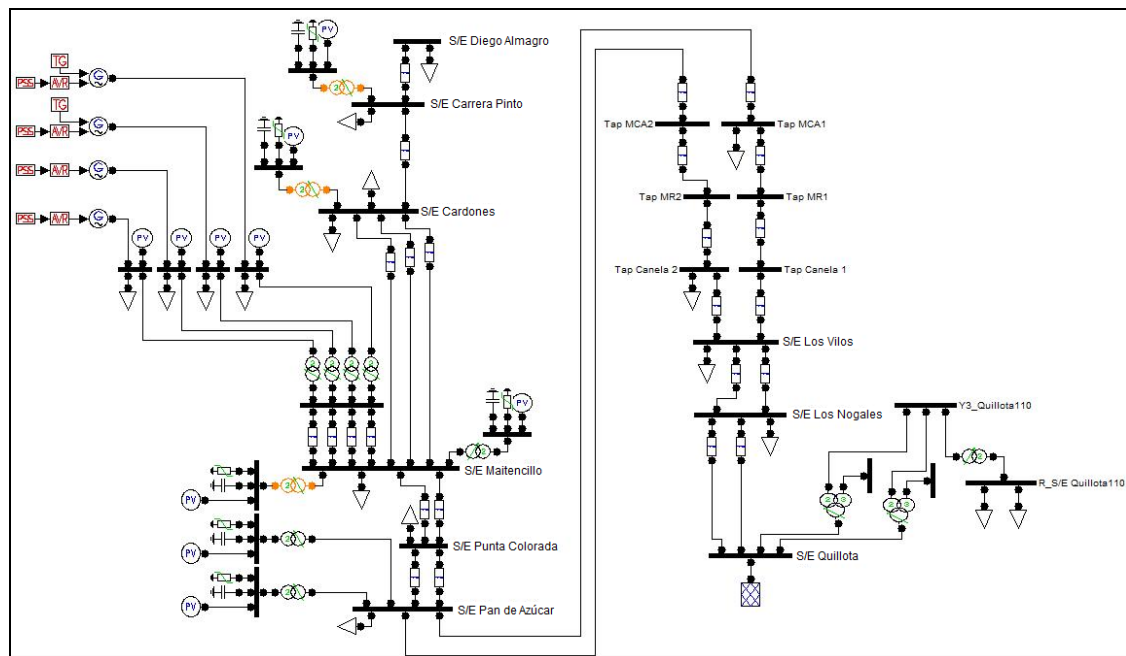


Figura 6-8: Sistema Troncal 220 kV del Sistema Interconectado Norte Chico

Para Tabla 6-6, se aplican criterios de Cargabilidad superior al 50% para ubicar el TCSC. Existen tres líneas de transmisión que cumplen los criterios, siendo: Línea Maitencillo-Cardones-C1 (Circuito 1, trifásico) con 58.01%, Línea Cardones-Carrera Pinto con 66.64% y Línea Carrera Pinto-Diego de Almagro con 56.60%. Aunque el circuito Maitencillo-Cardones-C1 es el segundo mayormente cargado, éste se ha elegido como la mejor ubicación para instalar el TCSC. Lo anterior se debe a que, al constar la línea Maitencillo-Cardones con tres circuitos paralelos, la actuación del TCSC, para modificar la reactancia de línea, es la que mejor rango de operación posee, ya que al introducir el TCSC en las líneas Carrera Pinto - Diego de Almagro o Cardones - Carrera Pinto, la modificación de la reactancia de línea se ve restringida por la configuración del Sistema Interconectado Norte Chico.

De acuerdo a ecuación (3-15), con la modificación de reactancia del circuito Maitencillo-Cardones-C1, al emplear TCSC, el análisis de Flujo de Carga por C1 de Maitencillo-Cardones, presenta los siguientes resultados: Sistema Interconectado Norte Chico, sin TCSC, se tiene un flujo de potencia de 119.83 MW y Cargabilidad del 58.01%. Al incorporar el TCSC, con valor de reactancia capacitiva de $X_{tcsc} = -20$ Ohm (37,93% de compensación de reactancia de línea), el flujo de potencia por la línea es de 156.99 MW y Cargabilidad de 76.02%. Incrementando el valor de compensación serie en la línea, a $X_{tcsc} = -40$ Ohm (75.85% de compensación), el flujo de potencia resultante por el circuito es de 220.81 MW y Cargabilidad resulta ser del 109.35%. Una Cargabilidad superior al 100% es permitida en líneas de transmisión para un tiempo de operación de algunos minutos (dependiendo de las variables meteorológicas existentes, las que a su vez permiten evaluar la capacidad dinámica del circuito).

La Tabla 6-7 resume el análisis descrito anteriormente, donde se presenta las simulaciones de Flujo de Potencia, para el Sistema Troncal a 220 kV del SIC Reducido.

Tabla 6-6: Flujo de Carga del Sistema Troncal 220 kV del Sistema Interconectado Norte Chico

Sistema Interconectado Norte Chico_ Sistema Troncal 220 kV Flujo de Carga en Líneas de Transmisión					
Nombre	Long. km	X/R pu	P MW	Lim. Term Carga [%]	Sentido P
Carrera Pinto - Diego de Almagro 220 kV	72.2	3.94	110.94	56.60	↑
Cardones - Carrera Pinto 220kV	75.3	3.99	130.94	66.64	↑
Maitencillo - Cardones 220kV C1	132.6	3.99	119.83	58.01	↑
Maitencillo - Cardones 220kV C2	132.0	4.04	117.84	33.97	↑
Maitencillo - Cardones 220kV C3	132.0	4.04	117.84	33.97	↑
Guacolda - Maitencillo 220 kV C1	34.7	9.32	140.08	41.19	↓
Guacolda - Maitencillo 220 kV C2	34.7	9.32	140.09	41.19	↓
Guacolda - Maitencillo 220 kV C3	36.7	7.28	146.72	43.20	↓
Guacolda - Maitencillo 220 kV C4	36.7	7.28	146.73	43.20	↓
Punta Colorada - Maitencillo 220kV C1	112.6	3.98	67.79	20.89	↓
Punta Colorada - Maitencillo 220kV C2	112.6	3.98	67.79	20.89	↓
Pan de Azúcar - Punta Colorada 220kV C1	84.0	3.98	66.78	19.69	↓
Pan de Azúcar - Punta Colorada 220kV C2	84.0	3.98	66.79	19.69	↓
Pan de Azucar - Tap MCA C1	13.0	3.92	7.84	2.81	↓
Pan de Azucar - Tap MCA C2	13.0	3.92	39.92	11.91	↑
Tap MCA - Tap MR C1	88.3	3.92	42.98	12.55	↑
Tap MCA - Tap MR C2	88.3	3.92	40.19	11.75	↑
Tap MR - Tap Canela C1	56.7	3.92	43.19	12.99	↑
Tap MR - Tap Canela C2	56.7	3.92	40.36	12.26	↑
Los Vilos - Tap Canela C1	70.0	3.92	43.47	14.07	↑
Los Vilos - Tap Canela C2	70.0	3.92	40.62	13.51	↑
Los Vilos 01	97.1	3.97	57.56	28.20	↑
Los Vilos 02	97.1	3.97	57.56	28.20	↑
Los Vilos-Quillota	27.0	3.97	57.79	29.04	↑
Los Vilos-Quillota 02	27.0	3.97	57.79	29.04	↑

Tabla 6-7: Flujo de Carga del Sistema Troncal 220 kV del Sistema Interconectado Norte Chico_ Incorporación del TCSC

Sistema Interconectado Norte Chico_ Sistema Troncal 220 kV						
Flujo de Carga en Líneas de Transmisión						
Nombre	No TCSC		TCSC_Xtsc = -20 Ohm		TCSC_Xtsc = -40 Ohm	
	P [MW]	Carga [%]	P [MW]	Carga [%]	P [MW]	Carga [%]
Carrera Pinto - Diego de Almagro 220 kV	110.94	56.60	110.95	56.66	111.06	57.40
Cardones - Carrera Pinto 220kV	130.94	66.64	130.95	66.69	131.12	67.34
Maitencillo - Cardones 220kV C1	119.83	58.01	156.99	76.02	220.81	109.35
Maitencillo - Cardones 220kV C2	117.84	33.97	100.58	29.07	72.31	22.01
Maitencillo - Cardones 220kV C3	117.84	33.97	100.57	29.06	72.30	22.01
Guacolda - Maitencillo 220 kV C1	140.08	41.19	140.09	41.19	140.09	41.19
Guacolda - Maitencillo 220 kV C2	140.09	41.19	140.09	41.19	140.08	41.19
Guacolda - Maitencillo 220 kV C3	146.72	43.20	146.72	43.20	146.72	43.20
Guacolda - Maitencillo 220 kV C4	146.73	43.20	146.72	43.20	146.72	43.20
Punta Colorada - Maitencillo 220kV C1	67.79	20.89	67.47	20.79	65.35	20.16
Punta Colorada - Maitencillo 220kV C2	67.79	20.89	67.47	20.79	65.36	20.16
Pan de Azúcar - Punta Colorada 220kV C1	66.78	19.69	66.47	19.59	64.42	18.97
Pan de Azúcar - Punta Colorada 220kV C2	66.79	19.69	66.48	19.59	64.42	18.97
Pan de Azucar - Tap MCA C1	7.84	2.81	7.62	2.76	5.53	2.45
Pan de Azucar - Tap MCA C2	39.92	11.91	40.14	11.97	42.23	12.54
Tap MCA - Tap MR C1	42.98	12.55	43.20	12.62	45.32	13.25
Tap MCA - Tap MR C2	40.19	11.75	40.41	11.81	42.53	12.45
Tap MR - Tap Canela C1	43.19	12.99	43.41	13.05	45.55	13.69
Tap MR - Tap Canela C2	40.36	12.26	40.59	12.32	42.73	12.97
Los Vilos - Tap Canela C1	43.47	14.07	43.69	14.13	45.86	14.75
Los Vilos - Tap Canela C2	40.62	13.51	40.85	13.57	43.02	14.18
Los Vilos 01	57.56	28.20	57.79	28.28	60.01	29.16
Los Vilos 02	57.56	28.20	57.79	28.28	60.01	29.16
Los Vilos-Quillota	57.79	29.04	58.03	29.12	60.26	29.98
Los Vilos-Quillota 02	57.79	29.04	58.02	29.12	60.25	29.98

Con el TCSC instalado en el Sistema Troncal 220 kV del SIC Reducido, sus parámetros estáticos y dinámicos, así como el esquema de control del compensador, se presentan en la Tabla 6-8 y la Figura 6-9, donde X_{ref} y X_{cont} son las variables de referencia y estrategia de control, PI muestra el control Proporcional-Integral aplicado al regulador, B_{stab} y B_{TCSC} son las susceptancias del compensador POD y susceptancia serie controlada.

Tabla 6-8: Parámetros control del TCSC_ Sistema Interconectado Norte Chico

Control TCSC	
Xcont	PLine_Maitencillo-Cardones L1
Xref [MW]	FC_Maitencillo-Cardones L1
Ki [pu]	0.75
Kp [pu]	0.05

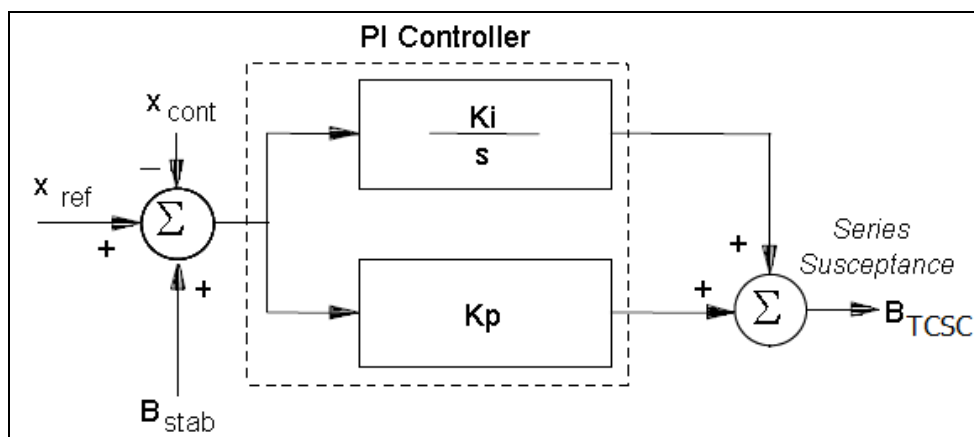


Figura 6-9: Esquema de control para el TCSC conectado en el circuito Maitencillo-Cardones-C1 del Sistema Interconectado Norte Chico

6.6 Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal del Sistema Interconectado Norte Chico incluido el TCSC

Utilizando esquemas de control primario en dispositivos FACTS, Tabla 6-3 para el SVC, Tabla 6-8 y Figura 6-9 para el TCSC, y la condición de operación del Sistema Interconectado Norte Chico, según Figura 6-2, Tabla 6-1, Tabla 6-2, Tabla 6-7 con $X_{tcsc} = -20 \text{ Ohm}$; se realiza el Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal del sistema, mediante programa computacional NEPLAN.

Para el SIC reducido, se tiene un par de valores propios con amortiguamiento crítico ($\zeta < 5\%$), donde los modos oscilantes $-0.157 \pm j4.024$ y $-0.267 \pm j9.785$, correspondiente a modos de oscilación electromecánicos de baja frecuencia, alcanzan un amortiguamiento del 3.90% y 2.70%, respectivamente (Tabla 6-9). El sistema es estable según el plano de valores propios de la Figura 6-10, pues no se tiene valores con parte real positiva.

Tabla 6-9: Valores propios críticos del Sistema Interconectado Norte Chico_ Con reguladores SVC, con TCSC, sin controladores POD

Análisis Pequeña Señal Con Reg SVCs_ Con TCSC_ No PODs Valores Propios_Sistema Interconectado Norte Chico Programa Computacional NEPLAN				
Real	Imaginario	ζ	f [Hz]	Variables Estado Mayor Participación
-0.157	-4.024	3.90%	0.640	G4_Guacolda: ROTORANGLE
-0.157	4.024	3.90%	0.640	G4_Guacolda: ROTORANGLE
-0.267	-9.785	2.70%	1.557	Generador Los Molles G2: dwr
-0.267	9.785	2.70%	1.557	Generador Los Molles G2: dwr

Desde la configuración inicial del SEP, sin la instalación de esquemas de control primario, en los dispositivos FACTS (sin reguladores en SVC, sin la instalación del TCSC), el amortiguamiento del sistema va mejorando, según como se vayan implementando tales esquemas. Es así que, según Tabla 6-10, Caso-1, un amortiguamiento del 2.40% está presente en el sistema original. Para el Caso-2, cuando se habilitan reguladores primarios en los SVC, estos no solo logran mejorar la estabilidad transitoria del sistema, sino que además mejoran la estabilidad de pequeña señal al alcanzar un valor del 3.60% de razón de amortiguamiento. Finalmente, en el Caso-3, cuando se instala el TCSC, en el circuito Maitencillo-Cardones-C1, el

amortiguamiento final del sistema es de 3.90%. Para los tres casos explicados anteriormente, no se tienen habilitados ningún esquema de control secundario en dispositivos FACTS, es decir, no cuentan con esquemas de control POD (*“Power Oscillation Damping”*).

Tabla 6-10: Razón de amortiguamiento y frecuencia de oscilación para distintos valores propios del Sistema Interconectado Norte Chico según condiciones de operación

Análisis Pequeña Señal				
Valores Propios_Sistema Interconectado Norte Chico				
Programa Computacional NEPLAN				
	Operación SIC Reducido	Valor Propio	ζ	f [Hz]
Caso 1	Sin Reg SVCs_ No TCSC_ No PODs	-0.099 ± j4.064	2.40%	0.647
Caso 2	Con Reg SVCs_ No TCSC_ No PODs	-0.147 ± j4.078	3.60%	0.649
Caso 3	Con Reg SVCs_ Con TCSC_ No PODs	-0.157 ± j4.024	3.90%	0.640

Los Factores de Participación, que muestra el grado de incidencia que tiene las variables de estado en los valores propios, son mostrados en Figura 6-11 y Figura 6-12. Para el modo $-0.157 \pm j4.024$ (Figura 6-11), las variables de estado que mayor participación tienen en el modo oscilante son: ángulo de rotor (δ_4, δ_3) del generador G4 y G3 de la Central Guacolda con 15% y 12% de participación, respectivamente; velocidad rotor (ω_2, ω_1) de los generadores Guacolda G2 y G1, con 12% de participación cada uno. Para el modo $-0.267 \pm j9.785$, (Figura 6-12), se tiene 27% de participación de la variable velocidad rotor (ω_2, ω_1) de los generadores Los Molles G2 y G1, cada uno.

Aplicando las propiedades de los eigenvectores derecho (Forma del Modo Oscilante), en el eigenvalor $-0.157 \pm j4.024$ se tiene que el grupo de generadores coherentes lo conforman todos los generadores de Central Guacolda y Los Molles (Figura 6-13). En

cambio, para el eigenvalor $-0.267 \pm j9.785$, el grupo de generadores coherentes son G1 y G2 de Central Los Molles oscilando en contra de G1, G2, G3 y G4 de Central Guacolda (Figura 6-14).

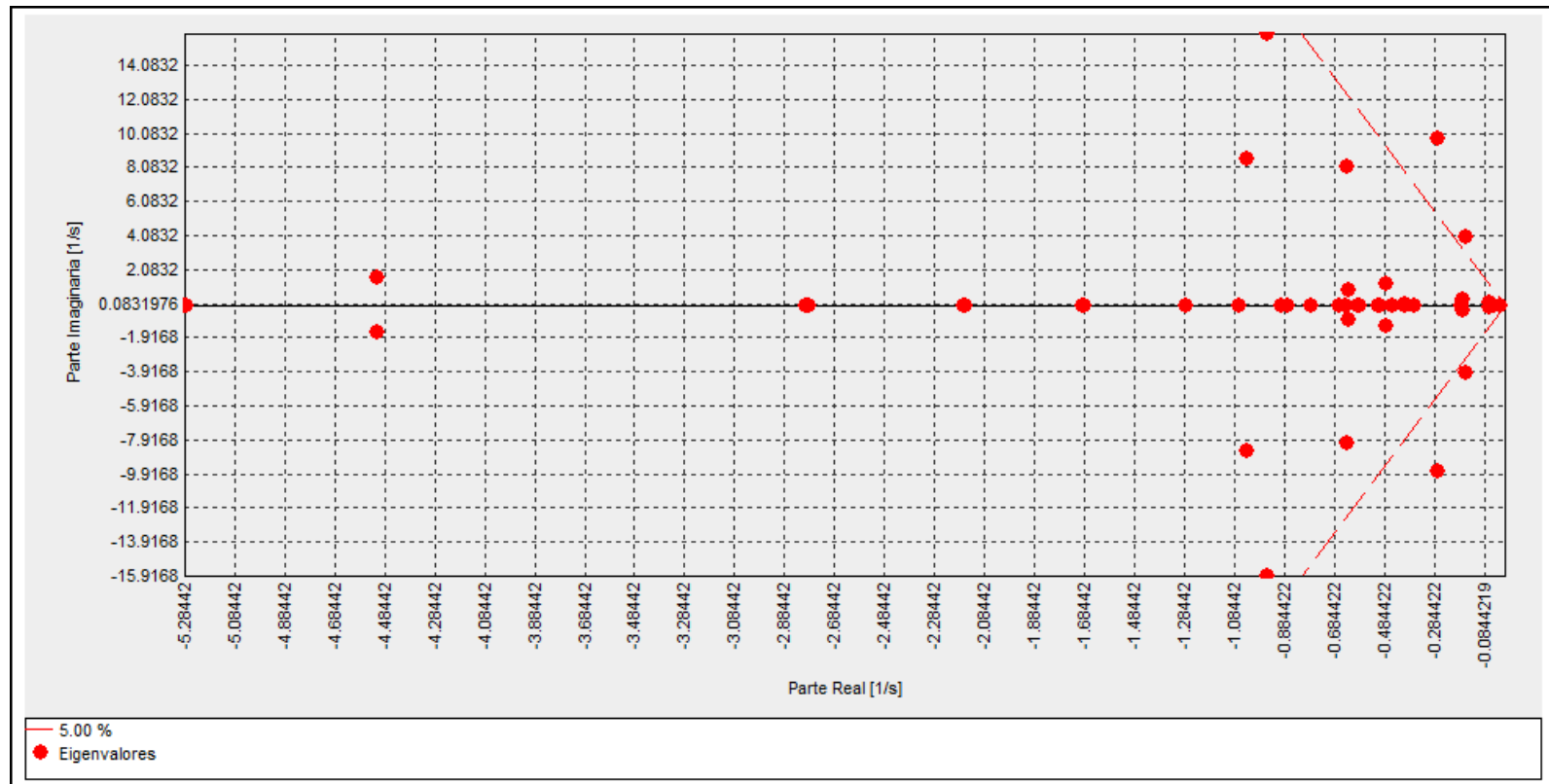


Figura 6-10: Valores propios del Sistema Interconectado Norte Chico_ Con reguladores dinámicos en SVC y TCSC_ Sin POD

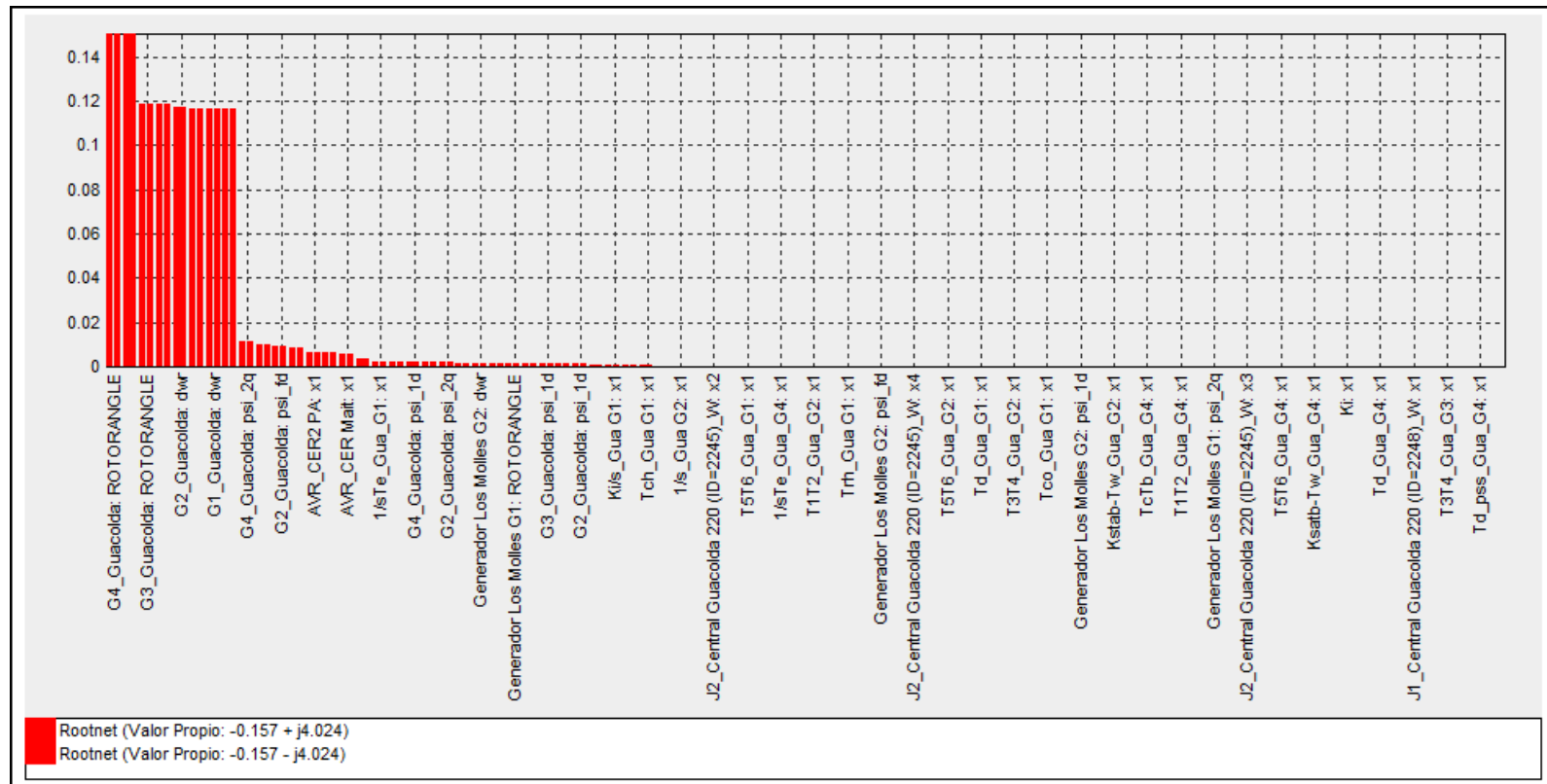


Figura 6-11: Factores de participación para el modo electromecánico $-0.157 \pm j4.024$ _ Sistema Interconectado Norte Chico_ Con reguladores dinámicos en SVC y TCSC_ Sin POD

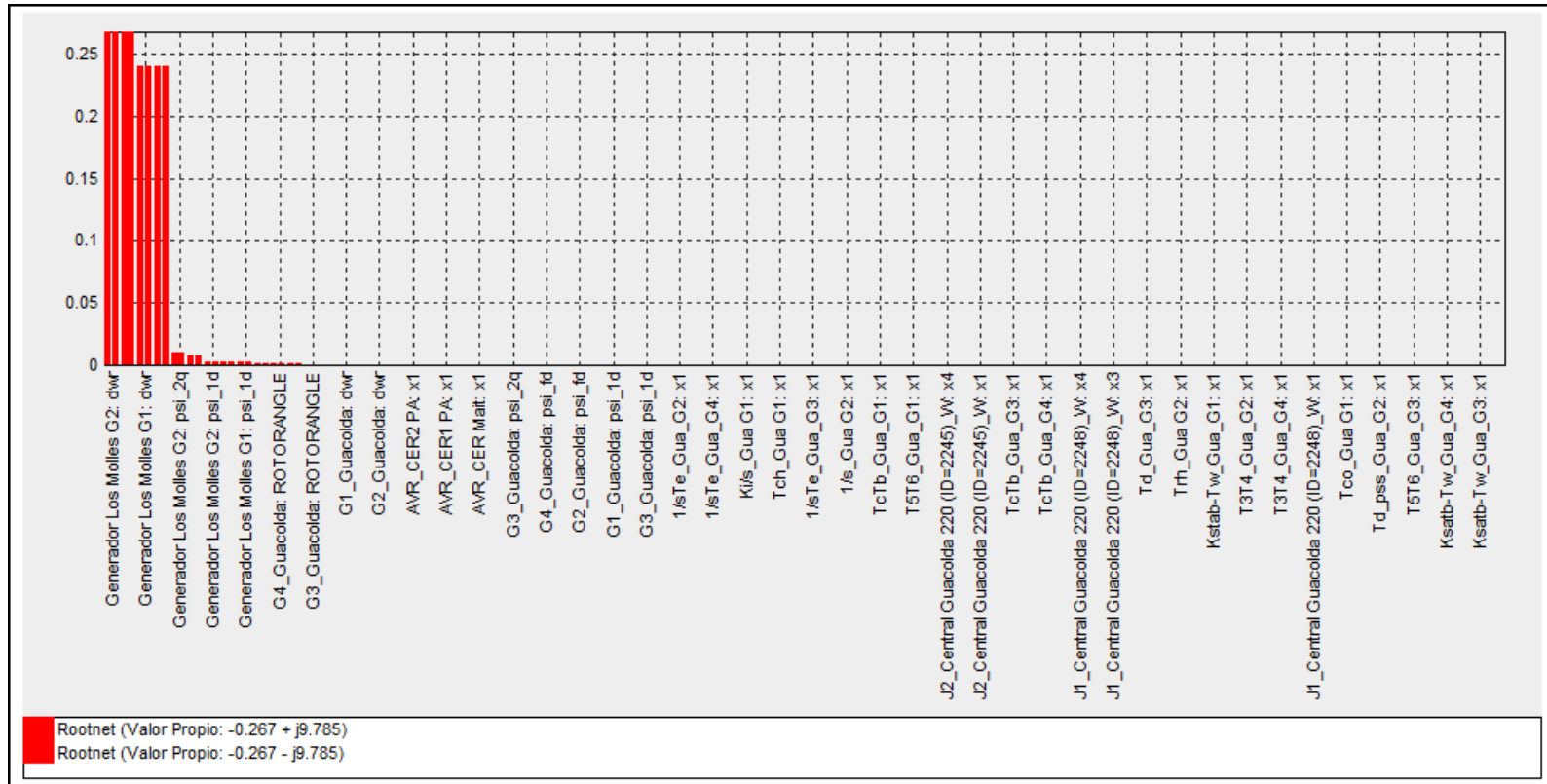


Figura 6-12: Factores de participación para el modo electromecánico $-0.267 \pm j9.785$ _ Sistema Interconectado Norte Chico_ Con reguladores dinámicos en SVC y TCSC_ Sin POD

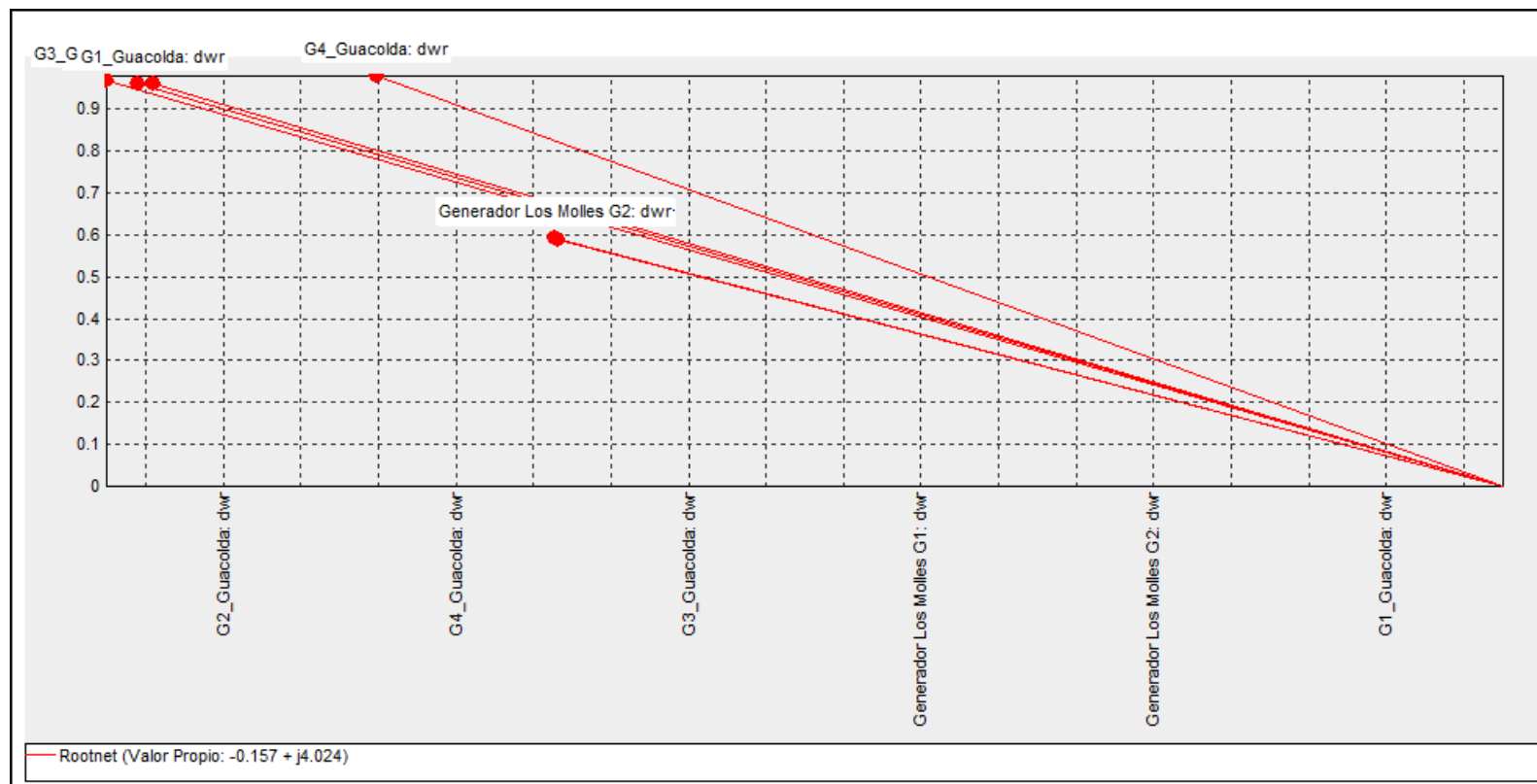


Figura 6-13: Forma del modo del valor propio $-0.157 + j4.024$ _ Sistema Interconectado Norte Chico_ Con reguladores dinámicos en SVC y TCSC_ Sin POD

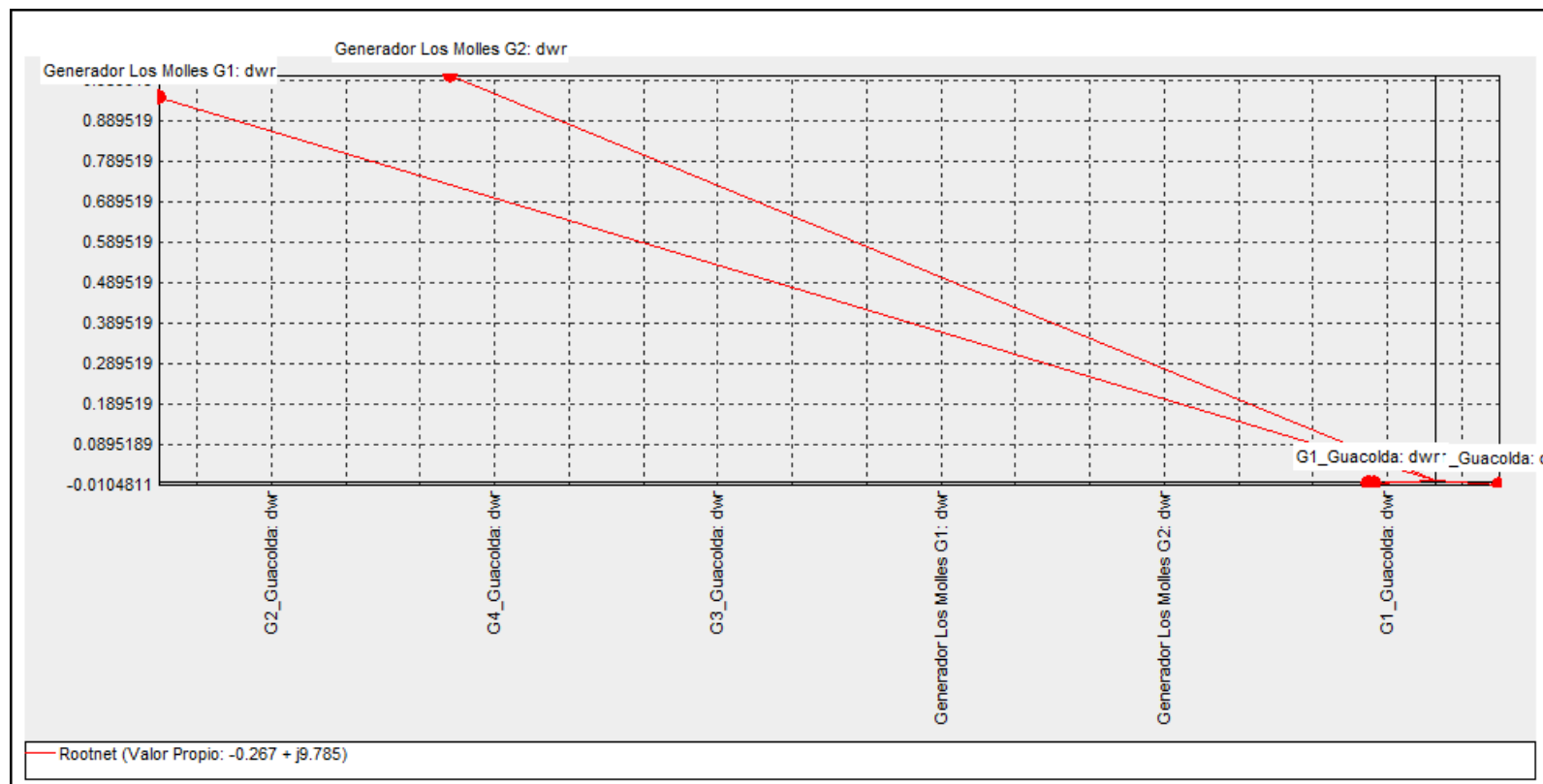


Figura 6-14: Forma del modo del valor propio $-0.267 + j9.785$ _ Sistema Interconectado Norte Chico_ Con reguladores dinámicos en SVC y TCSC_ Sin POD

6.7 Diseño del controlador POD de dispositivos FACTS para el Sistema Interconectado Norte Chico

Mejorar la estabilidad de pequeña señal de un sistema eléctrico de potencia, mediante incorporación de esquemas de control secundario en los dispositivos FACTS, requiere una adecuada sintonización en las constantes de tiempo del bloque compensador y ajuste de ganancia del POD (*“Power Oscillation Damping”*). El principal objetivo es introducir una componente de torque amortiguante al SEP, vía diseño del POD, para reducir o mitigar oscilaciones electromecánicas.

La estrategia de diseño del controlador POD para implementarlo en dispositivos FACTS del Sistema Interconectado Norte Chico, es tomar el Sistema Troncal a 220 kV y simularlo en programa computacional PSAT (*“Power System Analysis Toolbox”*), donde las propiedades de análisis de pequeña señal (PSAT) y diagramas de Nyquist (MATLAB) ayudarán con el boceto.

De la función de transferencia en lazo abierto del Sistema Troncal a 220 kV, incluyendo dispositivos FACTS, con control primario en ellos, pero sin esquemas de control POD, se utiliza la función Modo Residuo (ecuación (4-13)) para encontrar la ubicación óptima del controlador, basado en el máximo valor absoluto de la función Modo Residuo. En Tabla 6-11, el control secundario de los dispositivos FACTS debería estar en SVC Maitencillo, pero por simulaciones de pequeña señal realizadas en programa computacional NEPLAN, éste sugiere que el control debe situarse en el TCSC debido a que logra obtener un mejor amortiguamiento en el SIC Reducido, cuya señal de entrada

será la variación de flujo de potencia activa en el Transformador G3 de la Central Guacolda.

Tabla 6-11: Análisis Modo Residuo de la función de transferencia $G(s)$ del Sistema Interconectado Norte Chico_ Sistema Troncal 220 kV_ FACTS sin POD

Análisis Modo Residuo			
Sistema Interconectado Norte Chico			
FACTS sin POD			
Función de Transferencia	max IRil	y (s)	u (s)
FT: $\Delta P/\Delta v_{ref_svc}$ Maitencillo	0.3563	P_Trafo Gua4	Vref_svc Maitenc
FT: $\Delta P/\Delta v_{ref_svc}$ P. Azúcar 1	0.3127	P_TrafoGua4	Vref_svc PA1
FT: $\Delta P/\Delta v_{ref_svc}$ P. Azúcar 2	0.3127	P_TrafoGua4	Vref_svc PA2
FT: $\Delta P/\Delta P_{ref_tcsc}$	0.0011	P_TrafoGua3	Pref_tcsc

Con el sistema no compensado (sin POD en dispositivos FACTS), el diagrama de Nyquist es mostrado en Figura 6-15, donde la traza polar indica que el SEP es estable, dado que no encierra el punto $(-1 + j0)$.

El valor propio pobremente amortiguado $-0.157 \pm j4.024$ (Tabla 6-9) dará información sobre el ángulo de fase de compensación requerida por el sistema (φ_{comp}). Con φ_{comp} proporcionado por Nyquist, los parámetros de constantes de tiempo del compensador (T_{lead} y T_{lag}), son calculados. Cálculos de φ_{comp} , T_{lead} y T_{lag} son detallados en Anexo B.

$$T_{lead} = 0.2588 \text{ s}$$

$$T_{lag} = 0.2357 \text{ s}$$

(6-2)

Aplicando técnica de Lugar Geométrico de las Raíces (Figura 6-16), un valor de ganancia $K_w=20$ asegura el arrastre del polo $-0.157 \pm j4.024$ al lado izquierdo del plano

complejo de valores propios y evita la aparición de nuevos modos oscilantes con $\zeta < 5\%$ en el Sistema Interconectado Norte Chico.

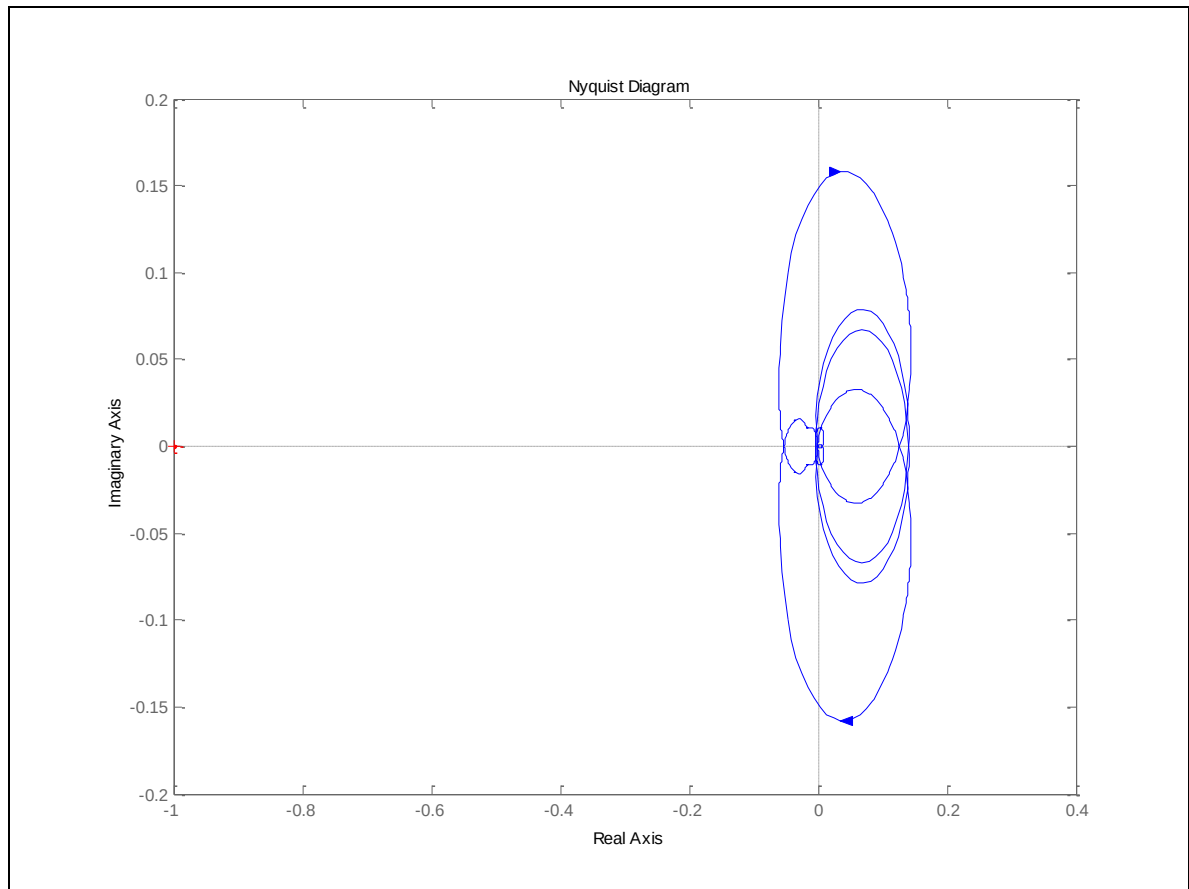


Figura 6-15: Diagrama de Nyquist del Sistema Interconectado Norte Chico_ Sistema Troncal 220 kV_ FACTS sin POD

Finalmente, tal como se indica en forma detallada en Anexo B, la función de transferencia del controlador POD es:

$$H(s) = 20 \frac{10s}{10s + 1} \left(\frac{0.2588s + 1}{0.2357s + 1} \right)^2$$

(6-3)

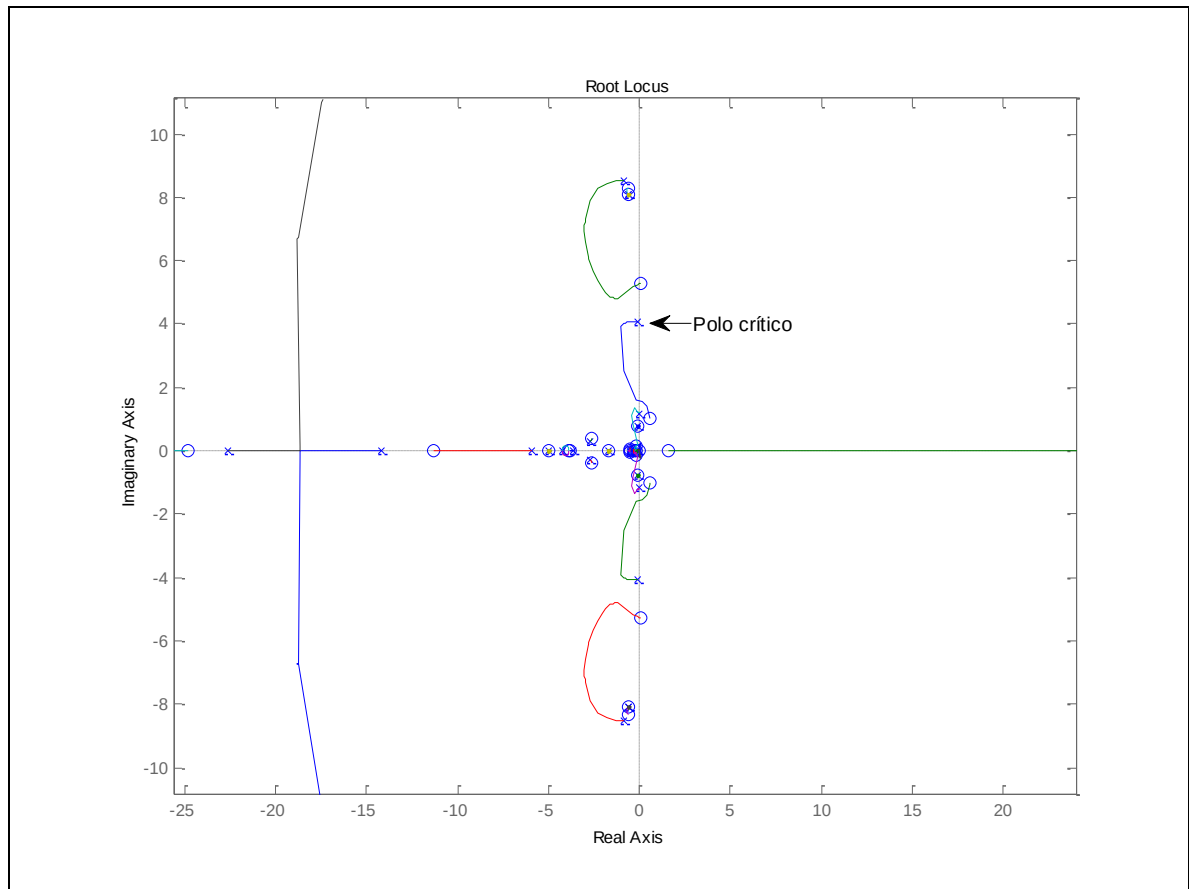


Figura 6-16: Lugar geométrico de las raíces para el modo electromecánico - $0.157 \pm j4.024$ _ Sistema Interconectado Norte Chico_ Sistema Troncal 220 kV_ FACTS sin POD

6.8 Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal del Sistema Interconectado Norte Chico incluyendo controladores POD en el equipo TCSC

Al incorporar el esquema de control secundario en el dispositivo TCSC, con los parámetros de la ecuación (6-3); y conectarlo en el circuito Maitencillo-Cardones-C1 del Sistema Interconectado Norte Chico, cual opera según Tabla 6-1, Tabla 6-2 y Tabla 6-7

con $X_{tcsc} = -20 \text{ Ohm}$, se observa una mejora en el amortiguamiento del sistema (Tabla 6-12 y Figura 6-17).

Tabla 6-12: Valores propios de menor amortiguamiento del Sistema Interconectado Norte Chico_ Con reguladores dinámicos en SVC y TCSC_ POD en TCSC

Análisis Pequeña Señal Con Reg SVCs_ Con TCSC_ POD en TCSC Valores Propios_Sistema Interconectado Norte Chico Programa Computacional NEPLAN				
Real	Imaginario	ζ	f [Hz]	Variables Estado Mayor Participación
-0.582	-9.786	5.90%	1.557	Generador Los Molles G2: ROTORANGLE
-0.582	9.786	5.90%	1.557	Generador Los Molles G2: ROTORANGLE
-0.956	-15.917	6.00%	2.533	Generador Los Molles G1: dwr
-0.956	15.917	6.00%	2.533	Generador Los Molles G1: ROTORANGLE
-0.630	-8.155	7.70%	1.298	G3_Guacolda: ROTORANGLE
-0.630	8.155	7.70%	1.298	G3_Guacolda: ROTORANGLE
-0.631	-8.164	7.70%	1.299	G1_Guacolda: dwr
-0.631	8.164	7.70%	1.299	G1_Guacolda: dwr
-0.990	-8.482	11.60%	1.350	G4_Guacolda: dwr
-0.990	8.482	11.60%	1.350	G4_Guacolda: dwr

Esto es, del Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal, en programa computacional NEPLAN, el SIC Reducido con SVC y TCSC con POD operando, se observa que posee un amortiguamiento $\zeta > 5\%$ y comportamiento estable, pues los valores propios, o modos oscilantes, no presentan parte real positiva, según el plano complejo de valores propios (Figura 6-17).

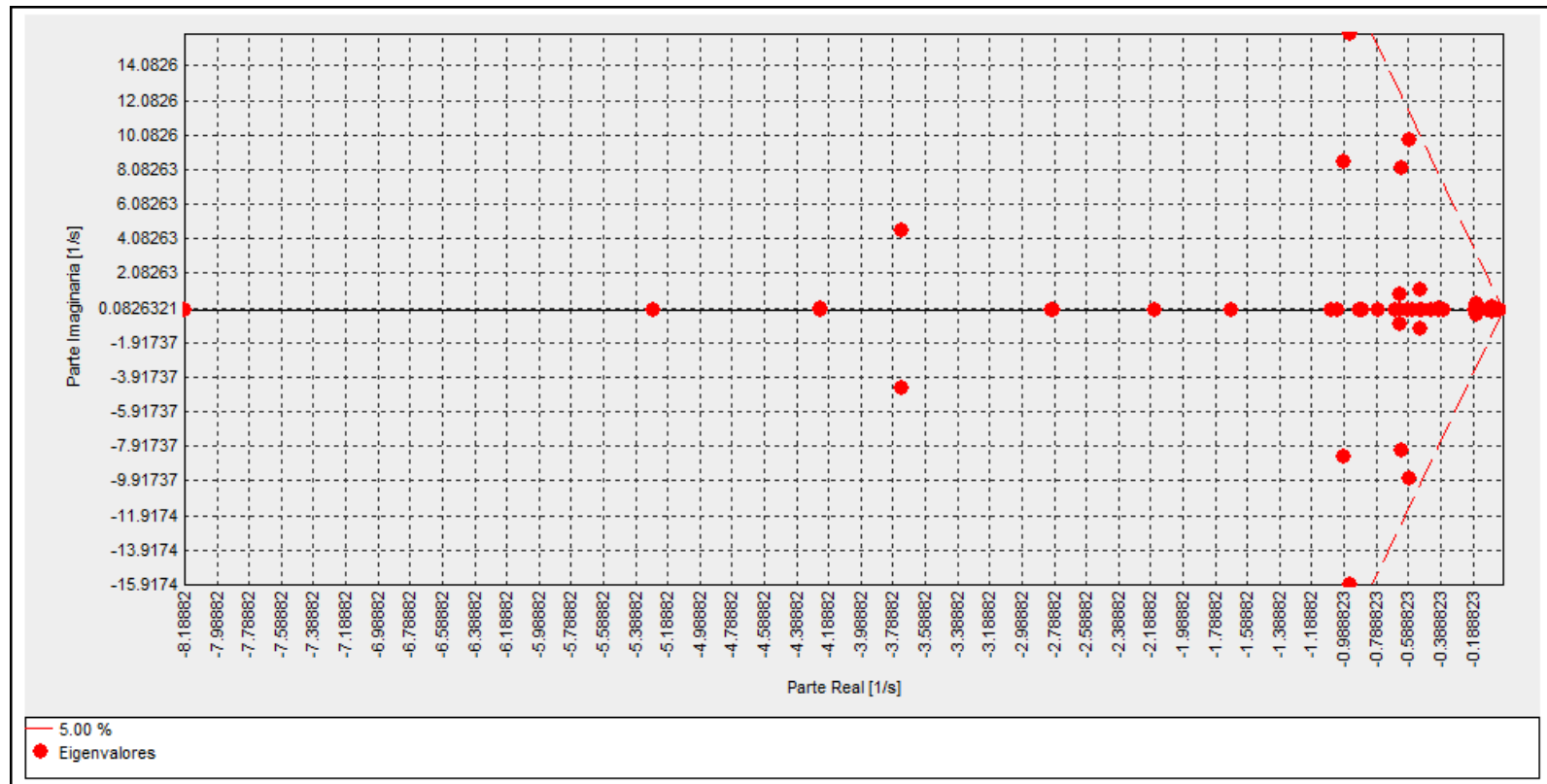


Figura 6-17: Valores propios del Sistema Interconectado Norte Chico_ Con reguladores dinámicos en SVC y TCSC_ POD en TCSC

6.9 Análisis dinámico del Sistema Interconectado Norte Chico

Resuelto el problema de amortiguamiento en el Sistema Interconectado Norte Chico ($\zeta > 5\%$) mediante instalación del controlador POD en TCSC y manteniendo configuración del SEP dado por Figura 6-2, Tabla 6-1, Tabla 6-2, Tabla 6-7 con $X_{TCSC} = -20 \text{ Ohm}$, las siguientes perturbaciones fueron realizadas, con el objeto de verificar, mediante análisis dinámico o estabilidad transitoria, el comportamiento del SIC Reducido. Lo anterior es simulado manteniendo esquemas de control primario en los SVC (Tabla 6-3) y TCSC (Tabla 6-8).

- a) Cortocircuito trifásico de 100 ms de duración, aplicado a 50% del circuito Maitencillo-Cardones-C3, ubicada entre barras Maitencillo y Cardones 220 kV.
- b) Desconexión de carga en barra de La Candelaria (92.74 MW y f.p. = 0.98 inductivo) ubicada en barra J_S/E La Candelaria 220 kV.
- c) Desconexión de generación, dado por la salida de sincronismo de la Unidad 4 de Central Termoeléctrica Guacolda (149 MW y 45.93 MVAR capacitivo).
- d) Apertura del circuito C2 de la línea de transmisión Maitencillo-Cardones, ubicada entre barras Maitencillo y Cardones 220 kV.

Las variables eléctricas mostradas en simulaciones dinámicas son: (i) Ángulo rotor de generadores de Central Guacolda, (ii) Flujo de potencia activa en líneas de transmisión Cardones-Carrera Pinto, Maitencillo - Cardones y Punta Colorada - Maitencillo, (iii) Reactancia del TCSC y (iv) Potencia reactiva del SVC. El tiempo de simulación, para

todos los casos es de 10 s, 20 s, 30 s, 40 s y 150 s, dependiendo del caso. Programa computacional empleado en simulaciones dinámicas es NEPLAN.

6.9.1 Cortocircuito trifásico en circuito Maitencillo-Cardones-C3

Un cortocircuito trifásico de 100 ms de duración es aplicado en el lugar correspondiente al 50% del circuito Maitencillo-Cardones-C3 (entre barras Maitencillo y Cardones 220 kV). El tiempo de inicio de la perturbación es a los 0.4 s de simulación.

Variables eléctricas del SIC Reducido, frente al cortocircuito, se detallan en Tabla 6-13, donde se muestran valores pre-falla, mínimos, máximos, así como valores a 10 s y 20 s del inicio de la simulación dinámica.

Tabla 6-13: Variables eléctricas Sistema Interconectado Norte Chico_
Cortocircuito trifásico de 100 ms de duración a 50% del circuito Maitencillo-
Cardones-C3

Cortocircuito Trifásico					
Elemento: Línea Maitencillo-Cardones-C3					
Ubicación Cortocircuito: 50% de la línea					
Inicio Cortocircuito: 0.4 s					
Duración Cortocircuito: 100 ms					
Sistema Interconectado Norte Chico					
Con Reg. SVCs_ Con TCSC_ POD en TCSC					
Xtcsc = -20 Ohm					
Variable Eléctrica	Prefalla	Min	Max	10s Simul	20s Simul
Ángulo Rotor Guacolda G1 [°]	55.33	18.66	85.53	62.69	53.75
Ángulo Rotor Guacolda G2 [°]	55.33	18.47	86.24	62.87	53.76
Ángulo Rotor Guacolda G3 [°]	55.33	25.36	89.31	61.09	53.13
Ángulo Rotor Guacolda G4 [°]	47.20	16.07	74.58	53.76	45.33
Potencia Activa Línea Cardones-Carrera Pinto 220 [MW]	130.92	5.95	137.21	131.68	130.93
Potencia Activa Línea Maitencillo-Cardones 220 kV C1 [MW]	156.96	37.90	164.92	158.31	157.06
Potencia Activa Línea Maitencillo-Cardones 220 kV C2 [MW]	100.55	16.88	105.38	101.18	100.47
Potencia Activa Línea Maitencillo-Cardones 220 kV C3 [MW]	100.55	61.93	105.38	101.18	100.47
Potencia Activa Línea Punta Colorada-Maitencillo 220 kV C1 [MW]	67.47	-7.90	145.94	79.60	66.38
Potencia Activa Línea Punta Colorada-Maitencillo 220 kV C2 [MW]	67.47	-7.90	145.94	79.60	66.38
XL de Línea Maitencillo-Cardones C1 [Ohm]	2.36	0.43	93.85	2.10	2.37
XL de Línea Maitencillo-Cardones C2 [Ohm]	45.43	42.53	121.86	45.29	45.69
XL de Línea Maitencillo-Cardones C3 [Ohm]	45.41	26.89	48.04	45.28	45.67
Xtcsc [Ohm]	-20.00	-20.00	-20.14	-20.09	-20.06
Qsvc_ CER Maitencillo [MVar]	17.51	-10.76	21.99	18.48	18.38
Qsvc_ CER N°1 Pan de Azúcar [MVar]	-10.74	-3.47	-10.77	-10.19	-10.67
Qsvc_ CER N°2 Pan de Azúcar [MVar]	-10.65	-2.98	-10.66	-9.53	-10.51

Analizando Tabla 6-13 y Figura 6-18 se tiene: Variable eléctrica ángulo rotor, de generadores de Central Guacolda, al ser sometidos al cortocircuito de 100 ms de duración, éstos no pierden sincronismo. El sistema es estable, teniendo presente oscilaciones post-falla hasta los 20 s de simulación (Figura 6-19). Respecto a la variable flujo de potencia activa por líneas de transmisión, la línea Punta Colorada-Maitencillo (C1 y C2) adquiere oscilaciones críticas, llegando a tener un flujo inverso de potencia post-falla, pero se estabiliza antes de los 20 s de simulación.

La variable reactancia de línea (Tabla 6-13), en líneas de transmisión Maitencillo-Cardones (C1, C2 y C3), valores pre-falla de 2.36 Ohm para C1, 45.43 Ohm para C2 y 45.41 Ohm para C3, alcanzan valores máximos de 93.85 Ohm, 121.86 Ohm y 48.04 Ohm, lo que permite un flujo de potencia, durante la falla, de 37.90 MW, 16.88 MW y 61.93 MW (Figura 6-20).

Con la estrategia de control del TCSC, el control *PI* permite mantener el valor de reactancia del circuito Maitencillo-Cardones-C1 en su valor inicial programado de 2.36 Ohm (Figura 6-20, Figura 6-21 y Tabla 6-13), necesitando para ello, incrementar la reactancia capacitiva del TCSC ($X_{tcsc} = -20$ Ohm capacitivo (pre-falla) a -20.06 Ohm capacitivo a los 20 s de simulación dinámica.)

En valores pre-falla, el aporte de reactivos de los SVC son de 17.51 MVar (modo inductivo) para el CER Maitencillo, 10.74 MVar (modo capacitivo) para CER N°1 Pan de Azúcar y 10.65 MVar (modo capacitivo) para CER N°2 Pan de Azúcar. Para condiciones de cortocircuito trifásico, los SVC llegan a suministrar reactivos capacitivos, para cumplir con el control de voltajes de barra respectivo, pero éstos se encuentran limitados a sus valores máximos configurados de 11 MVar (Figura 6-22).

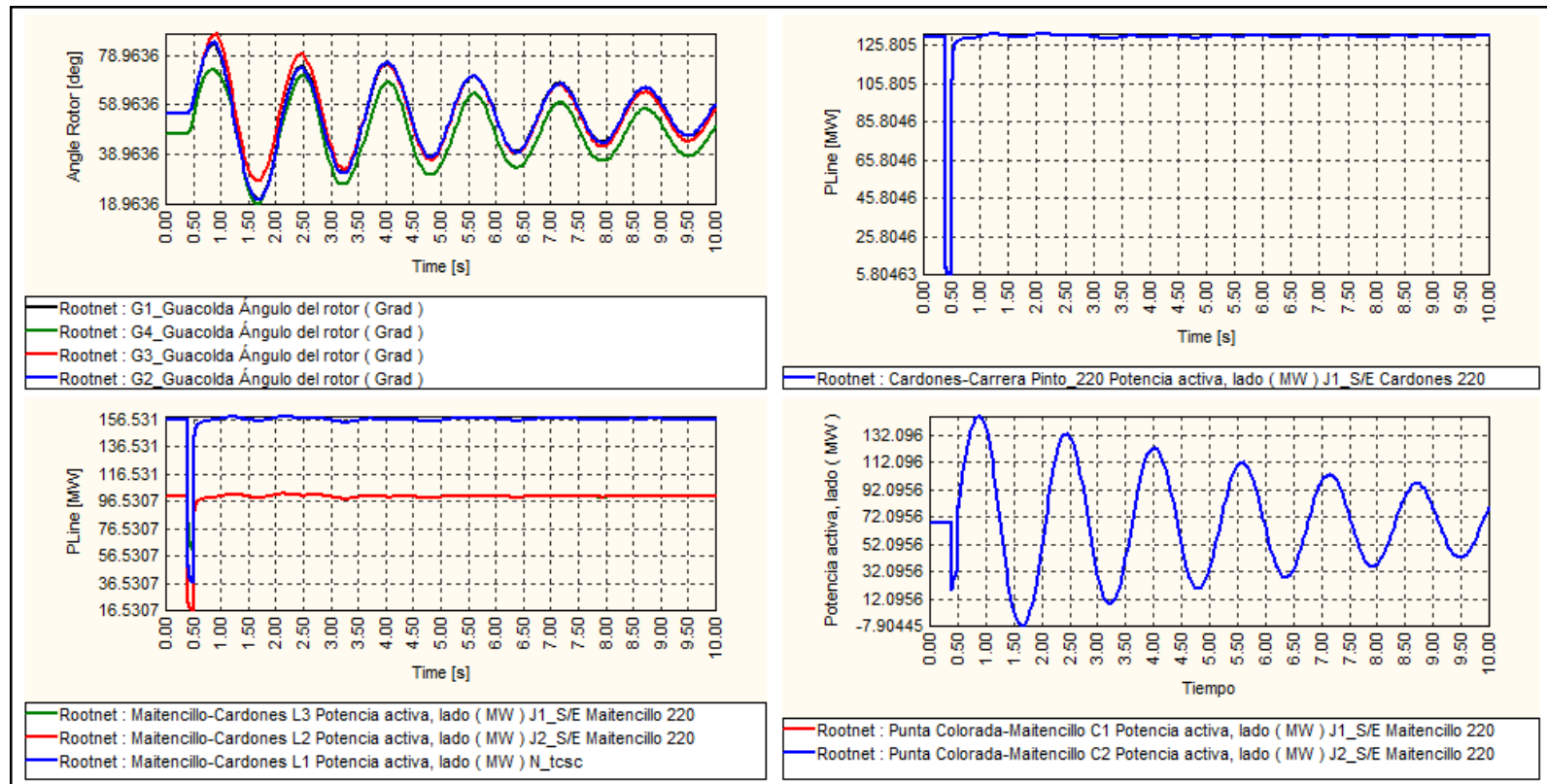


Figura 6-18: Ángulo rotor Central Guacolda [°], Flujo de potencia activa en líneas de transmisión [MW] _ Cortocircuito trifásico de 100 ms de duración a 50% del circuito Maitencillo-Cardones-C3_ Tiempo de simulación dinámica 10 s

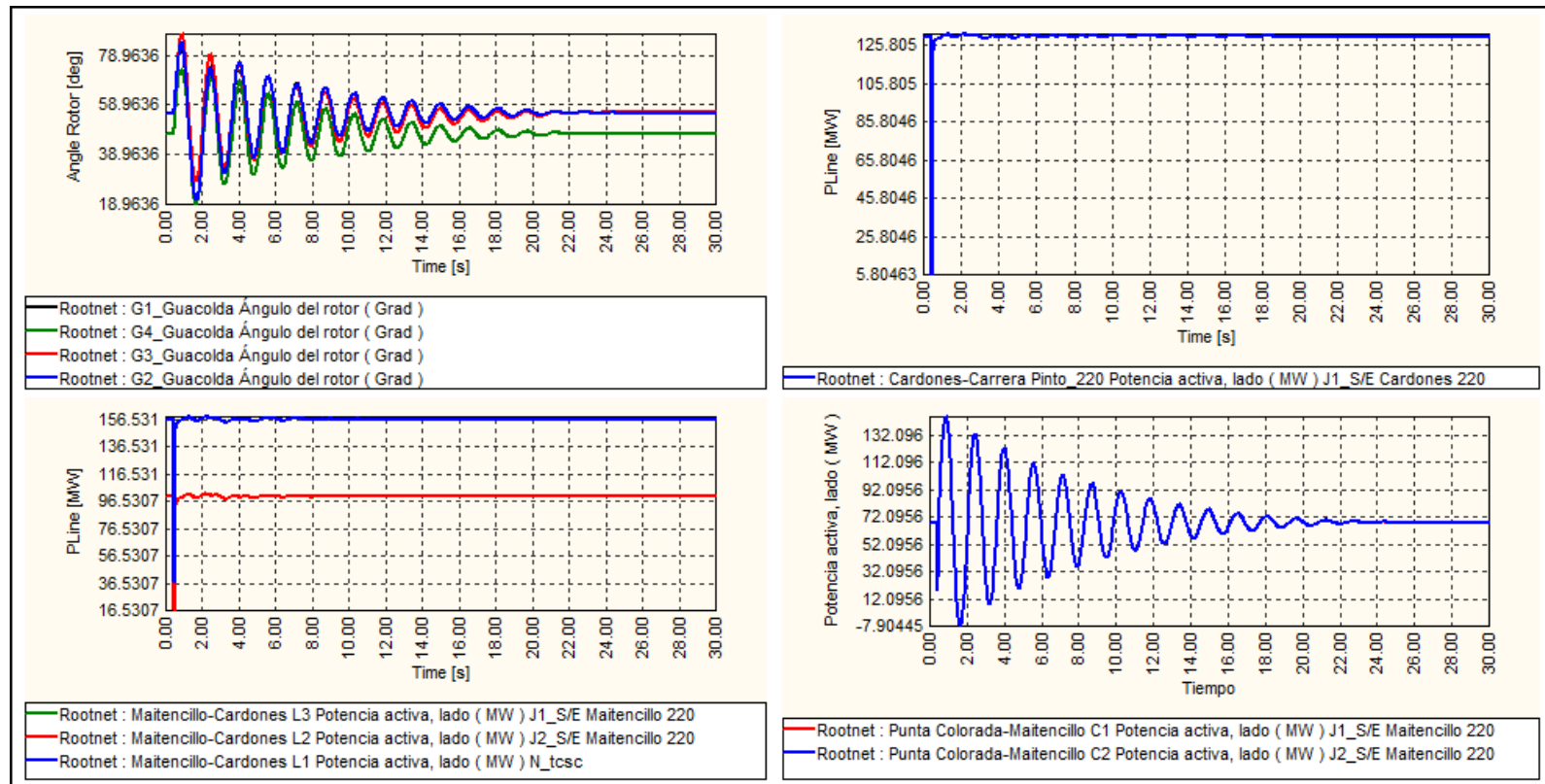


Figura 6-19: Ángulo rotor Central Guacolda [°], Flujo de potencia activa en líneas de transmisión [MW] _ Cortocircuito trifásico de 100 ms de duración a 50% del circuito Maitencillo-Cardones-C3_ Tiempo de simulación dinámica 30 s

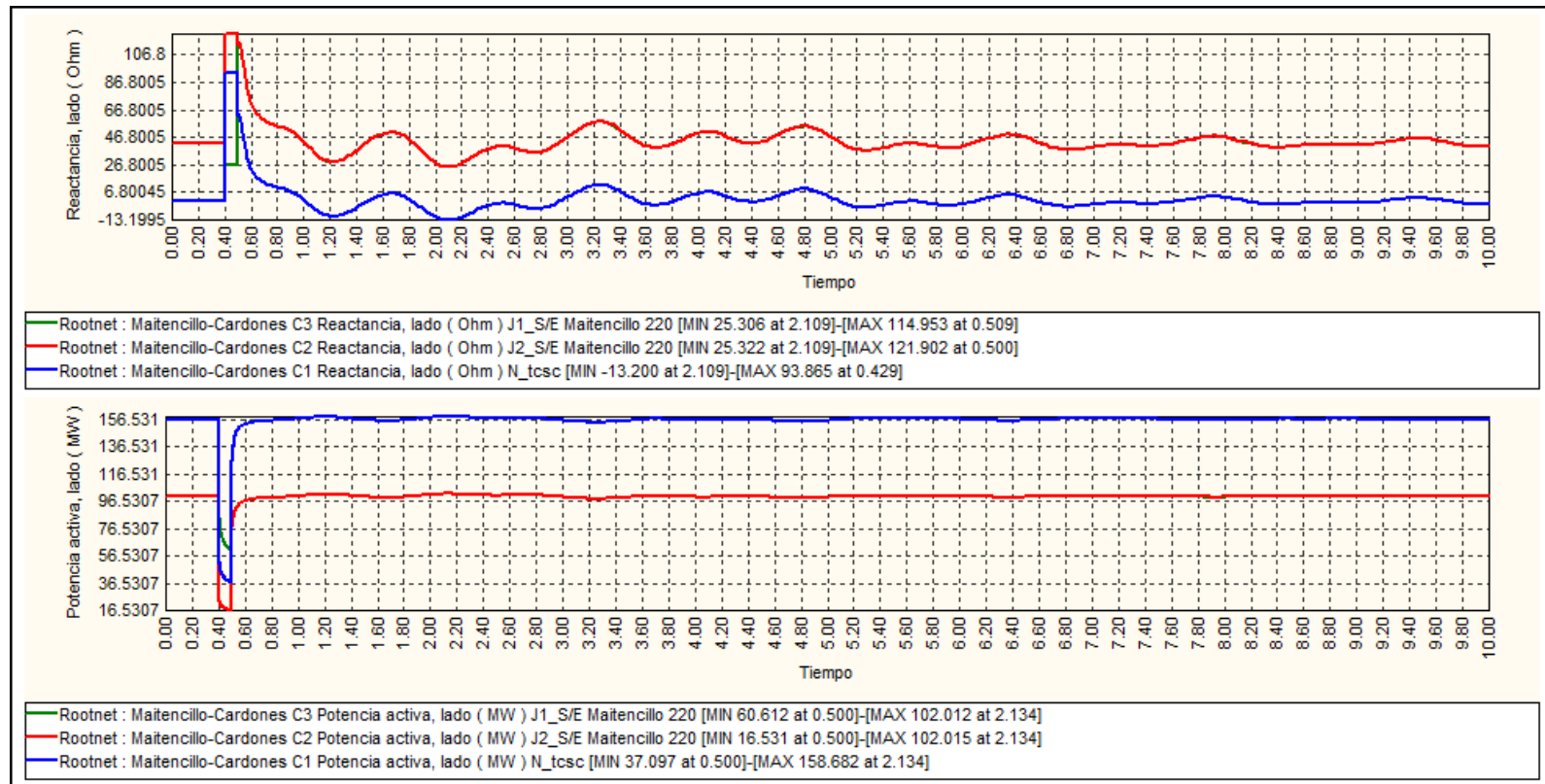


Figura 6-20: Reactancia línea Maitencillo-Cardones [ohm], Flujo potencia activa en línea Maitencillo-Cardones [MW] _ Cortocircuito trifásico de 100 ms de duración a 50% del circuito Maitencillo-Cardones-C3_ Tiempo de simulación dinámica 10 s

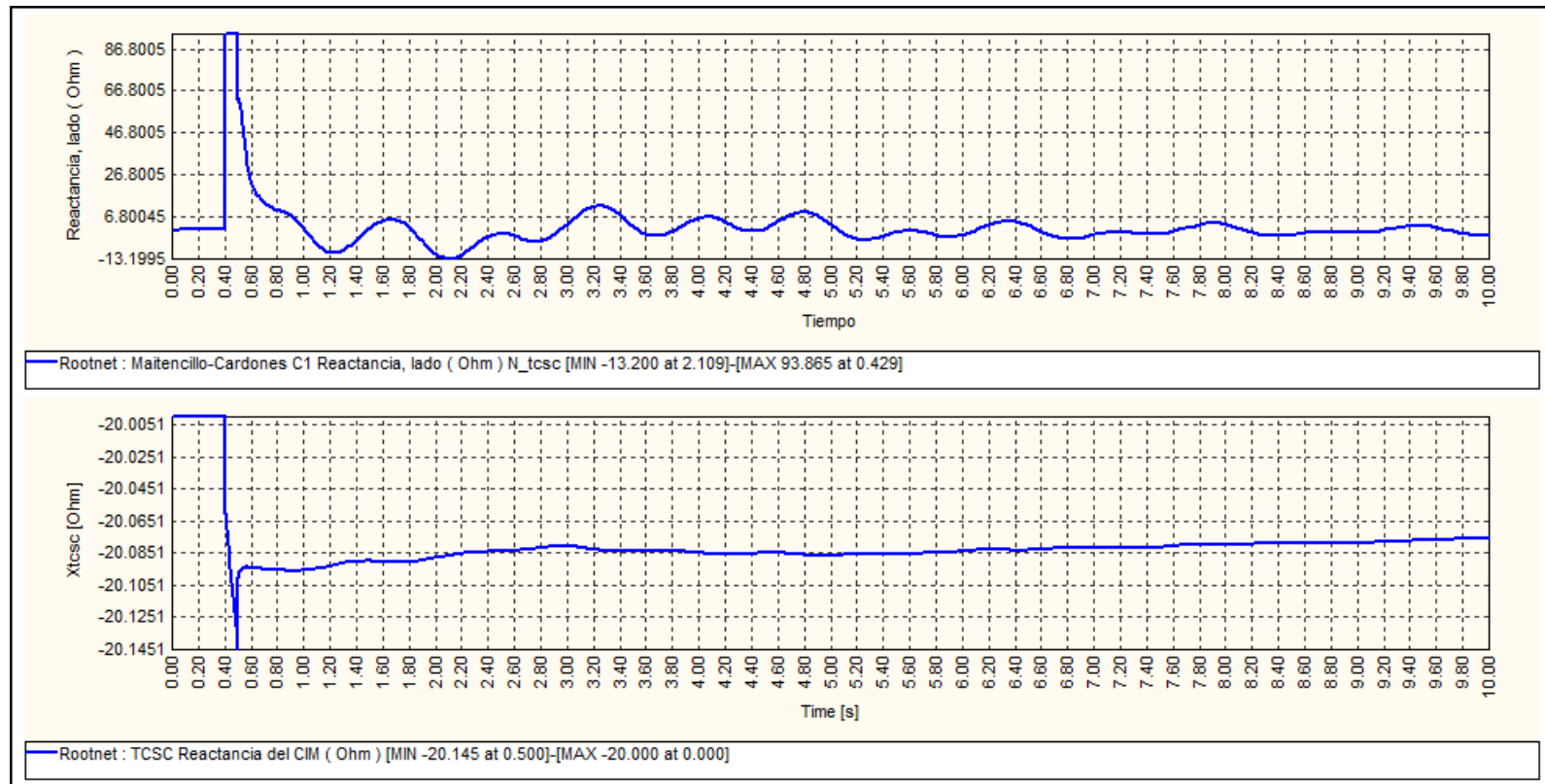


Figura 6-21: Reactancia línea Maitencillo-Cardones-C1 [ohm], Reactancia TCSC [Ohm] _ Cortocircuito trifásico de 100 ms de duración a 50% del circuito Maitencillo-Cardones-C3_ Tiempo de simulación dinámica 10 s

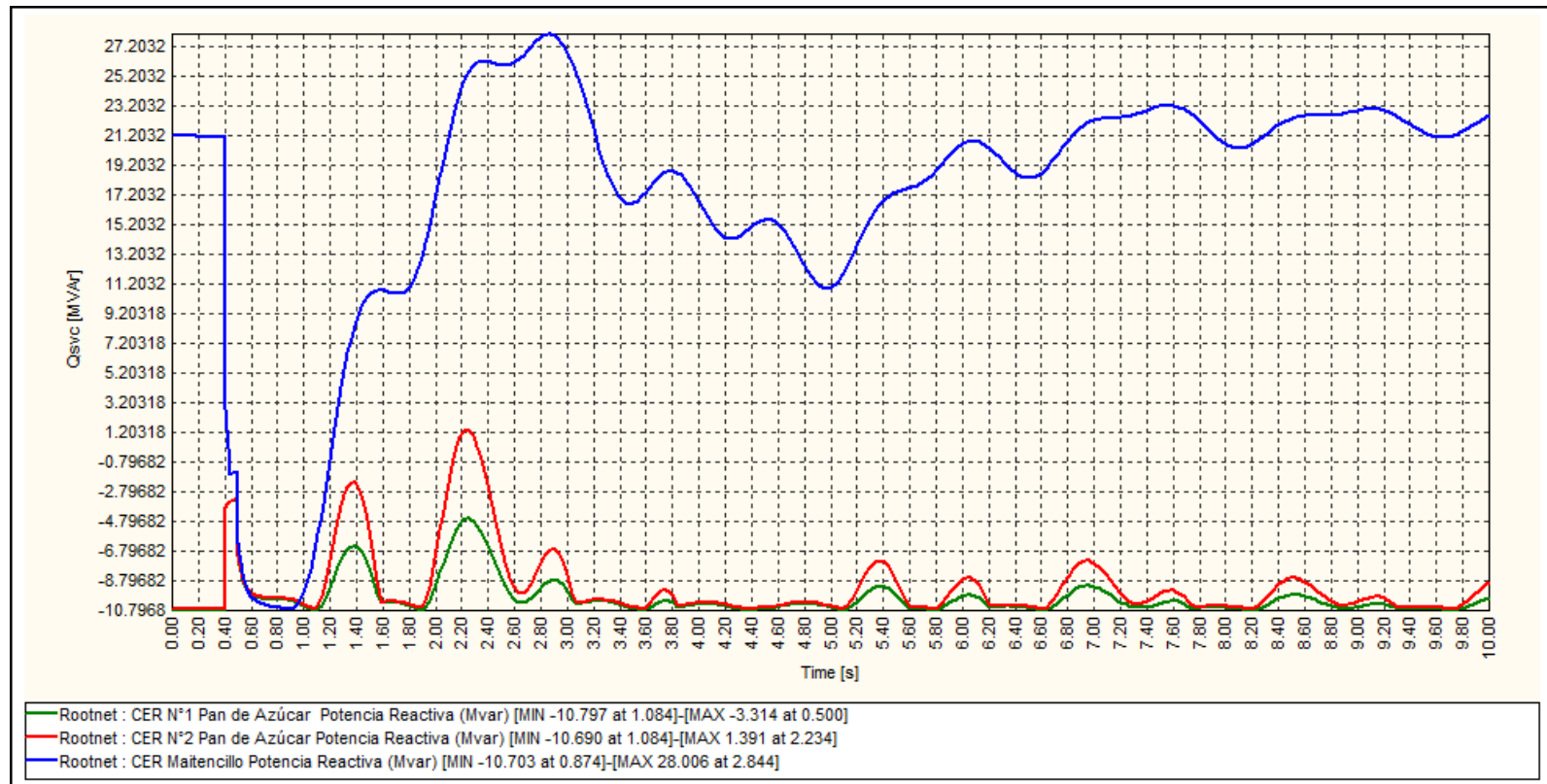


Figura 6-22: Potencia reactiva SVC [MVar] _ Cortocircuito trifásico de 100 ms de duración a 50% del circuito Maitencillo-Cardones-C3_ Tiempo de simulación dinámica 10 s

Durante el cortocircuito, y luego de la falla, magnitudes eléctricas del Sistema Interconectado Norte Chico, como frecuencia de nodo (medido en Barra J1_S/E Cardones 220 kV) y voltaje de nodo (medido en barras BB.1.1_S/E Punta Colorada 220 kV, J1_S/E Maitencillo 220 kV y J1_S/E Cardones 220 kV) son presentados en Tabla 6-14 y Figura 6-23. Los nodos escogidos se deben a barras que se encuentran a la cercanía del punto de falla.

Tabla 6-14: Frecuencia y Voltaje de Barra del Sistema Interconectado Norte Chico_ Cortocircuito trifásico de 100 ms de duración a 50% del circuito Maitencillo-Cardones-C3

Cortocircuito Trifásico					
Elemento: Línea Maitencillo-Cardones-C3					
Ubicación Cortocircuito: 50% de la línea					
Inicio Cortocircuito: 0.4 s					
Duración Cortocircuito: 100 ms					
Sistema Interconectado Norte Chico					
Con Reg. SVCs_ Con TCSC_ POD en TCSC					
Xtcsc = -20 Ohm					
Variable Eléctrica	Prefalla	Min	Max	10s Simul	20s Simul
f_Barra J1 S/E Cardones 220 kV [Hz]	50.000	49.742	50.795	50.063	49.993
V_Barra BB1.1 S/E Punta Colorada 220 kV [pu]	1.048	0.489	1.074	1.051	1.007
V_Barra J1 S/E Maitencillo 220 kV [pu]	1.048	0.380	1.082	1.053	1.048
V_Barra J1 S/E Cardones 220 kV [pu]	1.007	0.212	1.049	1.013	1.048

En la falla, la tensión en barra, para S/E Punta Colorada, Maitencillo y Cardones, a 220 kV, es de 0.489 pu, 0.380 pu y 0.212 pu, respectivamente. Luego de la perturbación y antes de los 20 s de simulación dinámica, el nivel de tensión se encuentra dentro de los límites exigidos por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio de Chile (NTSyCS) que establece un rango de 0.95 pu y 1.05 pu (CEDEC-SIC, 2011). Respecto a

la frecuencia de barra, el sistema presenta un valor exigido por la NTSyCS, es decir, a los 20 s de simulación dinámica, refleja 49.993 Hz.

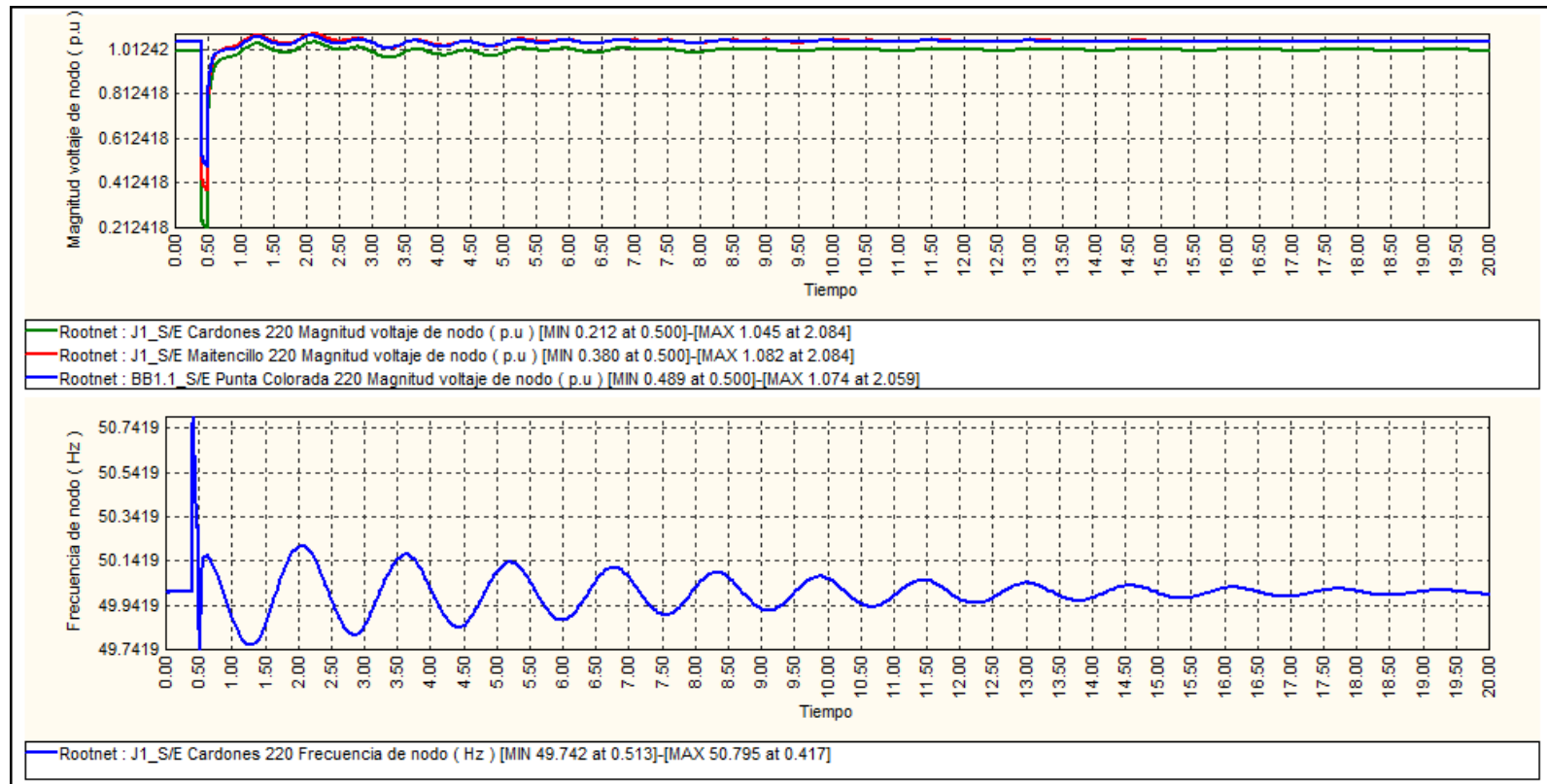


Figura 6-23: Voltaje Barra 220 kV [pu], Frecuencia en Barra J1_S/E Cardones 220 kV [Hz] _ Cortocircuito trifásico de 100 ms de duración a 50% del circuito Maitencillo-Cardones-C3_ Tiempo de simulación dinámica 20 s

6.9.2 Desconexión de carga en barra de La Candelaria

Una carga instalada en S/E La Candelaria, a 220 kV, con 92.74 MW y factor de potencia 0.98 inductivo, es desconectada a los 0.4 s de simulación. Variables eléctricas del SIC Reducido, frente al disturbio, se detallan en Tabla 6-15, donde se muestran valores pre-falla, máximos, mínimos, así como valores a 10 s y 150 s de simulación dinámica.

Tabla 6-15: Variables eléctricas Sistema Interconectado Norte Chico_
Desconexión de carga La Candelaria (92.74 MW y $\text{fp}=0.98$ inductivo)

Desconexión de Carga					
Elemento: Carga La Candelaria (92.74 MW y $\text{fp} = 0.98$)					
Barra: La Candelaria 220 kV					
Inicio Perturbación: 0.4 s					
Sistema Interconectado Norte Chico					
Con Reg. SVCs_ Con TCSC_ POD en TCSC					
Xtcsc = -20 Ohm					
Variable Eléctrica	Prefalla	Min	Max	10s Simul	150s Simul
Ángulo Rotor Guacolda G1 [°]	55.33	55.33	73.64	61.93	66.62
Ángulo Rotor Guacolda G2 [°]	55.33	55.33	73.86	61.95	66.62
Ángulo Rotor Guacolda G3 [°]	55.33	55.33	71.43	61.32	67.03
Ángulo Rotor Guacolda G4 [°]	47.20	47.20	63.34	52.38	58.15
Potencia Activa Línea Cardones-Carrera Pinto 220 [MW]	130.92	130.90	142.50	137.79	135.71
Potencia Activa Línea Maitencillo-Cardones 220 kV C1 [MW]	156.96	121.37	156.96	125.06	153.74
Potencia Activa Línea Maitencillo-Cardones 220 kV C2 [MW]	100.55	74.30	100.55	76.61	61.97
Potencia Activa Línea Maitencillo-Cardones 220 kV C3 [MW]	100.55	74.30	100.55	76.61	61.97
Potencia Activa Línea Punta Colorada-Maitencillo 220 kV C1 [MW]	67.47	67.47	134.86	103.86	110.50
Potencia Activa Línea Punta Colorada-Maitencillo 220 kV C2 [MW]	67.47	67.47	134.86	103.86	110.50
XL de Línea Maitencillo-Cardones C1 [Ohm]	2.36	-58.40	2.36	-57.13	-64.35
XL de Línea Maitencillo-Cardones C2 [Ohm]	45.43	-23.42	45.43	-16.08	104.17
XL de Línea Maitencillo-Cardones C3 [Ohm]	45.41	-23.43	45.41	-16.09	104.15
Xtcsc [Ohm]	-20.00	-20.00	-24.69	-22.44	-38.10
Qsvc_ CER Maitencillo [MVar]	17.51	17.44	31.44	30.45	29.63
Qsvc_ CER N°1 Pan de Azúcar [MVar]	-10.74	-5.41	-11.09	-8.04	-9.07
Qsvc_ CER N°2 Pan de Azúcar [MVar]	-10.65	-0.14	-10.99	-5.24	-7.29

Frente a la perturbación, el SEP es estable (Figura 6-24). El control *PI* del TCSC ($K_i = 0.75$ y $K_p = 0.05$) asegura una respuesta suave del sistema con la desconexión de carga, llegando al valor dispuesto del flujo de potencia activa por el compensador serie (valor programado $X_{TCSC} = -20$ Ohm ó 156.96 MW). Lo anterior se ve reflejado en la desviación de potencia por los circuitos de transmisión Maitencillo-Cardones C1, C2 y C3 (Figura 6-25). Es así, para condición de operación inicial (pre-falla), en orden C1, C2 y C3, la potencia activa es de 156.9 MW, 100.55 MW y 100.55 MW. Con el disturbio, la función del control *PI* deberá modificar las reactancias del conjunto de líneas, desde valores pre-falla de 2.36 Ohm, 45.43 Ohm y 45.41 Ohm, hasta valores de -64.35 Ohm, 104.17 Ohm y 104.15 Ohm, transportando por la líneas potencias de 153.74 MW (estrategia control TCSC), 61.97 MW y 61.97 MW en C1, C2 y C3, transcurridos los 150 s de simulación. Lograr lo anterior se necesita ampliar el valor de reactancia capacitiva del TCSC, desde valor pre-falla de -20 Ohm capacitivo, a -38.10 Ohm capacitivo a los 150 s de simulación (Tabla 6-15, Figura 6-26 y Figura 6-27).

El aporte de potencia reactiva de los SVC (Figura 6-28 y Figura 6-29), según configuración de controles primarios y control de voltajes de barra, son: CER Maitencillo, de 17.51 MVar (modo inductivo) valor pre-falla, a 29.63 MVar (modo inductivo) valor de régimen permanente. CER N°1 Pan de Azúcar, de 10.74 MVar (modo capacitivo) pre-falla a valor de 9.07 MVar (modo capacitivo) en régimen permanente. CER N°2 Pan de Azúcar, de 10.65 MVar (modo capacitivo) pre-falla a valor de 7.29 MVar (modo capacitivo) de régimen permanente.

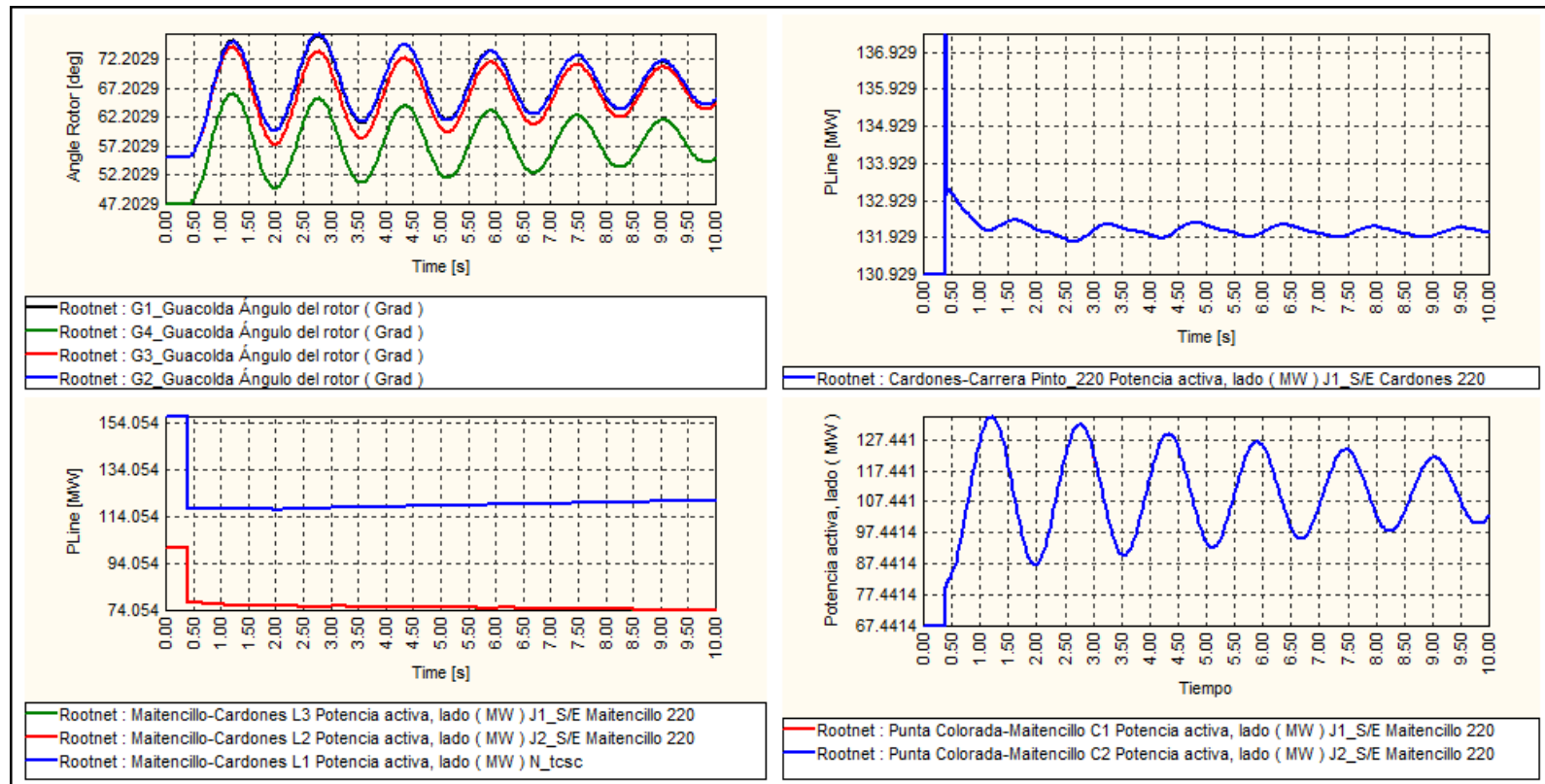


Figura 6-24: Ángulo rotor Central Guacolda [°], Flujo de potencia activa en líneas de transmisión [MW] _ Desconexión de carga La Candelaria (92.74MW y $f_p=0.98$ inductivo) _ Tiempo de simulación dinámica 10 s

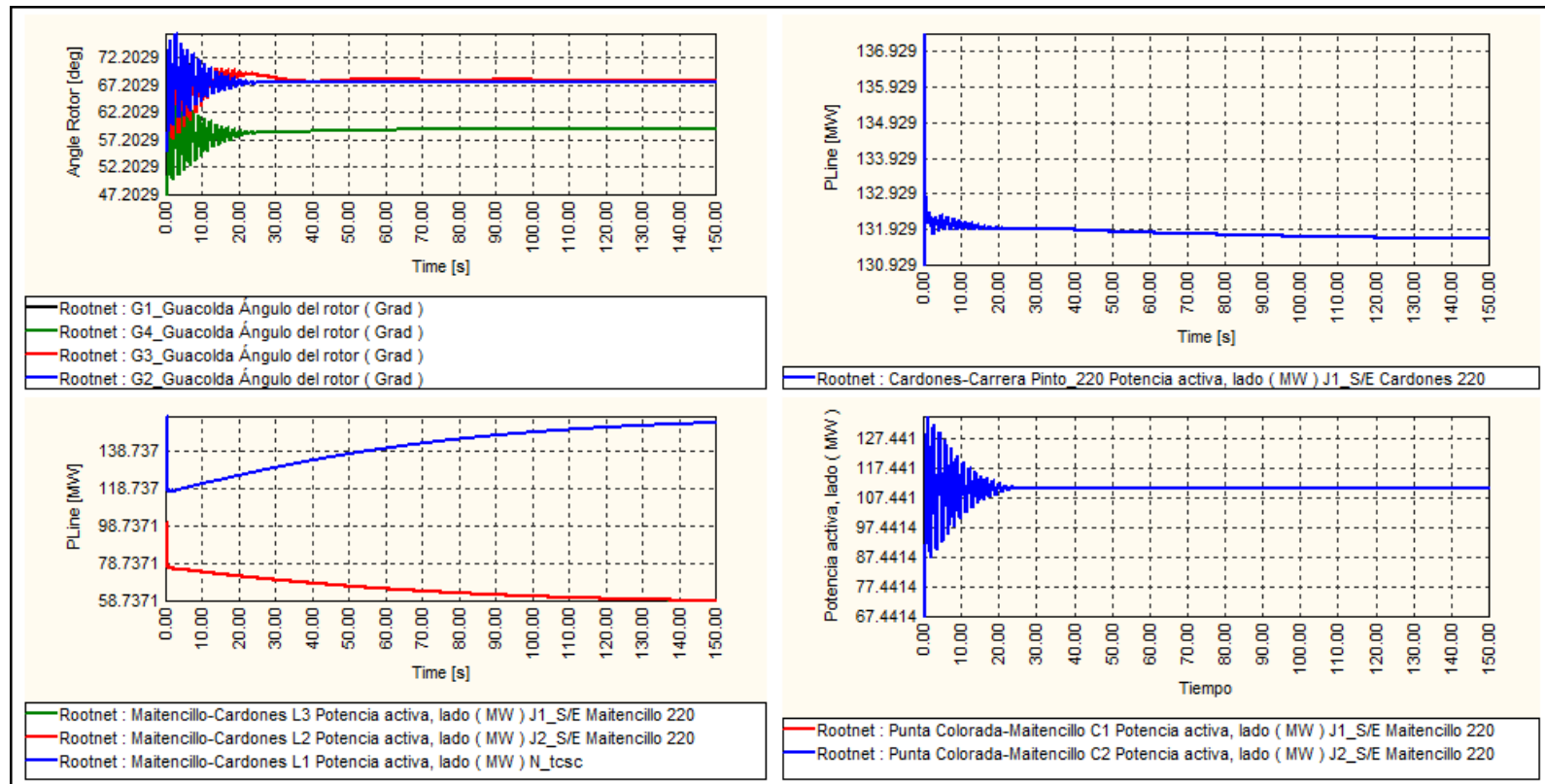


Figura 6-25: Ángulo rotor Central Guacolda [°], Flujo de potencia activa en líneas de transmisión [MW] _
Desconexión de carga La Candelaria (92.74MW y $f_p=0.98$ inductivo) _ Tiempo de simulación dinámica 150 s

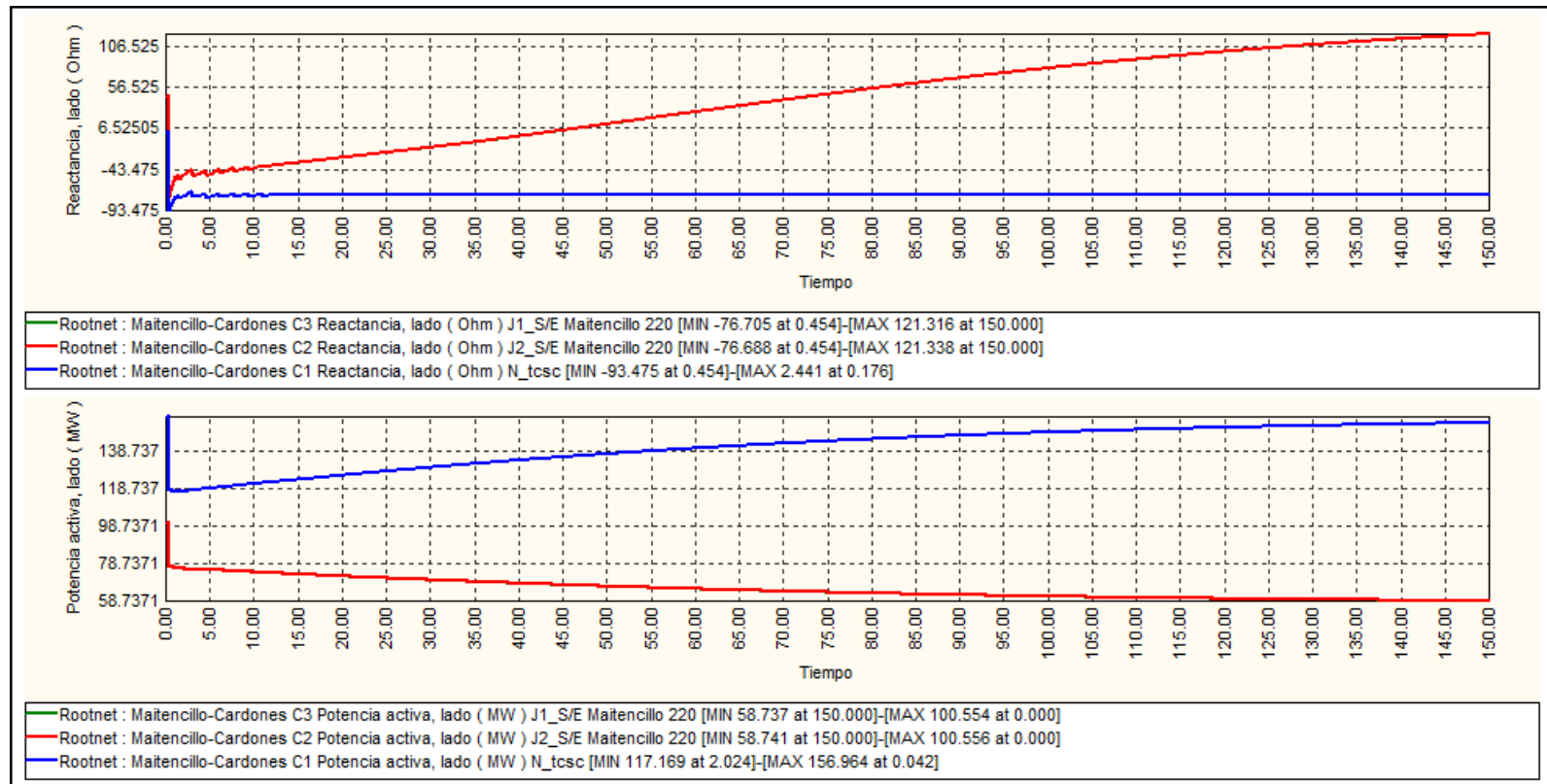


Figura 6-26: Reactancias línea Maitencillo-Cardones [ohm], Flujo potencia activa en líneas Maitencillo-Cardones [MW] _ Desconexión de carga La Candelaria (92.74MW y $\text{fp}=0.98$ inductivo) _ Tiempo de simulación dinámica 150 s

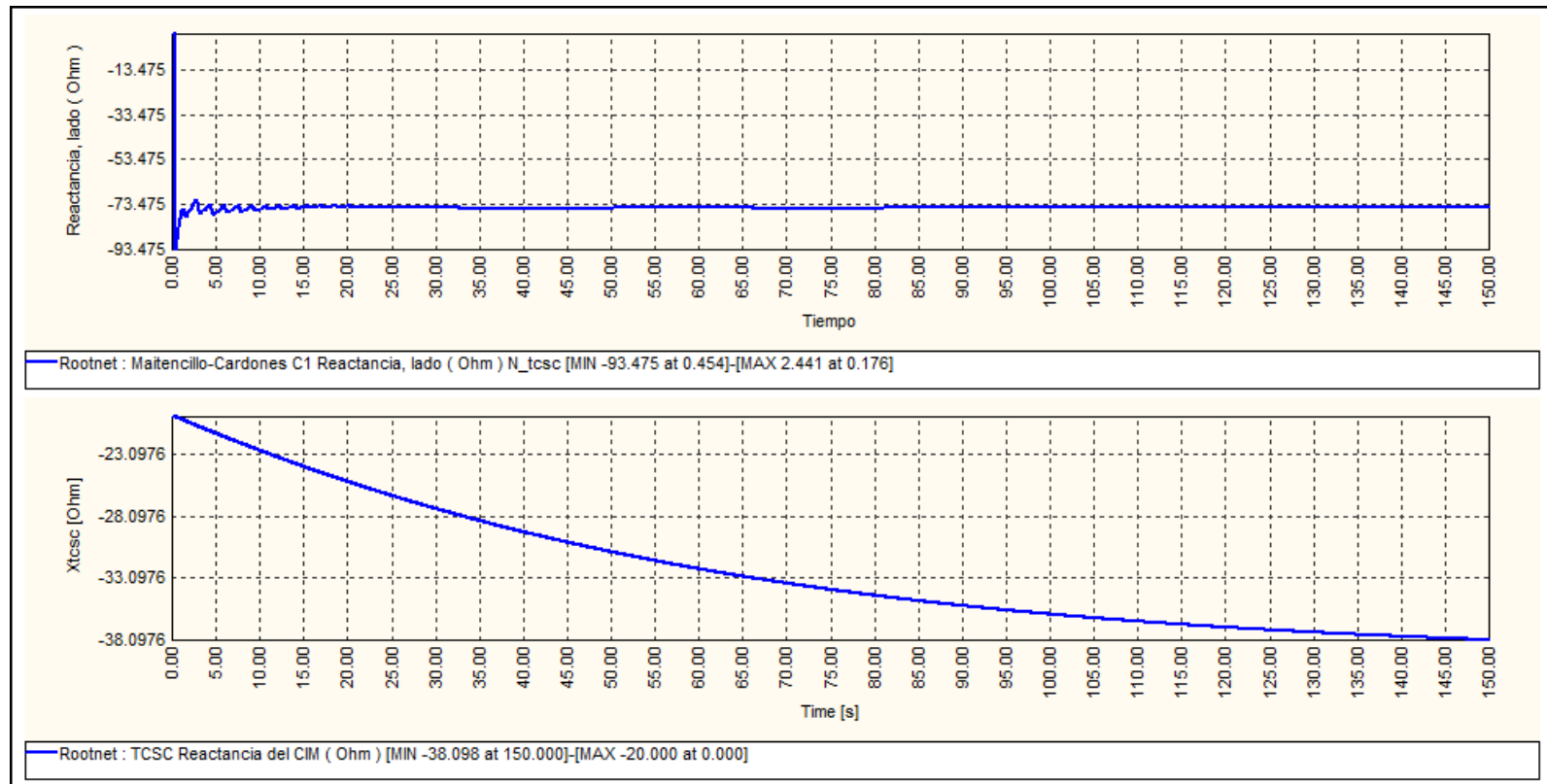


Figura 6-27: Reactancia línea Maitencillo-Cardones C1 [ohm], Reactancia TCSC [ohm] _ Desconexión de carga La Candelaria (92.74MW y $f_p=0.98$ inductivo) _ Tiempo de simulación dinámica 150 s

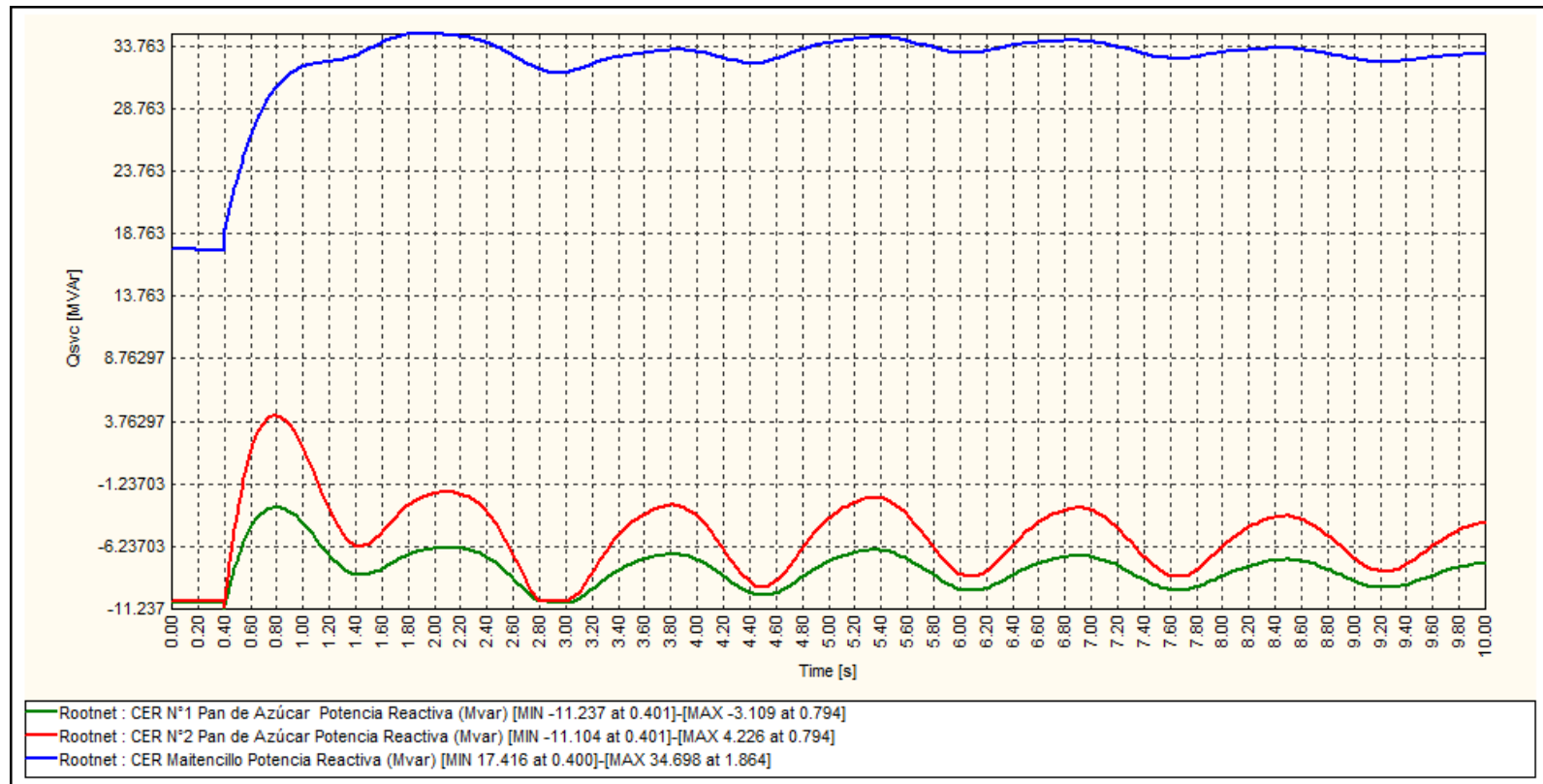


Figura 6-28: Potencia reactiva SVC [MVar] _ Desconexión de carga La Candelaria (92.74MW y $f_p=0.98$ inductivo)
 _ Tiempo de simulación dinámica 10 s

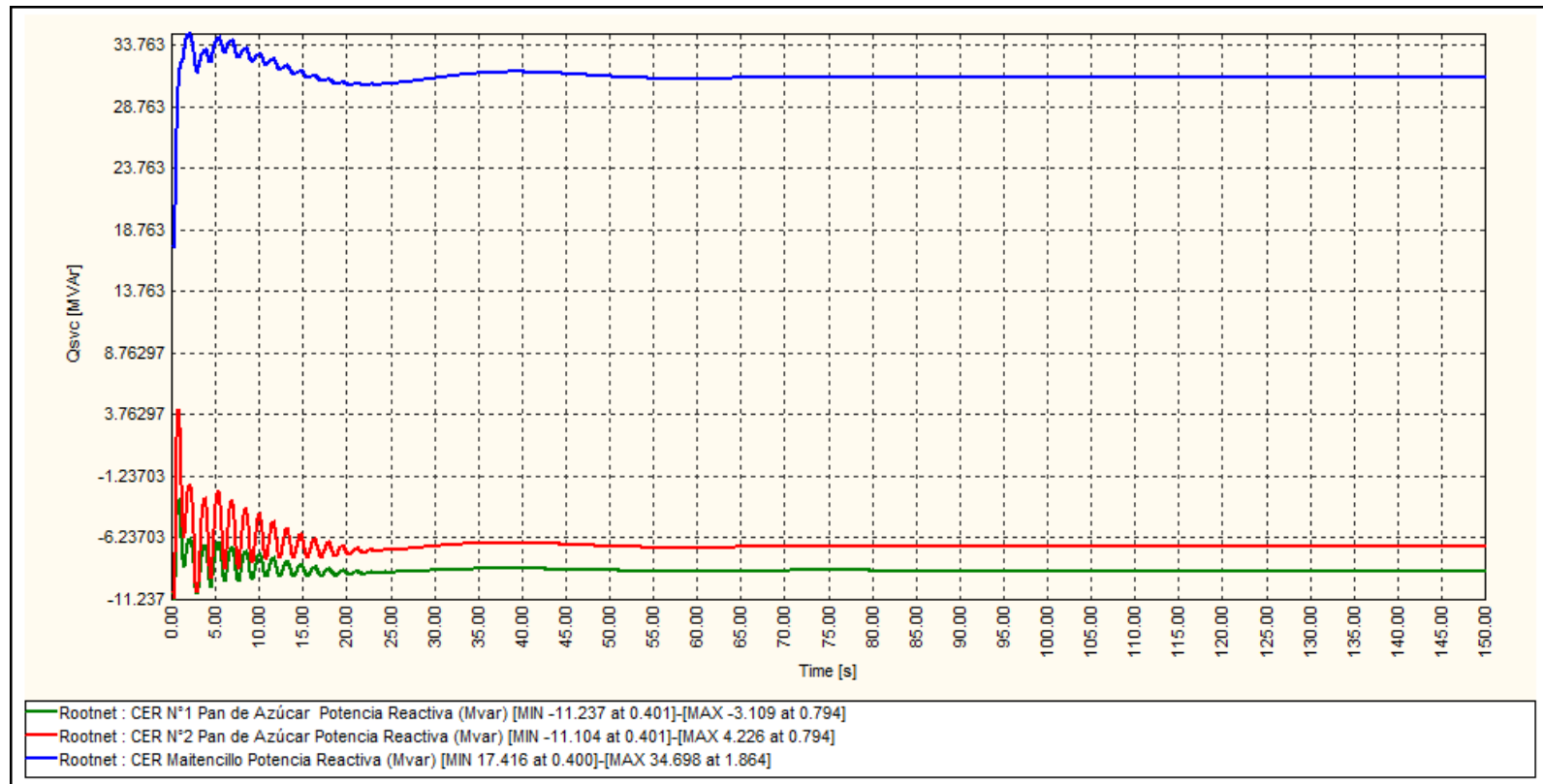


Figura 6-29: Potencia reactiva SVC [MVar] _ Desconexión de carga La Candelaria (92.74MW y $\text{fp}=0.98$ inductivo)
_ Tiempo de simulación dinámica 150 s

Parámetros de frecuencia y voltaje, antes, durante, y después de la falla, se detallan en Tabla 6-16 y Figura 6-30. Antes de los 20 s de simulación dinámica, las variables eléctricas se encuentran dentro de los límites establecidos por la NTSyCS.

Tabla 6-16: Frecuencia y Voltaje de Barra del Sistema Interconectado Norte Chico_ Desconexión de carga La Candelaria (92.74MW y $f_p=0.98$ inductivo)

Desconexión de Carga					
Elemento: Carga La Candelaria (92.74 MW y $f_p = 0.98$)					
Barra: La Candelaria 220 kV					
Inicio Perturbación: 0.4 s					
Sistema Interconectado Norte Chico					
Con Reg. SVCs_ Con TCSC_ POD en TCSC					
Xtcsc = -20 Ohm					
Variable Eléctrica	Prefalla	Min	Max	10s Simul	20s Simul
f_Barra J1 S/E Cardones 220 kV [Hz]	50.000	49.931	50.078	50.020	50.000
V_Barra J S/E Carrera Pinto 220 kV [pu]	0.999	0.999	1.070	1.035	1.031
V_Barra J1 S/E Cardones 220 kV [pu]	1.007	1.007	1.070	1.038	1.035
Pgen_Gua1 [MW]	148.97	135.04	161.84	145.60	149.79
Pgen_Gua2 [MW]	148.97	135.04	161.68	145.60	149.79
Pgen_Gua3 [MW]	148.97	135.04	161.34	145.59	149.78
Pgen_Gua4 [MW]	148.96	130.55	164.52	144.62	150.03
Pnetwork 220 kV [MW]	125.32	-5.64	125.32	53.25	37.12
Pnetwork 110 kV [MW]	15.60	7.20	15.60	10.95	9.92

La pérdida de carga, que origina una sobrefrecuencia de 50.078 Hz, es controlada por la reducción de generación en las Redes Equivalentes a 220 kV y 110 kV, tal como se aprecia en Figura 6-31.

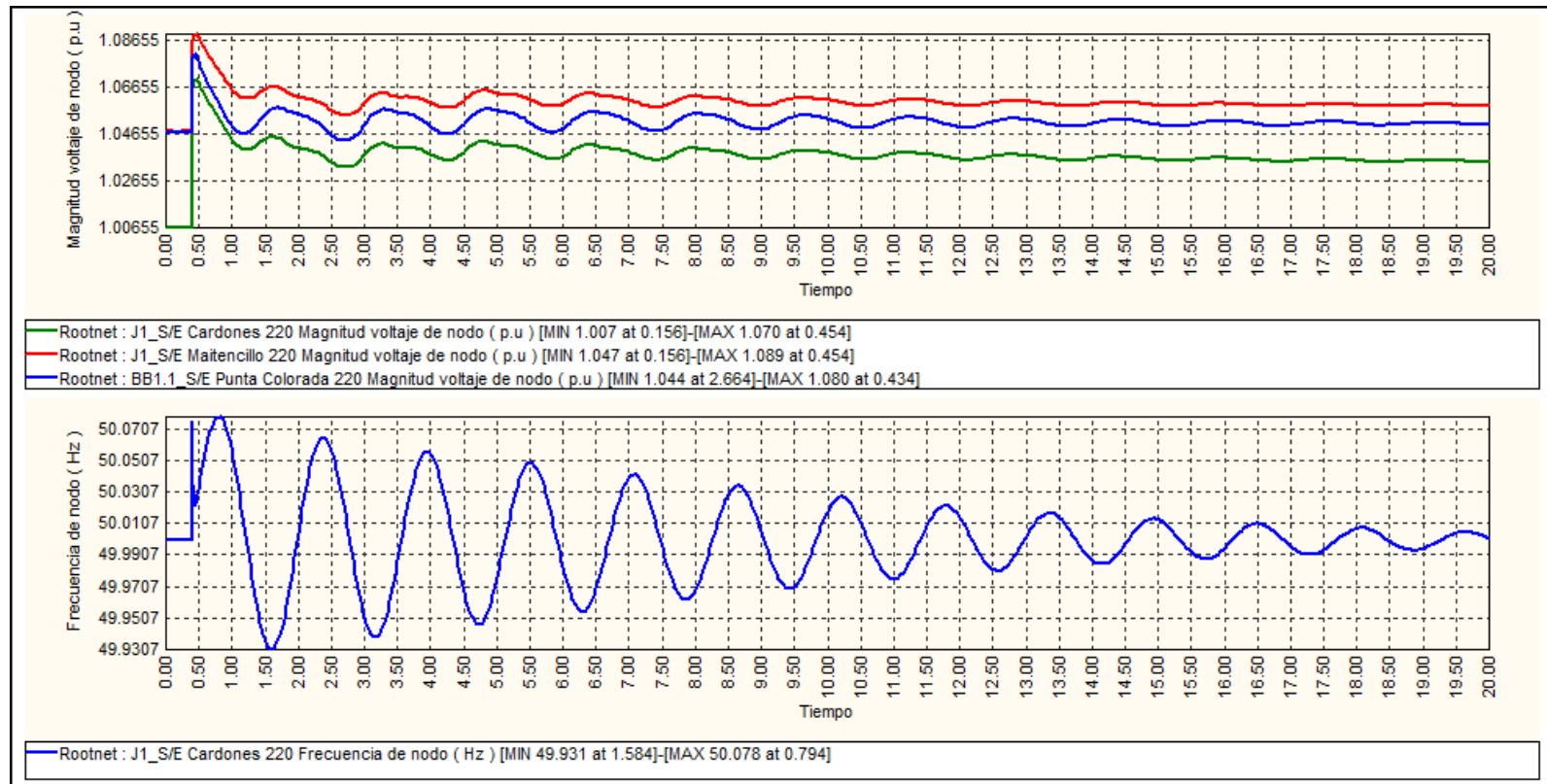


Figura 6-30: Voltaje Barra 220 kV [pu], Frecuencia en Barra J1_S/E Cardones 220 kV [Hz] _ Desconexión de carga La Candelaria (92.74MW y $f_p=0.98$ inductivo) _ Tiempo de simulación dinámica 20 s

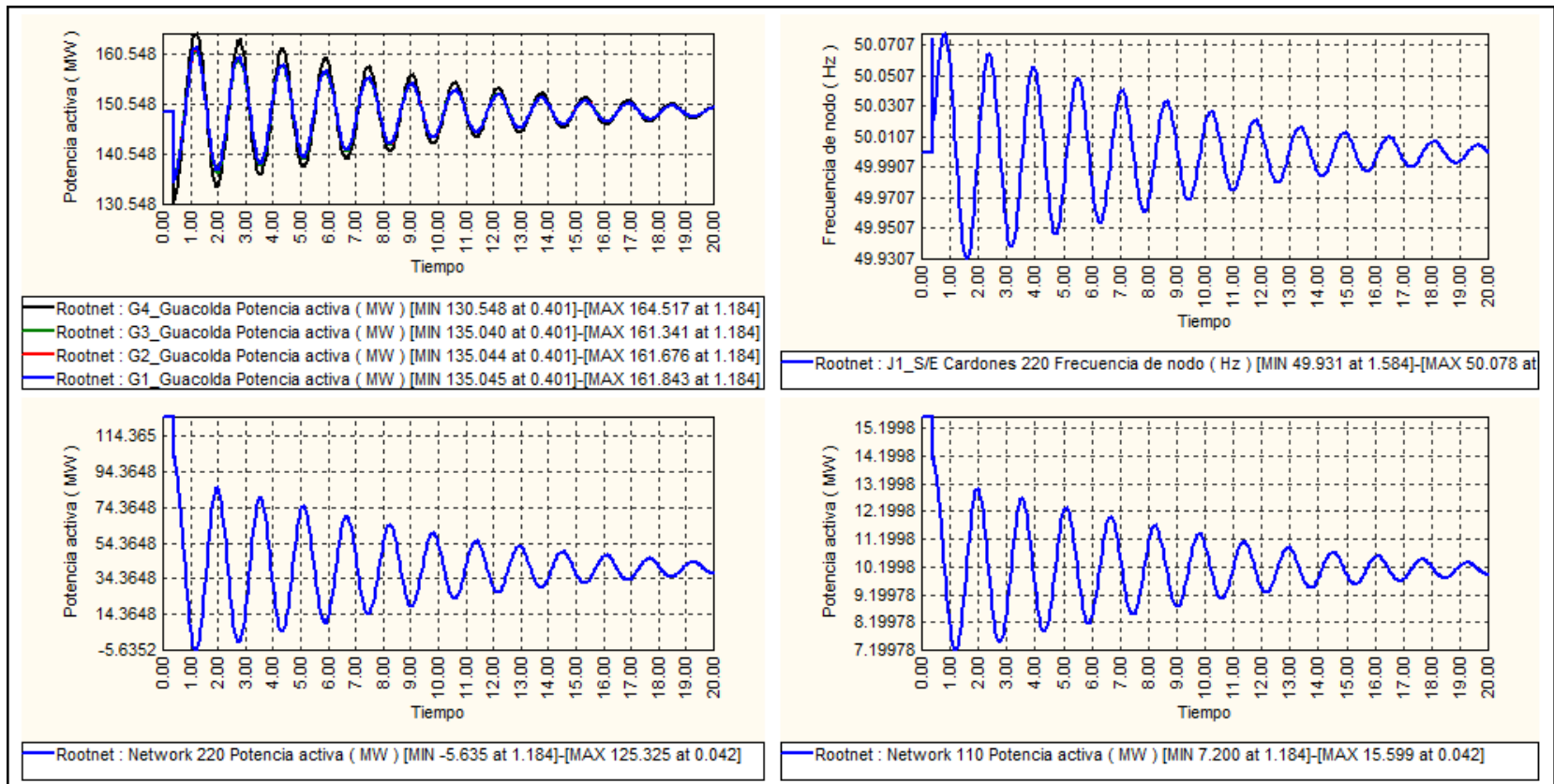


Figura 6-31: Potencia Activa en Generadores Central Guacolda [MW], Frecuencia en Barra J1_S/E Cardones 220 kV [Hz], Potencia Activa en Redes Equivalentes 220 kV y 110 kV _ Desconexión de carga La Candelaria (92.74 MW y $f_p=0.98$ inductivo) _ Tiempo de simulación dinámica 20 s

6.9.3 Desconexión de generador G4 de Central Termoeléctrica Guacolda

El generador G4 de Central Termoeléctrica Guacolda, con 148.96 MW y 46.01 MVar capacitivo, es desconectado a los 0.4 s de simulación. Variables eléctricas del SIC Reducido, frente al disturbio, se detalla en Tabla 6-17, donde se muestran valores pre-falla, máximos, mínimos, así como valores a 10 s y 20 s de simulación dinámica.

Tabla 6-17: Variables eléctricas Sistema Interconectado Norte Chico_
Desconexión de generación, Unidad G4 de Central Termoeléctrica Guacolda

Desconexión de Generación					
Elemento: Generador G4 de Central Termoeléctrica Guacolda					
Inicio Perturbación: 0.4 s					
Sistema Interconectado Norte Chico					
Con Reg. SVCs_ Con TCSC_ POD en TCSC					
Xtcsc = -20 Ohm					
Variable Eléctrica	Prefalla	Min	Max	10s Simul	20s Simul
Ángulo Rotor Guacolda G1 [°]	55.33	18.66	55.34	34.07	33.87
Ángulo Rotor Guacolda G2 [°]	55.33	17.86	55.34	34.18	33.87
Ángulo Rotor Guacolda G3 [°]	55.33	25.75	55.34	33.99	31.74
Ángulo Rotor Guacolda G4 [°]	47.20	0.00	47.22	0.00	0.00
Potencia Activa Línea Cardones-Carrera Pinto 220 [MW]	130.92	125.27	131.72	130.25	130.31
Potencia Activa Línea Maitencillo-Cardones 220 kV C1 [MW]	156.96	149.41	157.95	155.89	156.12
Potencia Activa Línea Maitencillo-Cardones 220 kV C2 [MW]	100.55	93.52	101.36	99.25	99.21
Potencia Activa Línea Maitencillo-Cardones 220 kV C3 [MW]	100.55	93.52	101.36	99.25	99.21
Potencia Activa Línea Punta Colorada-Maitencillo 220 kV C1 [MW]	67.47	-23.72	67.48	1.18	-0.02
Potencia Activa Línea Punta Colorada-Maitencillo 220 kV C2 [MW]	67.47	-23.72	67.49	1.18	-0.02
XL de Línea Maitencillo-Cardones C1 [Ohm]	2.36	-5.03	48.59	9.59	9.36
XL de Línea Maitencillo-Cardones C2 [Ohm]	45.43	36.47	102.88	55.65	55.65
XL de Línea Maitencillo-Cardones C3 [Ohm]	45.41	36.45	102.86	55.63	55.63
Xtcsc [Ohm]	-20.00	-20.00	-20.20	-20.13	-20.20
Qsvc_ CER Maitencillo [MVar]	17.51	-10.81	17.51	-6.65	-4.00
Qsvc_ CER N°1 Pan de Azúcar [MVar]	-10.74	-8.52	-10.77	-10.24	-10.24
Qsvc_ CER N°2 Pan de Azúcar [MVar]	-10.65	-6.81	-10.65	-10.15	-10.15

El comportamiento post-falla del SIC Reducido es estable al producirse la salida no planificada de la Unidad G4 de la Central Termoeléctrica Guacolda. Hasta los 10 s de simulación, el SEP presenta oscilaciones amortiguadas en sus variables eléctricas (Figura 6-32). En Línea de Transmisión Punta Colorada-Maitencillo (C1 y C2), el flujo de potencia, para cada línea, desde su valor inicial 67.47 MW, alcanza un valor final de 0.02 MW en sentido inverso. Lo anterior se debe al nuevo punto de operación del SIC Reducido, luego de alcanzado su condición estable o de régimen permanente.

Con el mismo razonamiento anterior, aplicando la estrategia de control de reactancia, en el TCSC, ubicado en C1 de Línea Maitencillo-Cardones, a los 20 s de simulación, la reactancia final del circuito C1 en la línea es de 9.36 Ohm inductivo, desde su valor inicial programado de 2.36 Ohm inductivo (Figura 6-33).

Activos los controles primarios de los compensadores estáticos de reactivos paralelo, SVCs, éstos tienen el siguiente comportamiento (Figura 6-34): CER Maitencillo, de 17.51 MVAR (modo inductivo) valor pre-falla, a 4.00 MVAR (modo capacitivo) valor de régimen permanente. CER N°1 Pan de Azúcar, de 10.74 MVAR (modo capacitivo) pre-falla a valor de 10.24 MVAR (modo capacitivo) en régimen permanente. CER N°2 Pan de Azúcar, de 10.65 MVAR (modo capacitivo) pre-falla a valor de 10.15 MVAR (modo capacitivo) de régimen permanente.

Parámetros de frecuencia y voltaje, antes, durante, y después de la falla, se muestran en Tabla 6-18 y Figura 6-35, donde las señales son medidas en: Barra J1_S/E Maitencillo 220 kV, para la frecuencia y, Barras J_S/E Maitencillo y J1_S/E Cardones, a 220 kV, para la magnitud de voltaje. Antes de los 20 s de simulación dinámica, las variables eléctricas se encuentran dentro de los límites establecidos por la NTSyCS.

Tabla 6-18: Frecuencia y Voltaje de Barra del Sistema Interconectado Norte Chico_ Desconexión de generación, Unidad G4 de Central Termoeléctrica Guacolda

Desconexión de Generación					
Elemento: Generador G4 de Central Termoeléctrica Guacolda					
Inicio Perturbación: 0.4 s					
Sistema Interconectado Norte Chico					
Con Reg. SVCs_ Con TCSC_ POD en TCSC					
Xtcsc = -20 Ohm					
Variable Eléctrica	Prefalla	Min	Max	10s Simul	20s Simul
f_Barra J1 S/E Maitencillo 220 kV [Hz]	50.000	49.874	50.094	49.995	50.000
V_Barra J S/E Maitencillo 220 kV [pu]	1.048	0.920	1.069	1.031	1.032
V_Barra J1 S/E Cardones 220 kV [pu]	1.007	0.861	1.030	0.988	0.989
Pgen_Gua1 [MW]	148.97	125.30	179.64	149.79	148.98
Pgen_Gua2 [MW]	148.97	125.40	179.63	149.79	148.98
Pgen_Gua3 [MW]	148.97	124.55	179.63	149.73	148.99
Pgen_Gua4 [MW]	148.96	0.00	149.00	0.00	0.00
Pnetwork 220 kV [MW]	125.32	125.23	319.10	264.99	267.95
Pnetwork 110 kV [MW]	15.60	15.59	28.41	24.76	24.95

La pérdida de generación, que origina una subfrecuencia de 49.874 Hz, es controlada por el incremento de flujo de potencia (inyección) en las Redes Equivalentes a 220 kV y 110 kV, según Tabla 6-18 y Figura 6-36.

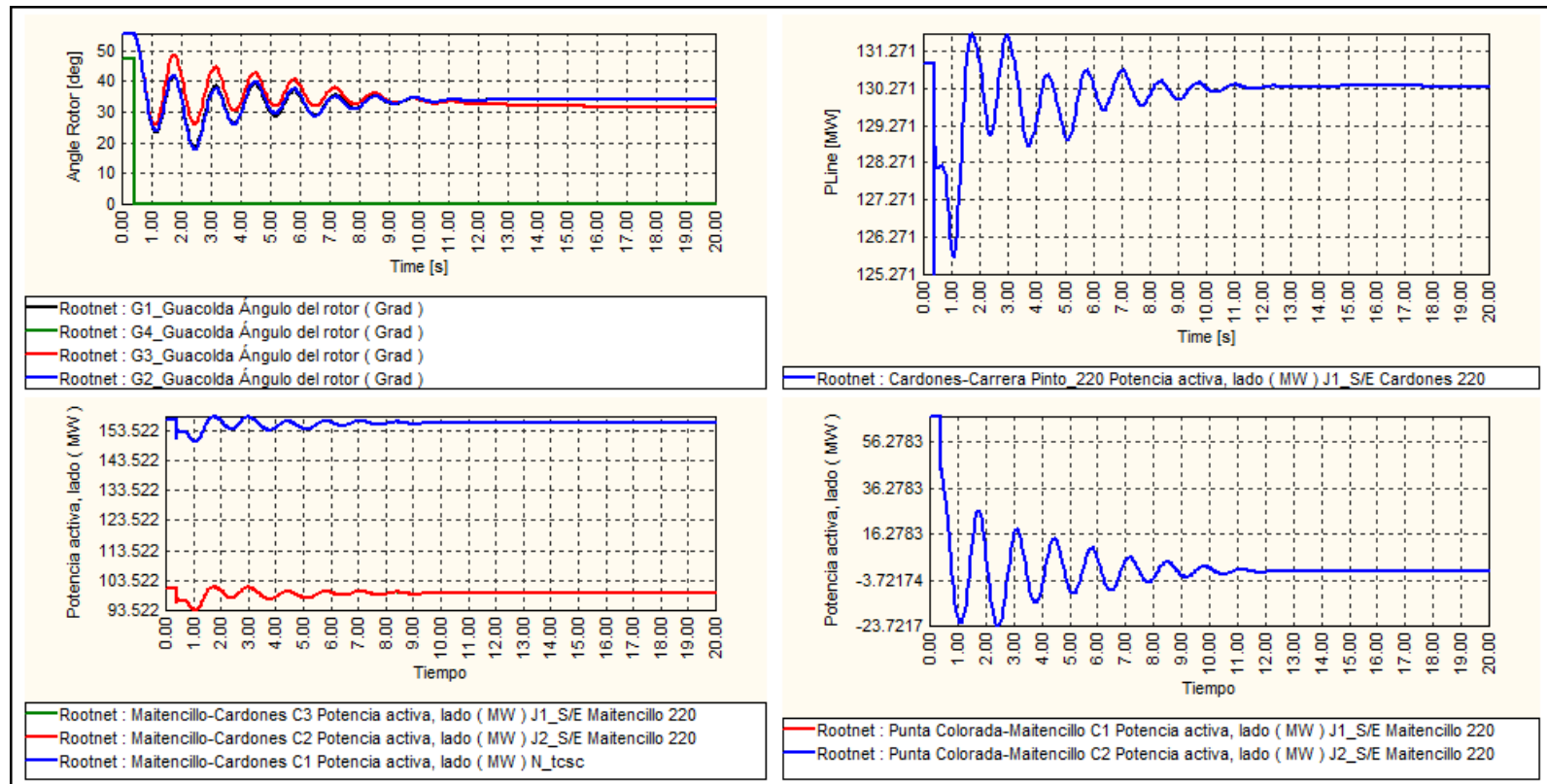


Figura 6-32: Ángulo rotor Central Guacolda [°], Flujo de potencia activa en líneas de transmisión [MW] _ Desconexión de generación, Unidad G4 de Central Termoeléctrica Guacolda _ Tiempo de simulación dinámica 20 s

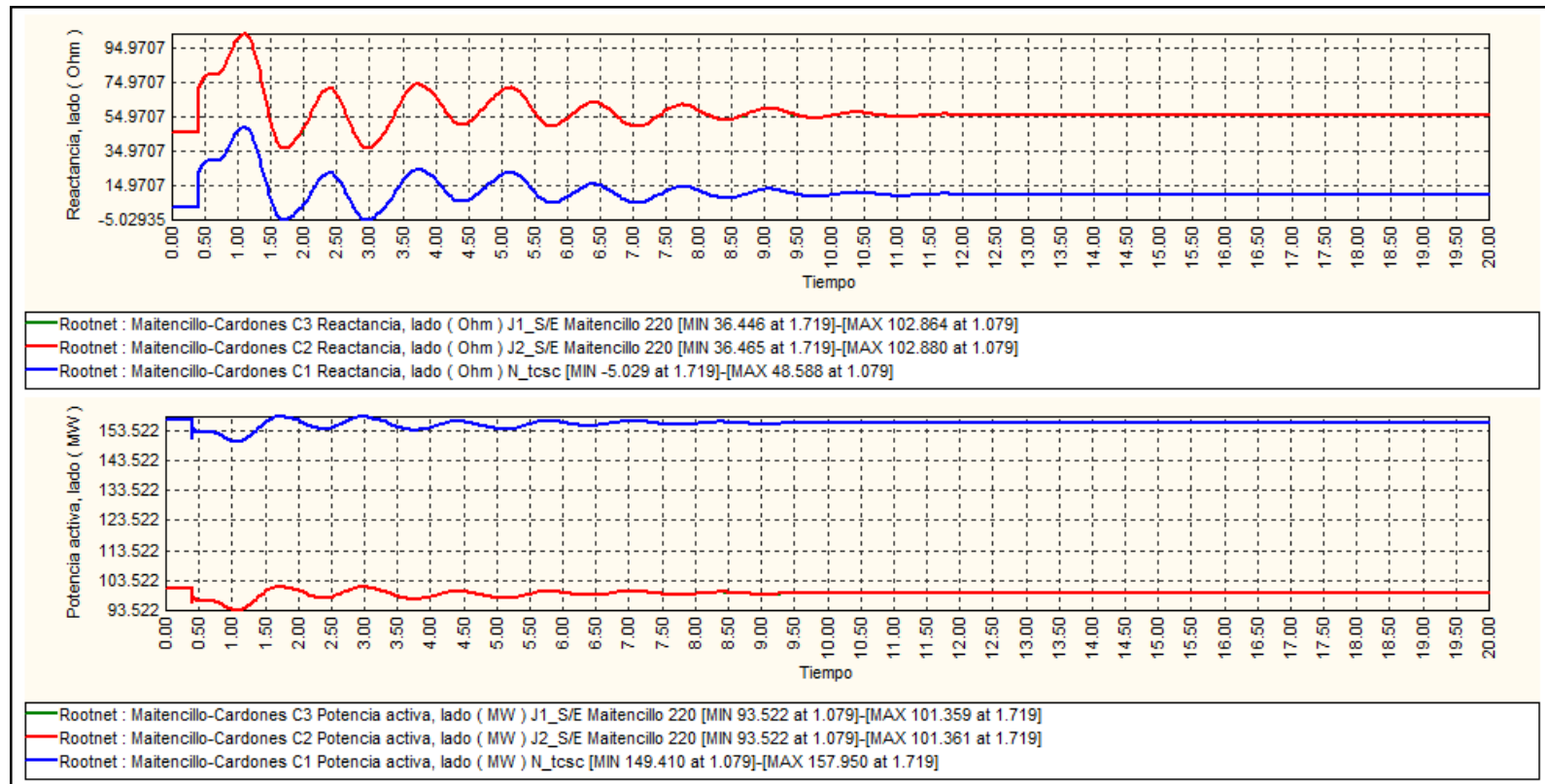


Figura 6-33: Reactancias línea Maitencillo-Cardones [ohm], Flujo potencia activa en líneas Maitencillo-Cardones [MW] _ Desconexión de generación, Unidad G4 de Central Termoeléctrica Guacolda _ Tiempo de simulación dinámica 20 s

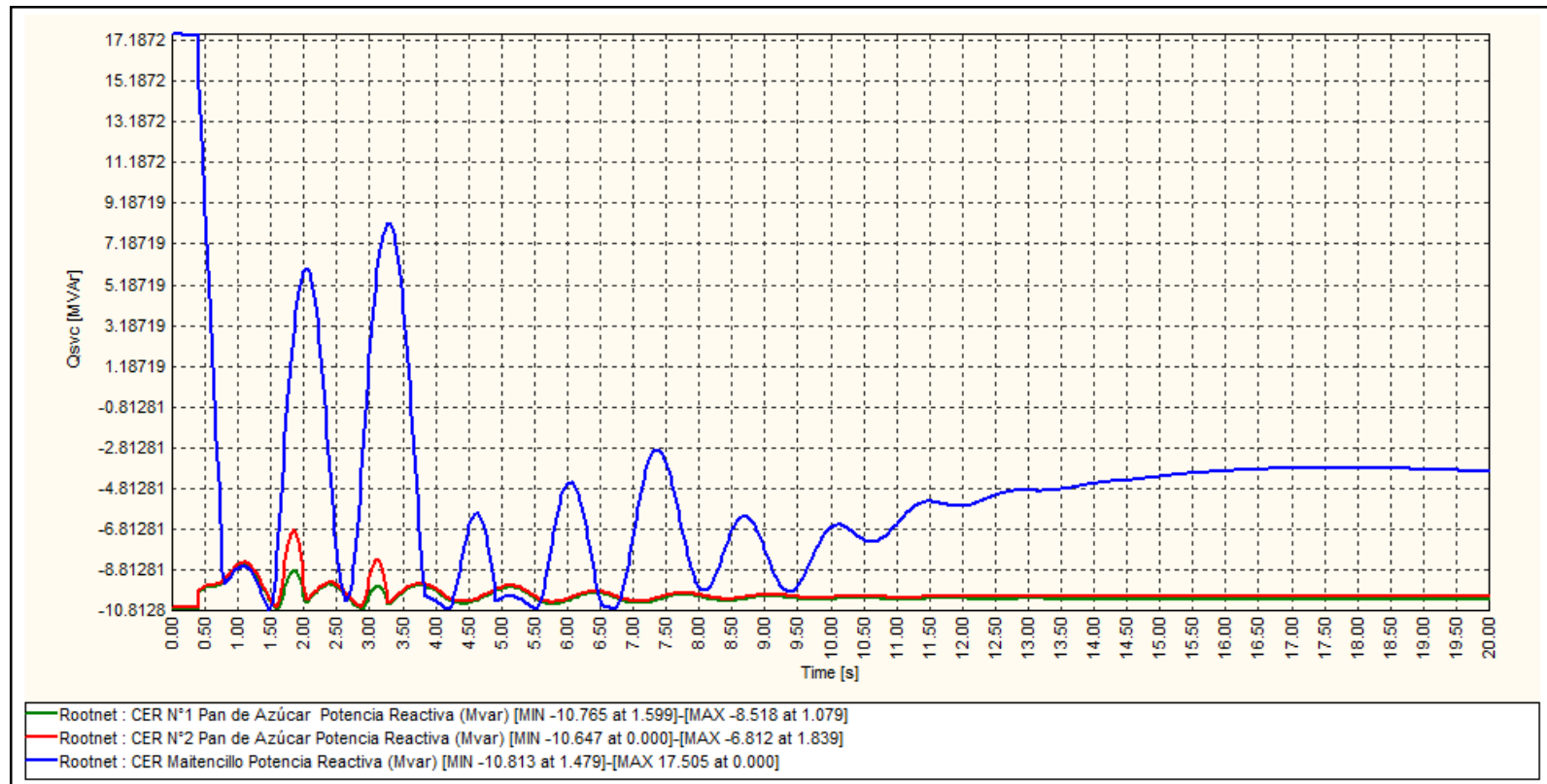


Figura 6-34: Potencia reactiva SVC [MVar] _ Desconexión de generación, Unidad G4 de Central Termoeléctrica Guacolda _ Tiempo de simulación dinámica 20 s

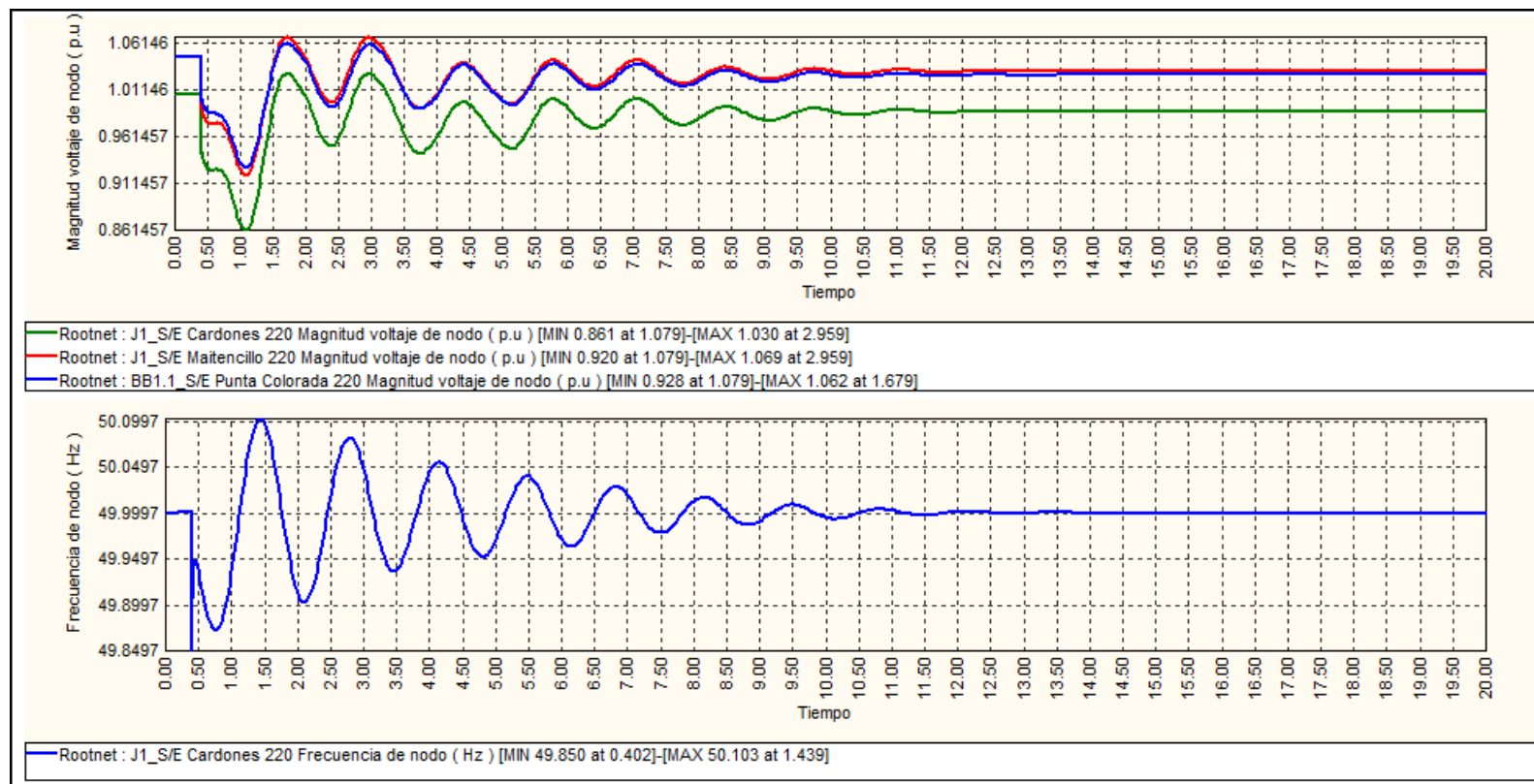


Figura 6-35: Voltaje Barra 220kV [pu], Frecuencia en Barra J1_S/E Cardones 220 kV [Hz] _ Desconexión de generación, Unidad G4 de Central Termoeléctrica Guacolda _ Tiempo de simulación dinámica 20 s

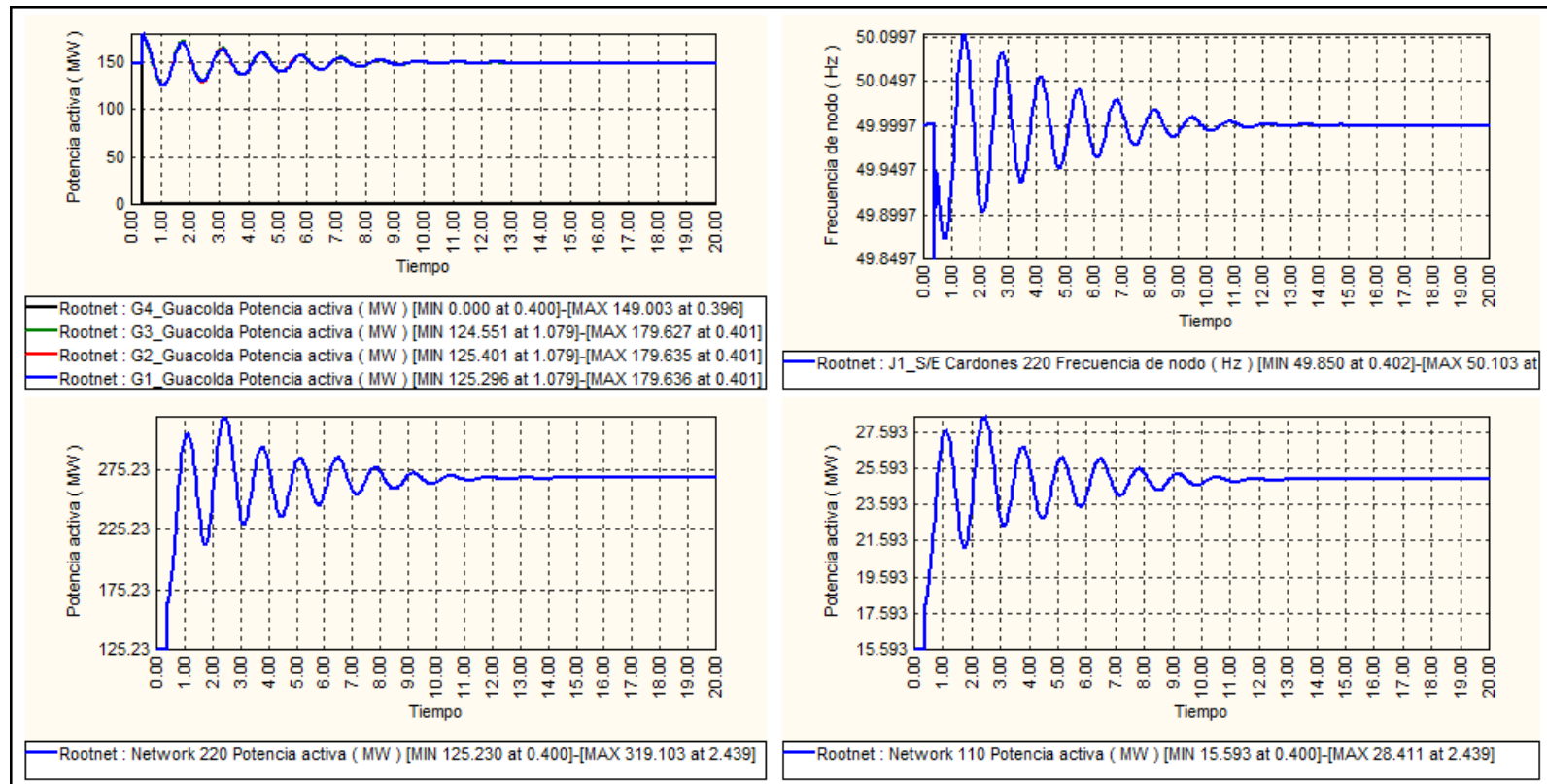


Figura 6-36: Potencia Activa en Generadores Central Guacolda [MW], Frecuencia en Barra J1_S/E Cardones 220 kV [Hz], Potencia Activa en Redes Equivalentes 220kV y 110kV _ Desconexión de generación, Unidad G4 de Central Termoeléctrica Guacolda _ Tiempo de simulación dinámica 20 s

6.9.4 Apertura de circuito de transmisión Maitencillo-Cardones-C2

El circuito de transmisión Maitencillo-Cardones-C2, ubicada entre nodos Maitencillo y Cardones, a 220 kV, es sometido a una desconexión o apertura intempestiva no planificada. El inicio de la perturbación es a los 0.4 s de simulación.

En 31.11 s, el Sistema Interconectado Norte Chico colapsa (Figura 6-37). Antes de la divergencia, el sistema no presenta oscilaciones de potencia. La causa de colapso radica en la función de control del TCSC (control de reactancia de línea). De lo anterior se concluye que, al instalar en líneas paralelas compensador estáticos de reactivos serie, como el TCSC, los estudios dinámicos deben prever problemas que se producen, en el SEP, con la salida intempestiva de una de las líneas. Resolver el inconveniente supone el planteamiento de dos alternativas: (i) Deshabilitar el control primario del TCSC cuando se haya detectado salida de una de las líneas (tiempo de maniobra: antes de los 30 s según Figura 6-37), (ii) Modificación del parámetro K_i del control PI en el TCSC. Con el nuevo parámetro $K_i = 0.05$, desde su valor inicial $K_i = 0.75$, asegura la estabilidad del sistema. La desventaja en disminuir K_i radica que el tiempo de retorno al punto de operación pre-falla sea de mayor duración, respecto de un valor mayor. Por ejemplo, consideremos el caso desconexión de carga La Candelaria, en S/E La Candelaria, a 220 kV, con 92.74 MW y $fp = 0.98$ inductivo. Para ello se hará una comparación del flujo de potencia activa en el circuito de transmisión Maitencillo-Cardones-C1, con valor de K_i : 0.75 y 0.05 (Figura 6-38).

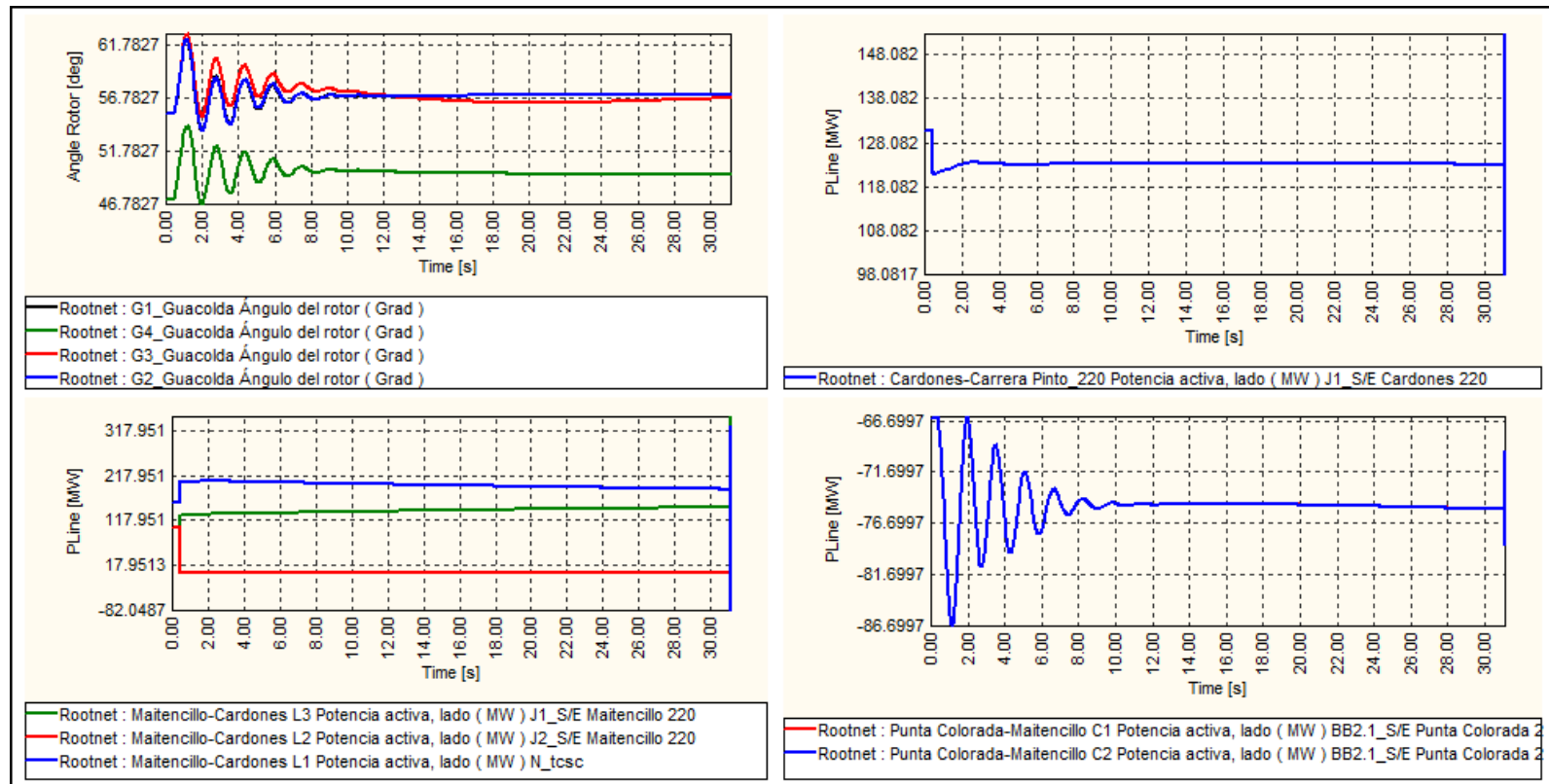


Figura 6-37: Ángulo rotor Central Guacolda [°], Flujo de potencia activa en líneas de transmisión [MW] _
Desconexión del circuito de transmisión Maitencillo-Cardones-C2_ Tiempo de simulación dinámica 30 s

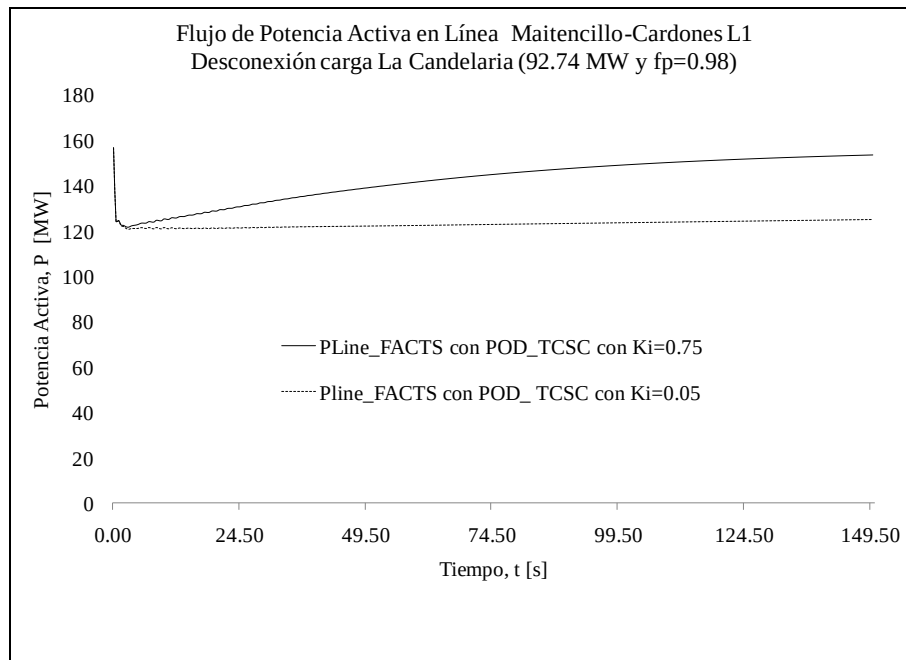


Figura 6-38: Flujo de potencia activa en circuito de transmisión Maitencillo-Cardones-C1 [MW] _ Variación del parámetro K_i del TCSC_ Desconexión de carga La Candelaria (92.74MW y $f_p = 0.98$ inductivo) _ Tiempo de simulación dinámica 150 s

Resuelto el problema de inestabilidad, en la Tabla 6-19, se detallan las variables eléctricas del Sistema Interconectado Norte Chico, frente a salida no planificada del circuito de transmisión Maitencillo-Cardones-C2 y, empleando el valor del parámetro $K_i = 0.05$, se presentan los valores pre-falla, máximos, mínimos, así como datos a 10 s y 150 s de simulación dinámica son presentados.

Tabla 6-19: Variables eléctricas Sistema Interconectado Norte Chico_
Desconexión del circuito de transmisión Maitencillo-Cardones-C2

Desconexión de Línea de Transmisión					
Elemento: Línea Maitencillo-Cardones-C2					
Inicio Perturbación: 0.4 s					
Sistema Interconectado Norte Chico					
Con Reg. SVCs_ Con TCSC_ POD en TCSC					
Xtcsc = -20 Ohm					
Ki_tcsc = 0.05					
Variable Eléctrica	Prefalla	Min	Max	10s Simul	150s Simul
Ángulo Rotor Guacolda G1 [°]	55.33	53.07	62.40	56.06	56.95
Ángulo Rotor Guacolda G2 [°]	55.33	53.08	62.48	56.07	56.95
Ángulo Rotor Guacolda G3 [°]	55.33	54.48	62.93	56.38	56.69
Ángulo Rotor Guacolda G4 [°]	47.20	46.27	54.37	48.96	49.05
Potencia Activa Línea Cardones-Carrera Pinto 220 [MW]	130.92	120.99	130.92	123.39	123.47
Potencia Activa Línea Maitencillo-Cardones 220 kV C1 [MW]	156.96	156.94	207.49	206.54	199.30
Potencia Activa Línea Maitencillo-Cardones 220 kV C2 [MW]	100.55	0.00	100.55	0.00	0.00
Potencia Activa Línea Maitencillo-Cardones 220 kV C3 [MW]	100.55	100.54	131.30	131.30	137.71
Potencia Activa Línea Punta Colorada-Maitencillo 220 kV C1 [MW]	67.47	61.13	76.73	68.20	68.35
Potencia Activa Línea Punta Colorada-Maitencillo 220 kV C2 [MW]	67.47	61.13	76.73	68.21	68.35
XL de Línea Maitencillo-Cardones C1 [Ohm]	2.36	2.36	33.43	33.42	35.40
XL de Línea Maitencillo-Cardones C2 [Ohm]	45.43	45.42	-	-	-
XL de Línea Maitencillo-Cardones C3 [Ohm]	45.41	45.41	74.96	74.21	66.30
Xtcsc [Ohm]	-20.00	-19.74	-20.00	-19.74	-16.52
Qsvc_ CER Maitencillo [MVar]	17.51	5.69	17.51	7.81	8.60
Qsvc_ CER N°1 Pan de Azúcar [MVar]	-10.74	-10.50	-10.74	-10.64	-10.65
Qsvc_ CER N°2 Pan de Azúcar [MVar]	-10.65	-10.41	-10.65	-10.55	-10.55

El sistema, frente al disturbio, es estable, exhibiendo amortiguamiento satisfactorio de las variables eléctricas (Figura 6-39). El esquema de control primario del TCSC permite modificar las reactancias de los circuitos Maitencillo-Cardones (C1, C2, C3) y alcanzar un nuevo punto de operación. Así, valores pre-falla de 2.36 Ohm para C1, 45.43 Ohm para C2, 45.41 Ohm para C3, donde el flujo de potencia activa por los circuitos es de 156.96 MW para C1, 100.55 MW para C2 y C3; alcanzan valores, transcurrido los 150 s

de simulación, de 35.40 Ohm para C1 y 66.30 Ohm para C3, teniendo el flujo de potencia por los circuitos de 199.30 MW para C1 y 137.71 MW para C2 (Figura 6-40).

Con la actuación del control *PI* del TCSC frente a la perturbación, el control de reactancia de línea Maitencillo-Cardones-C1, hace necesario emplear un tiempo superior a 150 s de simulación dinámica y llevarlo al valor inicial programado de potencia activa en 156.96 MW. Lo anterior se ve reflejado con la disminución del parámetro K_i del control (Figura 6-40 y Figura 6-41).

Con el control dinámico de los SVC y estrategia de control $X_{tcsc} = -20$ Ohm, el SEP requiere aporte de reactivos pre-falla de 17.51 MVar (modo inductivo) para CER Maitencillo, 10.74 MVar (modo capacitivo) para CER N°1 Pan de Azúcar, 10.65 MVar (modo capacitivo) para CER N°2 Pan de Azúcar. Luego de la perturbación (150 s de simulación), el nuevo punto de operación de los SVC, respectivamente, para CER Maitencillo, Pan de Azúcar N°1 y Pan de Azúcar N°2 es: 8.60 MVar (modo inductivo), 10.65 MVar (modo capacitivo) y 10.55 MVar (modo capacitivo), en régimen permanente. Lo anterior se puede apreciar en Figura 6-42.

Parámetros de frecuencia y voltaje, antes, durante, y después de la falla, se muestran en Tabla 6-20 y Figura 6-43, donde las señales son medidas en: Barra J1_S/E Maitencillo 220 kV, para la frecuencia y, Barras J_S/E Maitencillo y J1_S/E Cardones, a 220 kV, para la magnitud de voltaje. Antes de los 20 s de simulación dinámica, las variables eléctricas se encuentran dentro de los límites establecidos por la NTSyCS.

Tabla 6-20: Frecuencia y Voltaje de Barra del Sistema Interconectado Norte Chico_ Desconexión del circuito de transmisión Maitencillo-Cardones C2

Desconexión de Línea de Transmisión					
Elemento: Línea Maitencillo-Cardones-C2					
Inicio Perturbación: 0.4 s					
Sistema Interconectado Norte Chico					
Con Reg. SVCs_ Con TCSC_ POD en TCSC					
Xtcsc = -20 Ohm					
Ki_tcsc = 0.05					
Variable Eléctrica	Prefalla	Min	Max	10s Simul	20s Simul
f_Barra J1 S/E Maitencillo 220 kV [Hz]	50.000	49.938	50.017	50.000	50.000
V_Barra J S/E Maitencillo 220 kV [pu]	1.048	1.004	1.048	1.035	1.037
V_Barra J1 S/E Cardones 220 kV [pu]	1.007	0.927	1.007	0.964	0.966
Pgen_Gua1 [MW]	148.97	145.35	153.39	149.01	149.00
Pgen_Gua2 [MW]	148.97	145.43	153.61	149.01	149.00
Pgen_Gua3 [MW]	148.97	145.44	153.75	149.01	149.00
Pgen_Gua4 [MW]	148.96	142.49	153.69	149.00	149.00
Pnetwork 220 kV [MW]	125.32	104.13	137.88	123.01	123.58
Pnetwork 110 kV [MW]	15.60	14.28	16.43	15.47	15.51

En el instante que se produce la desconexión del circuito Maitencillo-Cardones-C2, que transportaba un flujo de potencia activa de 100.55 MW, se origina una disminución súbita de la frecuencia nominal del sistema, mostrando un valor de 49.938 Hz. De manera inmediata, la variable frecuencia es controlada por acción de control de elementos dinámicos del SEP, presentando oscilaciones amortiguadas hasta los 6 s de simulación (Figura 6-44).

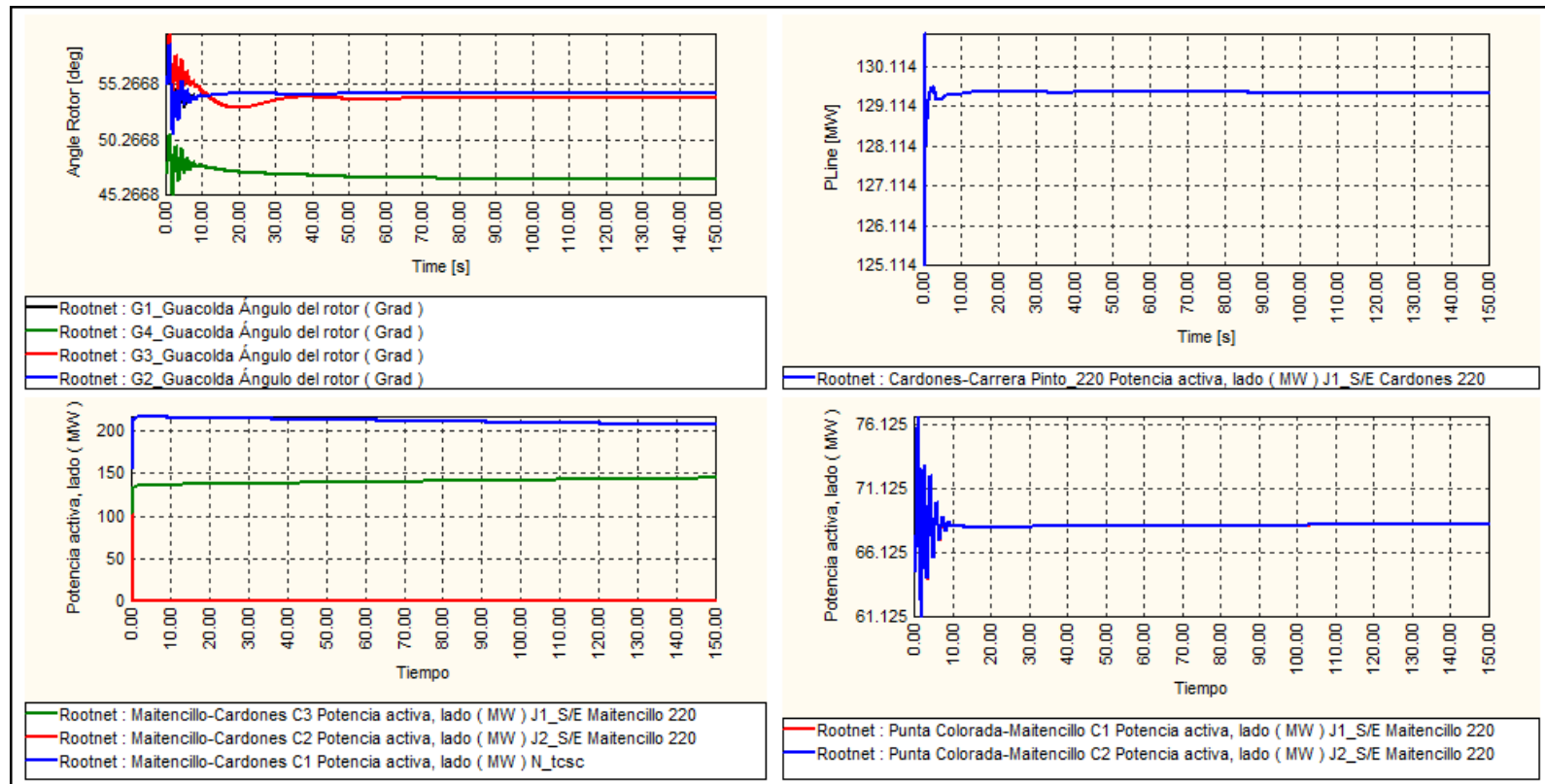


Figura 6-39: Ángulo rotor Central Guacolda [°], Flujo de potencia activa en líneas de transmisión [MW] _
Desconexión del circuito de transmisión Maitencillo-Cardones-C2_ Tiempo de simulación dinámica 150 s

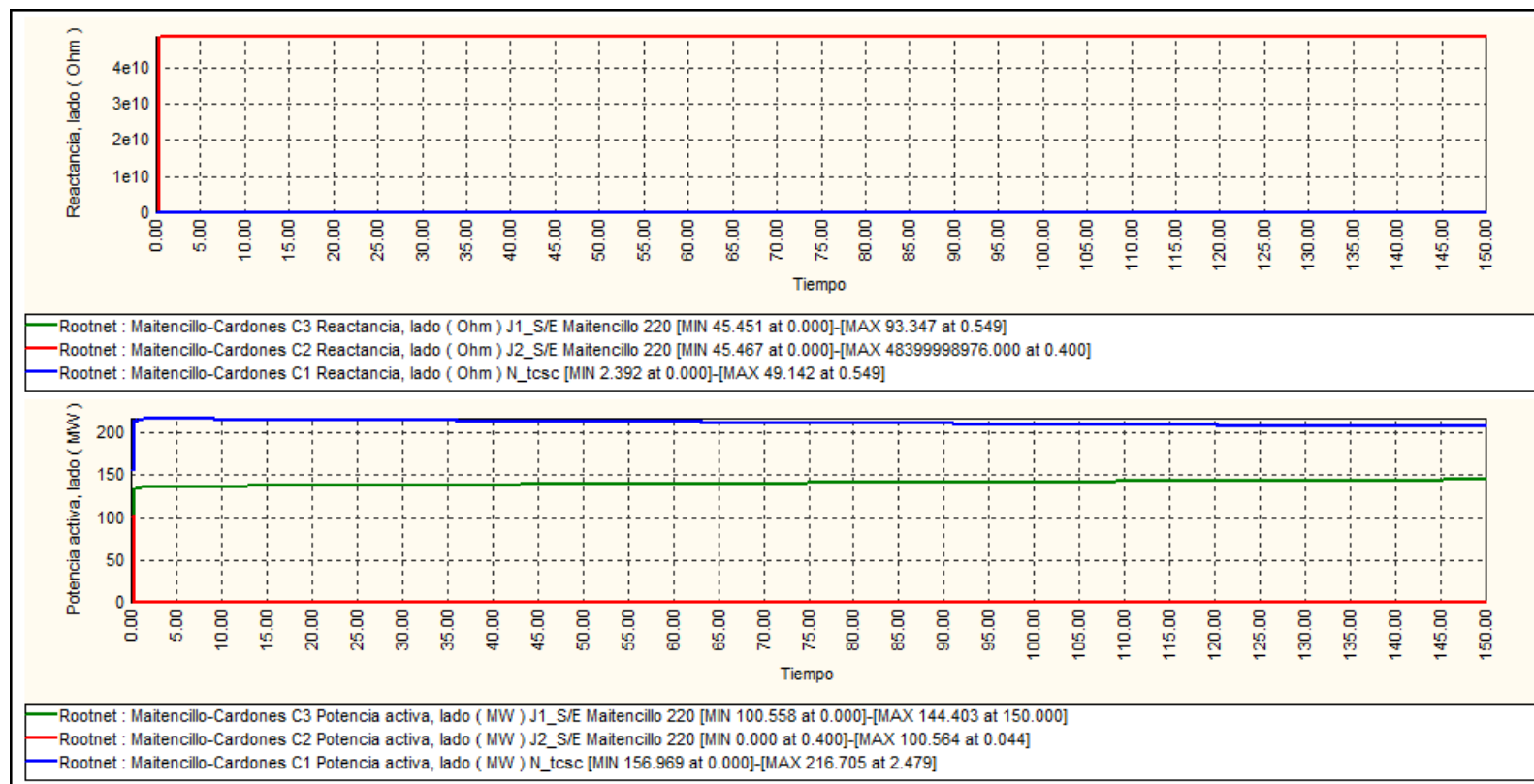


Figura 6-40: Reactancias líneas de transmisión Maitencillo-Cardones [ohm], Flujo de potencia activa en líneas de transmisión Maitencillo-Cardones [MW] _ Desconexión del circuito de transmisión Maitencillo-Cardones-C2_ Tiempo de simulación dinámica 150 s

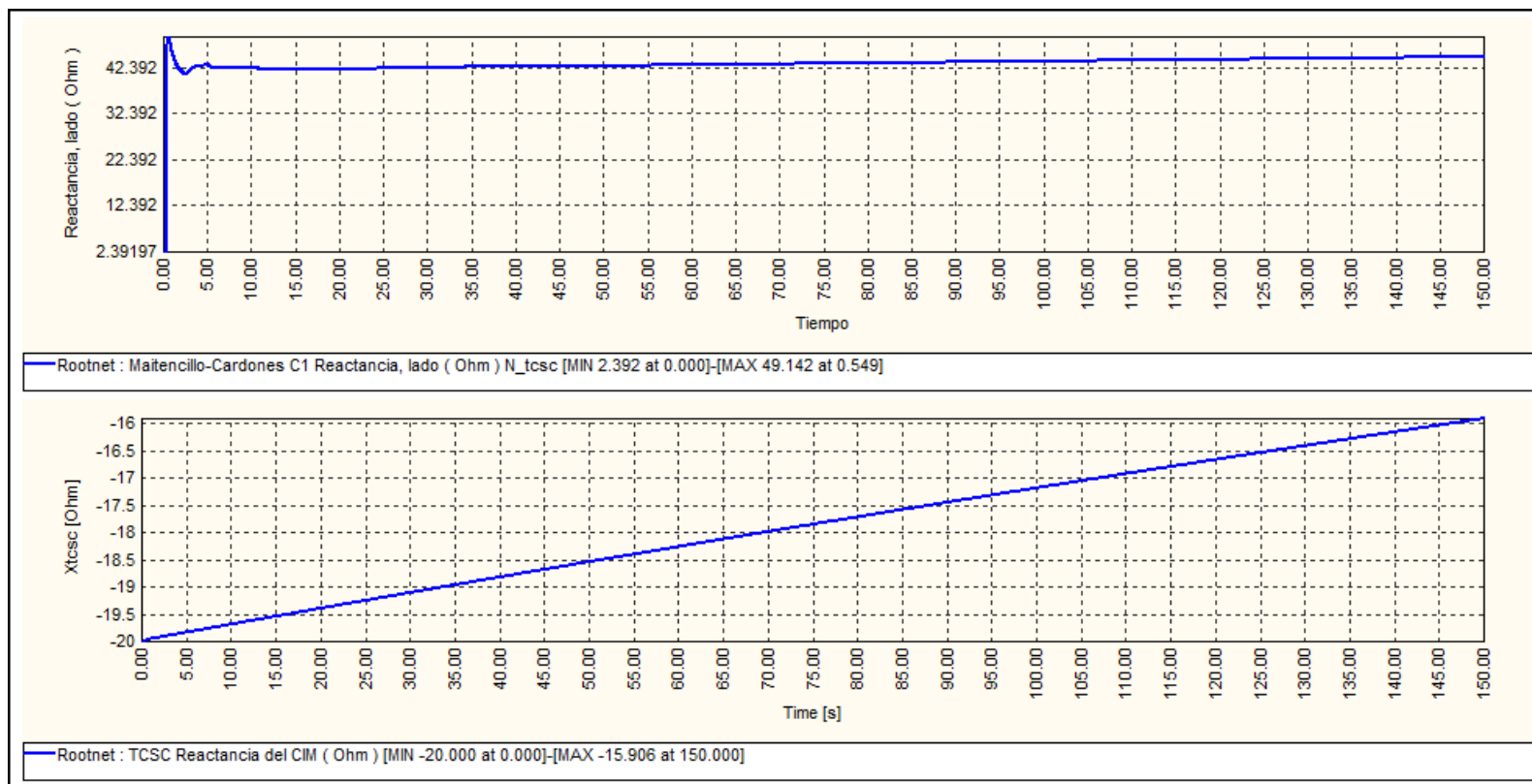


Figura 6-41: Reactancia línea de transmisión Maitencillo-Cardones C1 [ohm], Reactancia TCSC [ohm] _
Desconexión del circuito de transmisión Maitencillo-Cardones-C2_ Tiempo de simulación dinámica 150 s

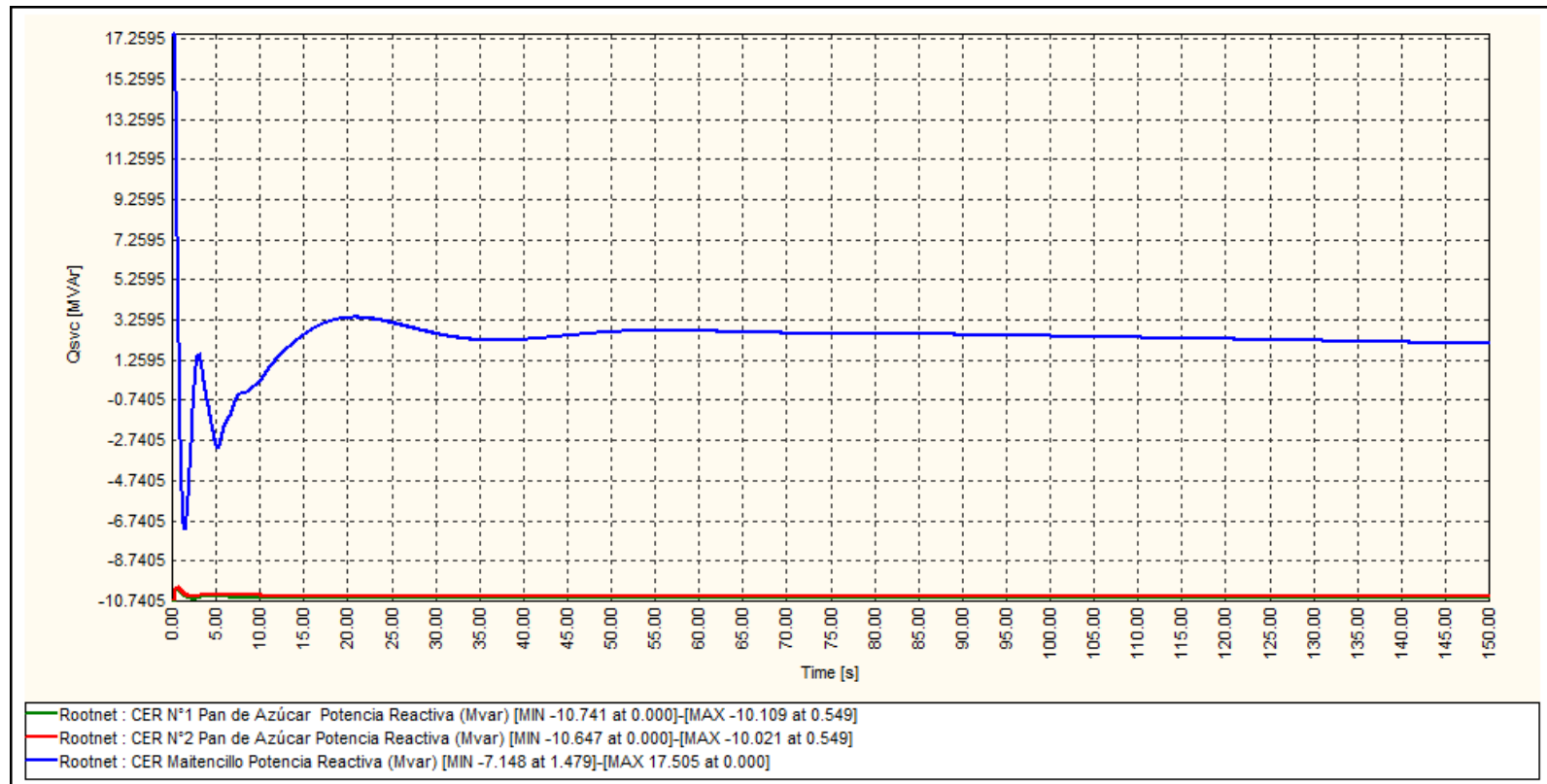


Figura 6-42: Potencia reactiva SVC [MVar] _ Desconexión del circuito de transmisión Maitencillo-Cardones-C2_
Tiempo de simulación dinámica 150 s

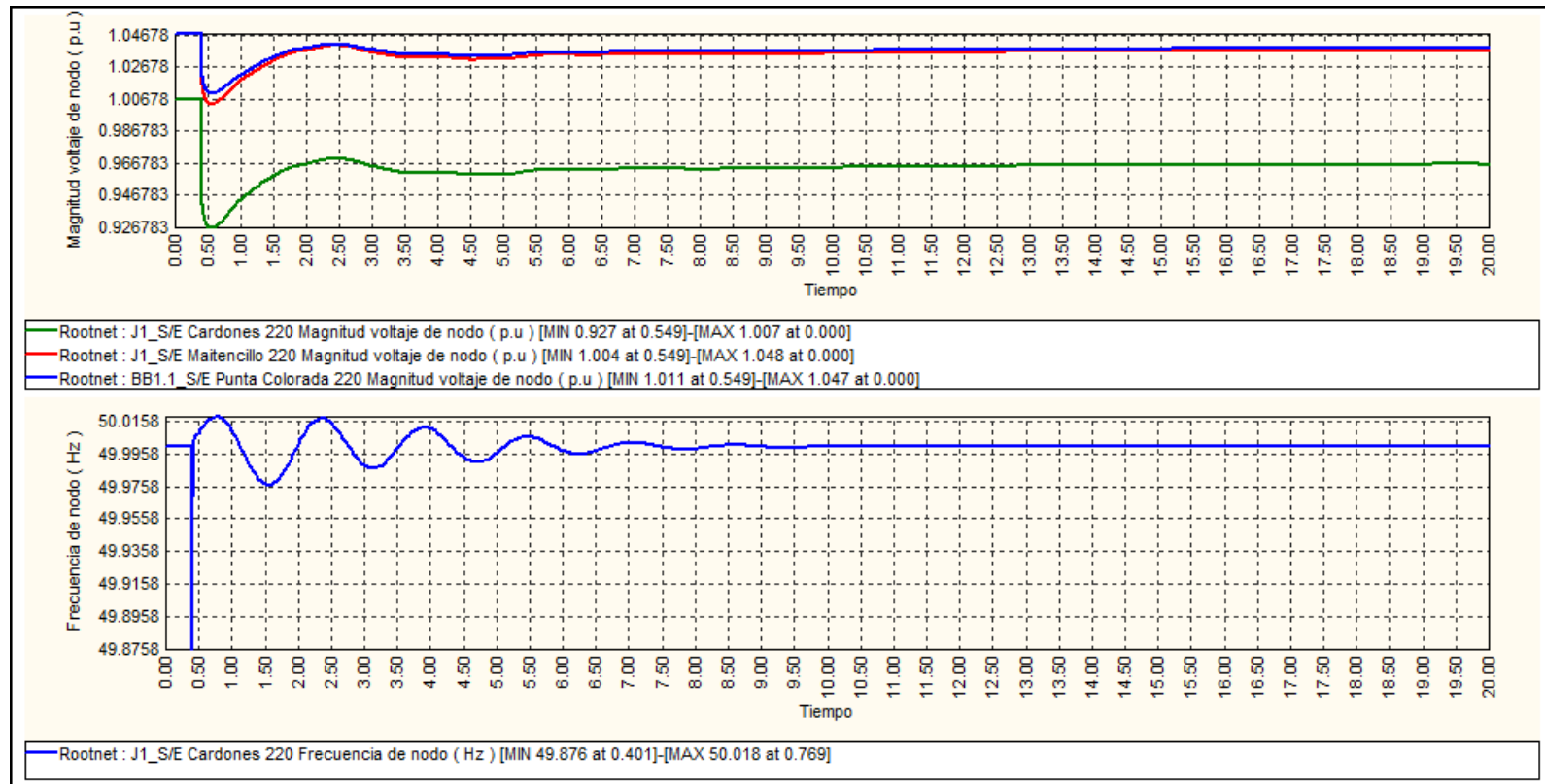


Figura 6-43: Voltaje Barra 220kV [pu], Frecuencia en Barra J1_S/E Cardones 220 kV [Hz] _ Desconexión del circuito de transmisión Maitencillo-Cardones C2 _ Tiempo de simulación dinámica 20 s

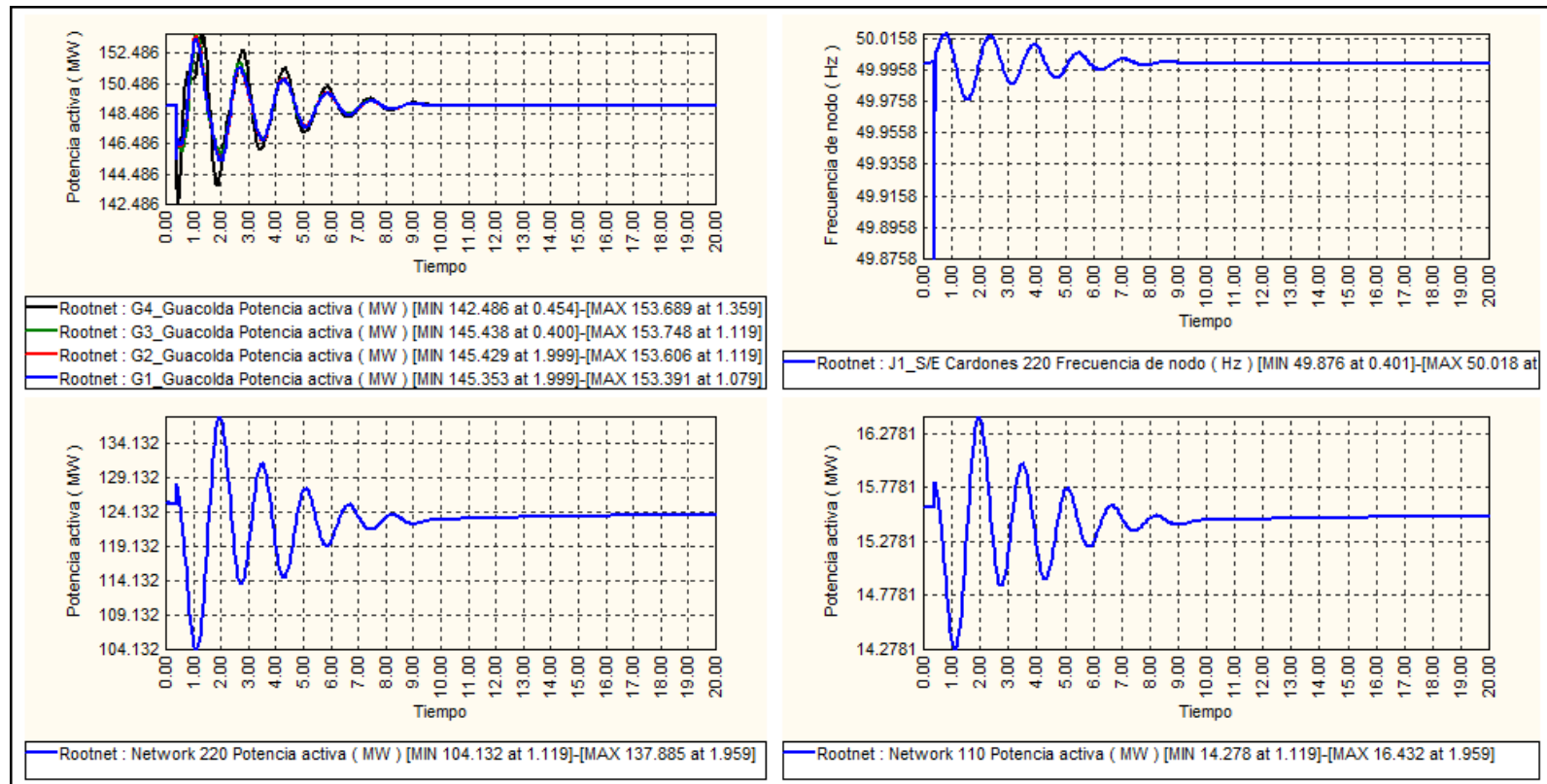


Figura 6-44: Potencia Activa en Generadores Central Guacolda [MW], Frecuencia en Barra J1_S/E Cardones 220 kV [Hz], Potencia Activa en Redes Equivalentes 220 kV y 110 kV_ Desconexión del circuito de transmisión Maitencillo-Cardones C2 _ Tiempo de simulación dinámica 20 s

6.9.5 Análisis dinámico del Sistema Interconectado Norte Chico en condición de máxima cargabilidad del circuito de transmisión Maitencillo-Cardones-C1

Manteniendo la misma configuración del Sistema Interconectado Norte Chico (dado por Figura 6-2, Tabla 6-1, Tabla 6-2; con esquemas de control primario en los SVC (Tabla 6-3) y TCSC (Tabla 6-8) con control POD), las perturbaciones como: i) Cortocircuito trifásico de 100 ms de duración, aplicado en el lugar correspondiente al 50% del circuito Maitencillo-Cardones-C3, ubicado entre barras Maitencillo y Cardones 220 kV; ii) Desconexión de carga La Candelaria con 92.74 MW y $f.p.=0.98$ inductivo; iii) Desconexión de unidad G4 de Central Termoeléctrica Guacolda con 149 MW y 45.93 MVar capacitivo; iv) Apertura del circuito C2 de la línea de transmisión Maitencillo-Cardones, ubicada entre barras Maitencillo y Cardones 220 kV y, v) Inyección simultánea de potencia activa de generadores de parques eólicos; fueron realizadas, donde el comportamiento dinámico del SIC Reducido, para una condición máxima cargabilidad del Circuito de Transmisión Maitencillo-Cardones-C1, al 100%, utilizando modelos de carga exponencial y ZIP, son presentados en Anexos C y D.

Del resultado de las simulaciones dinámicas, el SIC Reducido mantiene un comportamiento estable, con amortiguamiento satisfactorio de oscilaciones de potencia de baja frecuencia, frente a los diversos tipos de contingencias, cumpliendo además con la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio de Chile (NTSyCS).

7. CONCLUSIONES

En este trabajo de investigación se desarrolló la aplicación de compensadores estáticos de reactivos de impedancia variable, denominados FACTS (de configuración serie, TCSC, y configuración paralela, SVC), en un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP). También, con la inserción de controles secundarios en los dispositivos FACTS, llamados controladores POD, se verificó el incremento de los márgenes de Estabilidad de Pequeña Señal y Estabilidad Transitoria en los sistemas eléctricos al realizar una adecuada sintonización de los parámetros y ajuste de ganancia del controlador POD.

Para ello, el empleo de modelos matemáticos (estáticos y dinámicos) de controladores de dispositivos FACTS, tanto primarios (reguladores de voltaje que permiten el intercambio de potencia reactiva entre los compensadores y el SEP), como secundarios (controladores POD utilizados con el objeto de producir un aumento en el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia), constituyeron la base del estudio y análisis de la interacción FACTS-SEP y amortiguamiento de las oscilaciones de potencia. Es así, la parte medular de la presente Tesis nace de la validación de la parte teórica de los compensadores, a través de sistemas prueba (tomados de publicaciones técnicas ELSEVIER e IEEE), y culminando con un sistema real de gran escala como es el Sistema Eléctrico Interconectado Central de Chile, SIC.

La finalidad de emplear sistemas eléctricos de prueba fue la verificación del diseño de controladores POD (mediante el uso de Valores Propios y Análisis en el Dominio de la Frecuencia, apoyados por programas computacionales como PSAT y MATLAB) y operación de dispositivos FACTS, con énfasis en el TCSC (verificación de estrategias de

control como: (i) Impedancia Constante, (ii) Potencia Constante y, (iii) Ángulo Constante; todos ellos para Análisis de Estabilidad Transitoria mediante programa computacional NEPLAN), previo a introducirse en el sistema real.

En el Sistema Eléctrico de Chile, específicamente el Sistema Interconectado Norte Chico, perteneciente al Sistema Interconectado Central (SIC Reducido conformado por 217 nodos, 112 líneas de transmisión, 6 generadores síncronos, 8 generadores asíncronos, 2 redes equivalentes de 110 kV y 220 kV, entre otros elementos), la presencia de compensadores estáticos de reactivos en paralelo, SVC, sin controladores POD, distribuidos a lo largo del sistema (CER Maitencillo ubicado en barra J2_S/E Maitencillo 220 kV, CER Pan de Azúcar N°1 ubicado en barra J1_S/E Pan de Azúcar 220 kV, y CER Pan de Azúcar N°2 ubicado en barra J2_S/E Pan de Azúcar 220 kV), conforman la configuración inicial de compensadores estáticos instalados en el SEP. Al SEP original, para análisis del acrecentamiento de la capacidad de transporte de flujo de potencia por líneas de transmisión, así como del mejoramiento de estabilidad angular de pequeña señal, la incorporación de un compensador serie TCSC, conjuntamente con su esquema de control secundario POD, instalado en el circuito Maitencillo-Cardones-C1, del Sistema Troncal a 220 kV, representó la mejor solución a ser implementado en el sistema de estudio.

Los criterios de ubicación óptima para instalar el TCSC, en el SEP de Chile, se basaron en el resultado de Flujo de Carga del Sistema Troncal a 220 kV (en función de la Cargabilidad de líneas de transmisión superiores al 50%) y existencia de circuitos paralelos (que permitan modificar la reactancia de la línea y crear estrategias de control de flujos de potencia sobre las líneas). En cambio, la sintonización del controlador POD

se fundamentó en el Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal (identificación de valores propios inestables o pobremente amortiguados), Técnicas de Diagramas de Nyquist y Lugar Geométrico de las Raíces, empleando para ello programas computacionales como PSAT y MATLAB.

Se realizaron estudios de Flujo de Carga y Estabilidad de Pequeña Señal en el Sistema Interconectado Norte Chico (SIC Reducido), en condiciones previas y posteriores a la incorporación del TCSC y de su controlador POD. Adicionalmente, con la intención de verificar el comportamiento del SEP frente a diversos tipos de contingencias, Estudios de Estabilidad Transitoria se desarrollaron. Perturbaciones como cortocircuito, desconexión no planificada de un gran consumo, salida de un circuito de transmisión en el sistema Troncal a 220 kV y desconexión de una unidad generadora en la Central Guacolda, fueron planteadas. En todos los casos, el programa computacional empleado fue NEPLAN.

De lo citado anteriormente, las conclusiones más relevantes del Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal y Estabilidad Transitoria del Sistema Interconectado Norte Chico, con la implementación del TCSC y su controlador POD, se describen a continuación:

- a) El amortiguamiento del Sistema Interconectado Norte Chico antes de situar el TCSC, es crítico, con razón de amortiguamiento $\zeta < 5\%$. Desde la configuración inicial del SEP, donde no existen esquemas de control primario y secundario en los dispositivos FACTS (sin reguladores de voltaje y controlador POD en SVC, sin instalación del TCSC), el amortiguamiento del sistema va mejorando, según como se vayan implementando tales esquemas. Es así, un amortiguamiento del 2.40% está presente en el sistema original. Cuando se habilitan reguladores primarios en los SVC, el amortiguamiento alcanza un valor del 3.60%. En cambio, al instalar el TCSC (sin controlador

POD) en el Circuito Maitencillo-Cardones-C1, el amortiguamiento del sistema es de 3.90%. Finalmente, posterior a la instalación del TCSC en la que se incluye su controlador POD, el amortiguamiento final del SIC Reducido es de 5.90%.

- b) Elementos FACTS como SVC permiten mejorar la Regulación de Tensión del SEP (para condiciones de máxima y mínima demanda) y aumentan la Estabilidad Transitoria; pero no logran disminuir la cargabilidad en una línea, limitando, por tanto, el expandir la capacidad de transferencia de potencia, sobre la línea. En cambio, con el uso del TCSC se resuelve el problema anterior. El objetivo de instalar un compensador serie es modificar la reactancia de línea del sistema de transmisión y proporcionar un mayor flujo de potencia.
- c) Con el TCSC instalado en el Sistema Interconectado Norte Chico y, usando la estrategia de operación de control de Impedancia Constante (programación de flujo de potencia según requerimientos de operación del sistema de potencia), el bloque de control Proporcional-Integral, PI, ubicado en el regulador primario, permite mantener constante el flujo de potencia en el Circuito Maitencillo-Cardones-C1 a 220 kV, luego de ser sujeto a diversos tipos de perturbaciones; teniendo por tanto como principal ventaja el de controlar y direccionar flujos de potencia en el sistema eléctrico.
- d) En el Análisis de Estabilidad Transitoria del SEP, al aplicar criterios de operación N-1 (por ejemplo desconexión de elementos serie como líneas de transmisión o salida intempestiva de unidades generadores), los estudios dinámicos (simulaciones en el dominio del tiempo) deben ser capaces de prever problemas que se producen en el sistema de potencia frente a la perturbación, pues podrían ocasionar problemas de colapso, parcial o total, o no cumplir con los estándares de Seguridad y Calidad de Servicio de suministro eléctrico. Para el caso del SIC Reducido, cuando se usa criterios de operación N-1 éstos cumplen con la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio de Chile, exceptuando el caso de la perturbación de salida no planificada del Circuito Maitencillo-Cardones-C2, ya que produce el colapso total del sistema (*“Black Out”*). Lo anterior se debe a la actuación

del TCSC ubicado en el primer Circuito de la línea Maitencillo-Cardones. Corregir la inestabilidad anterior plantea la ejecución de dos alternativas: (i) Deshabilitar el control primario del TCSC cuando se haya detectado salida de uno de los Circuitos Maitencillo-Cardones y (ii) Modificación del parámetro K_i del control PI en el TCSC.

- e) Finalmente, frente a diversas perturbaciones, el SIC Reducido es estable, presentando un amortiguamiento satisfactorio de las variables eléctricas y cumpliendo con los estándares exigidos por la NTSyCS de Chile.

Como punto final, se cree conveniente dar las siguientes recomendaciones para trabajos futuros, referidos a la sintonización de controladores POD de dispositivos FACTS y su aplicación en estudios de Estabilidad de Pequeña Señal y Estabilidad Transitoria:

- a) Toda sintonización de controladores POD de dispositivos FACTS requiere partir de la información obtenida del Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal (identificación de valores propios inestables o pobremente amortiguados) y Factores de Participación (contribución de las variables de estado en los modos oscilantes problema) con la intención de plantear las estrategias de sintonización, en función, de la frecuencia de oscilación y variables de estado presentes en el modo oscilante.
- b) Ciertamente, los ejemplos considerados para sintonización y ajuste de controladores POD a base de SEPs de pequeña escala son de interés, éstos deben generalizarse para el caso de sistemas eléctricos reales (de gran escala) y verificar la contribución real del amortiguamiento de controladores POD en el sistema.
- c) Finalmente, alcanzar una adecuada y óptima sintonización de controladores POD de dispositivos FACTS, inmersos en grandes Sistemas Eléctricos de Potencia, demanda del análisis y diseño de controladores retroalimentados para múltiples entradas y múltiples salidas (controles retroalimentados para sistemas MIMO) que admitan una sintonización coordinada entre controladores POD y demás elementos que cumplen la función de amortiguar oscilaciones de potencia de baja frecuencia, como los PSS. La finalidad es

aplicar la sintonización coordinada de los controladores POD y PSS (parámetros de compensación de fase y cálculo de ganancia) dependiendo de la configuración del SEP y características de los reguladores dinámicos instalados y obtener una máxima razón de amortiguamiento (superiores al 10%) en el sistema eléctrico.

BIBLIOGRAFÍA

Aboul-Ela, M. E., Sallam, A. A., McCalley, J. D., & Fouad, A. A. (1996). Damping controller design for power system oscillations using global signals. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 11(2), 767-773.

Adamson, C., Barnes, L., & Nellist, B. D. (1957). The automatic solution of power-system swing-curve equations. *Proceedings of the IEE - Part A: Power Engineering*, 104(14), 143-151.

Amirnaser, Y., & Reza, I. (2010). *Voltage-sourced converters in power systems*. EEUU: John Wiley & Sons.

Anderson, P. M. (1995). The elementary mathematical model. In *Power system control and stability* (pp. 13). New York, EEUU: A John Wiley & Sons.

Ardanuy, J. (2003). *Diseño de un estabilizador de sistemas de potencia neuro-borroso adaptivo ajustado mediante algoritmos genéticos*. Universidad Politécnica de Madrid).

Argüello, L., & Flores, H. (2005). Estudio de estabilidad de pequeña señal en el sistema nacional interconectado aplicando el método de análisis modal. *XIX Jornadas en Ingeniería Eléctrica y Electrónica*, 19, 192.

Arrillaga, J., & Arnold, C. P. (1990). Power system stability - basic model. In *Computer analysis of power systems* (pp. 155) Wiley.

Avdakovic, S., Nuhanovic, A., Kusljagic, M., Becirovic, E., & Music, M. (2009). Identification of low frequency oscillations in power system. *Electrical and Electronics Engineering, 2009. ELECO 2009. International Conference on*, I-103-I-107.

Ayres, H. M., Kopcak, I., Castro, M. S., Milano, F., & da Costa, V. F. (2010). A didactic procedure for designing power oscillation dampers of FACTS devices. *Simulation Modelling Practice and Theory*, 18(6), 896-909. doi:10.1016/j.simpat.2010.02.007

BCP Busarello+Colt+Partner Inc. (1988). *NEPLAN*. Suiza: Retrieved from <http://www.neplan.com/>

Bikash, P., & Balarko, C. (2005a). Power system oscillations. In *Robust control in power systems* (pp. 5). New York, EEUU: Springer.

Bikash, P., & Balarko, C. (2005b). Test system model. In *Robust control in power systems* (). New York, EEUU: Springer.

Calderón-Guizar, J. G. (2008). Análisis modal de oscilaciones electromecánicas en sistemas eléctricos de potencia. *Ingeniería, Investigación y Tecnología*, 9(4), 313-317.

Canizares, C. A. (2000). Power flow and transient stability models of FACTS controllers for voltage and angle stability studies. *Power Engineering Society Winter Meeting, 2000. IEEE*, , 2 1447-1454 vol.2.

CEDEC-SIC. (2011). *Centro de Despacho Económico de Carga - Sistema Interconectado Central*. Retrieved, 2001, from www.cdec-sic.cl/

Demello, F. P., & Concordia, C. (1969). Concepts of synchronous machine stability as affected by excitation control. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on, PAS-88*(4), 316-329.

Dixon, J., Moran, L., Rodriguez, J., & Domke, R. (2005). Reactive power compensation technologies: State-of-the-art review. *Proceedings of the IEEE*, 93(12), 2144-2164.

Gallardo, C. (2009). *Estabilidad y amortiguamiento de oscilaciones en sistemas eléctricos con alta penetración eólica*. Universidad Carlos III de Madrid).

Gonzalez, J. W., Cardona, H. A., Isaac, I. A., & Lopez, G. J. (2007, Modelo de un tcsc en matlab-simulink para estudios de oscilaciones de potencia.2

Hingorani, N. G. (2007). FACTS technology - state of the art, current challenges and the future prospects. *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE*, 1-4.

Klein, M., Rogers, G. J., & Kundur, P. (1991). A fundamental study of inter-area oscillations in power systems. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 6(3), 914-921.

Kundur, P. (1994a). Control of active power and reactive power. In *Power system stability and control* (). EEUU: McGraw-Hill.

Kundur, P. (1994b). Introduction to power system stability problem. In *Power system stability and control* (pp. 17). EEUU: McGraw-Hill.

Kundur, P. (1994c). Small-signal stability. In *Power system stability and control* (pp. 699). EEUU: McGraw-Hill.

Kundur, P. (1994d). Synchronous machine theory and modelling. In *Power system stability and control* (pp. 45). EEUU: McGraw-Hill.

Kundur, P., Paserba, J., Ajarapu, V., Andersson, G., Bose, A., Canizares, C., . . . Vittal, V. (2004). Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 19(3), 1387-1401.

L., R. (2001). Coordinated design of multiple controllers for damping power system oscillations. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 23(7), 517-530. doi:10.1016/S0142-0615(00)00091-0

Larsen, E. V., Clark, K., Miske, S. A., Jr., & Urbanek, J. (1994). Characteristics and rating considerations of thyristor controlled series compensation. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, 9(2), 992-1000.

Mahajan, V. (2006). Thyristor controlled series compensator. *Industrial Technology, 2006. ICIT 2006. IEEE International Conference on*, 182-187.

Martins, N., & Lima, L. T. G. (1989). Eigenvalue and frequency domain analysis of small-signal electromechanical stability problems. *IEEE Symposium on Application of Eigenanalysis and Frequency Domain Method for System Dynamic Performance*, 17-33.

Martins, N., Pinto, H. J. C. P., & Paserba, J. J. (2000). Using a TCSC for line power scheduling and system oscillation damping-small signal and transient stability studies. *Power Engineering Society Winter Meeting, 2000. IEEE*, , 2 1455-1461 vol.2.

Mathur, R., & Varma, R. (2002a). Principles of conventional reactive-power compensators. In *Thyristor-based facts controllers for electrical transmission systems* (pp. 40) A John Wiley & Sons.

Mathur, R., & Varma, R. (2002b). SVC control components and models. In *Thyristor-based facts controllers for electrical transmission systems* (). New York, EEUU: A John Wiley & Sons.

Mathur, R., & Varma, R. (2002c). TCSC applications. In *Thyristor-based facts controllers for electrical transmission systems* [Thyristor-based facts controllers for electrical transmission systems] (). New York, EEUU: A John Wiley & Sons.

Mathur, R., & Varma, R. (2002d). *Thyristor-based facts controllers for electrical transmission systems*. New York, EEUU: A John Wiley & Sons.

Mathur, R., & Varma, R. (2002e). The thyristor-controlled series capacitor (TCSC). In *Thyristor-based facts controllers for electrical transmission systems* (). New York, EEUU: A John Wiley & Sons.

Milano, F. (2000). *PSAT*. Canada: Retrieved from <http://www3.uclm.es/profesorado/federico.milano/software.htm>

Milano, F. (2010). FACTS devices. In *Power system modelling and scripting* (). Germany: Springer.

Moler, C. (1984). *MATLAB*. Retrieved from <http://www.mathworks.com/products/matlab/>

Nise, N. S. (2010a). Frequency response techniques. In *Control systems engineering* (). John Wiley & Sons.

Nise, N. S. (2010b). Root locus techniques. In *Control systems engineering* () John Wiley & Sons.

Noroozian, M., Angquist, L., Ghandhari, M., & Andersson, G. (1997). Improving power system dynamics by series-connected FACTS devices. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, 12(4), 1635-1641.

Padiyar, K. (2007). *Facts controllers in power transmission and distribution*. Daryaganj, New Delhi: New Age International (P) Ltd.

Paserba, J., Sanchez-Gasca, J. J., Kundur, P., Larsen, E. V., & Concordia, C. (2007). Small signal stability and power system oscillations. In *Power system stability and control* (). EEUU: CRC Press.

Rogers, G. (1996). Demystifying power system oscillations. *Computer Applications in Power, IEEE*, 9(3), 30-35.

Rogers, G. (2000a). Modal analysis for control. In *Power system oscillations* (). Massachusetts, EEUU: Kluwer Academic.

Rogers, G. (2000b). Modal analysis of power systems. In *Power system oscillations* (). Massachusetts, EEUU: Kluwer Academic.

Rogers, G. (2000c). The nature of power system oscillations. In *Power system oscillations* (). Massachusetts, EEUU: Kluwer Academic.

Rouco, L. (1998). Eigenvalue-based methods for analysis and control of power system oscillations. *Proceedings of the 1998 IEE Colloquium on Power System Dynamics Stabilisation, February 24, 1998 - February 24, (278) 3/1-3/6.*

Sadikovic, R. (2000). *Damping controller design for power system oscillations*

Sadikovic, R. (2005). Damping controller design for power system oscillations. *Internal Report*, 1-6.

Sadikovic, R., Korba, P., & Andersson, G. (2005). Application of FACTS devices for damping of power system oscillations. *Power Tech, 2005 IEEE Russia*, 1-6.

Singh, B., Saha, R., Chandra, A., & Al-Haddad, K. (2009). Static synchronous compensators (STATCOM): A review. *Iet Power Electronics*, 2(4), 297-324. doi:10.1049/iet-pel.2008.0034

Taylor, C. (1994). Static VAR compensator models for power flow and dynamic performance simulation. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 9(1), 229-240.

Wang, H. F., Li, M., & Swift, F. J. (1997). FACTS-based stabilizer designed by the phase compensation method. *Advances in Power System Control, Operation and Management, 1997. APSCOM-97. Fourth International Conference on (Conf. Publ. no. 450), , 2 638-649 vol.2.*

Wang, X. F., Song, Y., & Irving, M. (2008). Small-signal stability analysis of power systems. In *Modern power system analysis* (pp. 489) Springer.

Zhang, X. P., Rehtanz, C., & Pal, B. (2006). *Flexible AC transmission systems: Modelling and control* Springer.

Zhou, E. -. (1993). Application of static VAr compensators to increase power system damping. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 8(2; determined from the power deviation on a transmission line. Time-domain simulations of the application of this approach to a one-machine system to increase swing oscillation damping and to a four-machine system to increase the damping of an i(TRUNCADO)), 655-661.

ANEXOS

ANEXO A : PARÁMETROS ESTATICOS Y DINÁMICOS DE SISTEMAS DE POTENCIA PARA VALIDACIONES

A.1 Datos para sintonización controlador POD de equipos FACTS del sistema SMIB, Ref: “A didactic procedure for designing power oscillation dampers”

Flujo de potencia del SEP

Base del sistema: 2220 MVA, 400 kV, 60 Hz

Flujo de Potencia del SMIB				
Bus	V [pu]	θ [°]	Pgen [MW]	Qgen [MVar]
1	1.048	20.2	1998.0	666.0
2	1.014	12.9		
3	0.995	3.4		
4	0.995	0.0	-1998.0	61.2

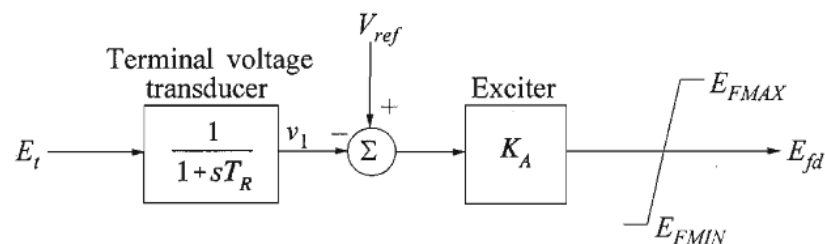
Datos dinámicos de generadores

$T'_{d0}=8.0$ s, $T''_{d0}=0.03$ s, $T'_{q0}=1.0$ s, $T''_{q0}=0.07$ s

$X_d=1.81$ pu, $X_q=1.76$ pu, $X'_d=0.3$ pu, $X'_q=0.65$ pu, $X''_d=0.23$ pu, $X''_q=0.25$ pu

$X_l=0.16$ pu, $R_a=0.003$ pu, $H=3.5$ s, $D=0$ pu, $A_{sat}=0.031$, $B_{sat}=6.93$

Datos Regulador de Voltaje



Sistema de excitación estático: $T_R=0.02$ s, $K_A=200$ pu

Datos Transformador

$X_T=0.15$ pu, $R_T=0$ pu

Datos líneas de transmisión

Datos de las Líneas de Transmisión				
From	To	R [pu]	X [pu]	B [pu]
2	3	0	0.8	0
2	4	0	0.5	0
4	3	0	0.13	0

Datos TCSC

Control TCSC	
Xcont	PLine3-4
Xref [MW]	999
Ki [pu]	0.5
Kp [pu]	0.005

Comandos MATLAB para sintonización de controlador POD

A continuación se detallan los pasos y funciones en MATLAB utilizadas para la sintonización del controlador POD, según procedimientos de Capítulo 4, sección 4.4.3. El símbolo “»” representa un comando introducido en MATLAB.

Paso 0: Correr Flujo de Potencia en PSAT.

Paso 1: Identificar el modo electromecánico a ser amortiguado (ω_n en rad/s) y asignar el valor de T_w (Constante de tiempo del filtro “washout”).

Paso 2: Cálculo de matrices de estados A , B , C y D y construcción del sistema en modelo de espacio de estados.

```

» fm_abcd
» a=LA.a
» b=LA.b_tcsc
» b=LA.b_tcsc(:,1)
» C=LA.h_ir*LA.c_y
» c=C(4,:)

```

```
» d=0
» sys=ss(a,b,c,d)
```

Paso 3: Análisis de la Función de Transferencia de Lazo abierto

```
» wsh=tf([Tw 0],[Tw 1])
» nyquist(sys*wsh)
» wn
» [x,y]=nyquist(sys*wsh,wn)
» phi=angle(x+j*y)
```

Paso 4: Cálculo de las constantes de tiempo del controlador POD (adelanto/atraso, “lead/lag”)

```
» alpha=(1-sin(phi/n))/(1+sin(phi/n))
» T2=1/(wn*sqrt(alpha))
» T1=alpha*T2
» leadlag=tf([T1 1],[T2 1])^2
```

Paso 5: Ajuste de la razón de amortiguamiento del controlador POD

```
» rlocus(sys*wsh*leadlag)
» sisotool
» rlocus(sys*wsh*Co)
```

A.2 Datos para sintonización de controlador POD en equipos FACTS del

Sistema de Tres Áreas, Ref: “*Coordinated design multiple Controllers for damping power system oscillations*”

Flujo de potencia del SEP

Base del sistema: 100 MVA, 230 kV, 60 Hz

Flujo de Carga							
Nodo	v %	V áng °	P carga MW	Q carga MVar	P Gen MW	Q Gen MVar	Q Paral. MVar
N01	105.00	-46.60	0.00	0.00	300.00	197.05	0.00
N02	103.00	-48.00	0.00	0.00	100.00	63.07	0.00
N03	105.00	0.00	0.00	0.00	658.43	229.93	0.00
N04	103.00	-2.30	0.00	0.00	200.00	55.98	0.00
N05	105.00	-32.20	0.00	0.00	450.00	137.23	0.00
N06	103.00	-33.20	0.00	0.00	150.00	27.43	0.00
N07	98.16	-53.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
N08	96.36	-55.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
N09	93.49	-58.00	800.00	160.00	0.00	0.00	0.00
N10	100.90	-35.60	0.00	0.00	0.00	0.00	-203.60
N11	98.61	-13.00	500.00	100.00	0.00	0.00	0.00
N12	100.42	-8.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
N13	101.40	-7.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
N14	102.16	-38.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
N15	101.54	-39.80	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
N16	99.94	-44.00	200.00	40.00	0.00	0.00	0.00
N17	97.31	-56.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
N18	98.80	-44.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
N19	94.11	-56.70	300.00	60.00	0.00	0.00	0.00
N20	99.43	-50.30	0.00	0.00	0.00	0.00	-98.86

Datos Generador

Datos Generador			
Gerador #	MVA	PG [MW]	V [pu]
1	375	300	1.05
2	125	100	1.03
3 (Slack)	750	658.43	1.05
4	250	200	1.03
5	562.5	450	1.05
6	187.5	150	1.03

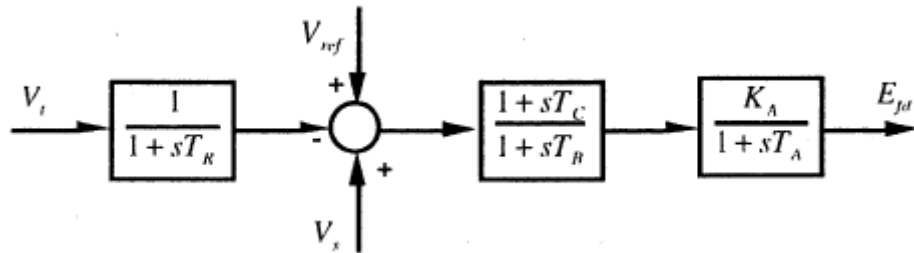
Datos dinámicos de generadores

$T'_{d0}=8.0$ s, $T''_{d0}=0.03$ s, $T'_{q0}=0.4$ s, $T''_{q0}=0.05$ s

$X_d=1.8$ pu, $X_q=1.7$ pu, $X'_d=0.3$ pu, $X'_q=0.55$ pu, $X''_d=X''_q=0.25$ pu

$X_l=0.2$ pu, $R_a=0.0025$ pu, $H=6.5$ s, $D=0$ pu

Datos reguladores de voltaje

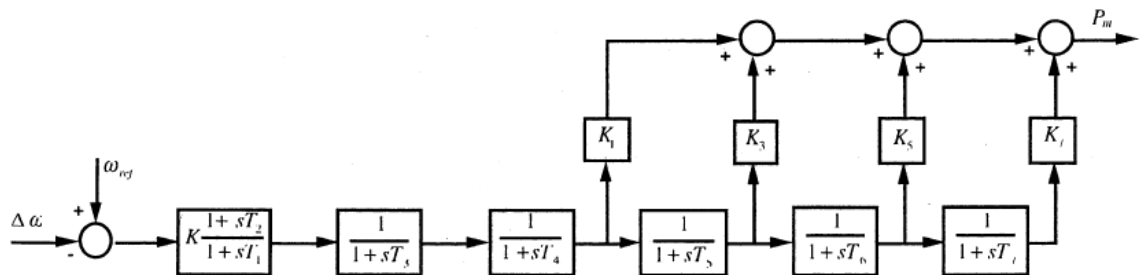


$T_R=0.01$ s, $T_B=0$ s, $T_C=0$ s, $K_A=20$ pu, $T_A=0$ s

Datos reguladores de velocidad

$K=20$ pu, $K_1=0.3$ pu, $K_3=0.7$ pu, $K_5=K_7=0$ pu

$T_1=T_2=0$ s, $T_3=0.1$ s, $T_4=0.3$ s, $T_5=7$ s, $T_6=T_7=0$ s



Datos Transformador

Datos de Transformador				
Del Nodo N°	Al Nodo N°	MVA	V [kV]	X [pu]
1	7	375	20/230	0.15
2	8	125	20/230	0.15
3	13	750	20/230	0.15
4	12	250	20/230	0.15
5	14	562.5	20/230	0.15
6	15	187.5	20/230	0.15

Datos líneas de transmisión

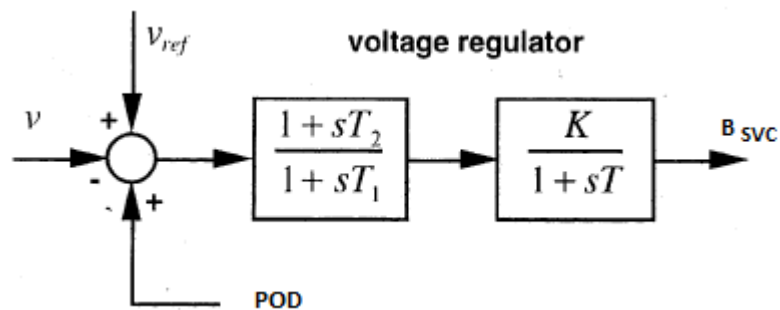
Datos Líneas de Transmisión						
Desde (Barra#)	Hasta (Barra #)	V [kV]	L [km]	R [pu/km]	X [pu/km]	B [pu/km]
7	8	230	10	0.0001	0.001	0.00175
8	9	230	25	0.0001	0.001	0.00175
9	10	230	110	0.0001	0.001	0.00175
10	11	230	110	0.0001	0.001	0.00175
11	12	230	25	0.0001	0.001	0.00175
12	13	230	10	0.0001	0.001	0.00175
14	15	230	10	0.0001	0.001	0.00175
15	16	230	25	0.0001	0.001	0.00175
16	17	230	110	0.0001	0.001	0.00175
18	19	230	110	0.0001	0.001	0.00175
16	20	230	55	0.0001	0.001	0.00175
20	19	230	55	0.0001	0.001	0.00175

Datos Cargas

Datos Carga		
Barra #	PL [MW]	QL [MVar]
9	800	160
11	500	100
16	200	40
19	300	60

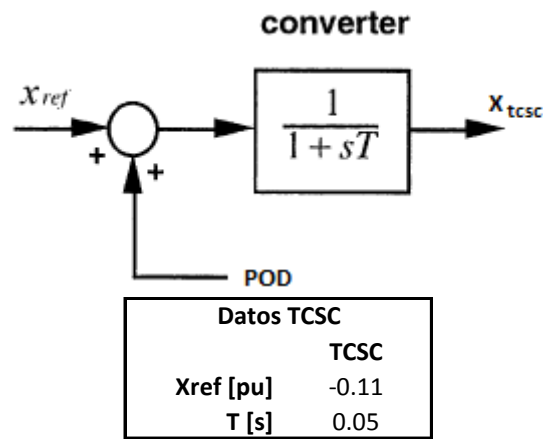
Datos dispositivos FACTS

SVC (“Static Var Compensators”)



Datos SVC		
	SVC10	SVC20
K [pu]	10	10
T [s]	0.05	0.05
T ₁ [s]	10	10
T ₂ [s]	1	1
V _{ref} [pu]	1.0061	0.9944

TCSC (“Thyristor Controlled Series Capacitor”)



Comandos MATLAB para sintonización de controlador POD

A continuación se detallan los pasos y funciones en MATLAB utilizadas para la sintonización del controlador POD, según procedimientos de Capítulo 4, sección 4.4.3. El símbolo “»” representa un comando introducido en MATLAB.

Controlador POD instalado en SVC10, ubicado en barra B₁₀

Paso 0: Correr Flujo de Potencia en PSAT.

Paso 1: Identificar el modo electromecánico a ser amortiguado (ω_n en rad/s) y asignar el valor de T_w (Constante de tiempo del filtro “washout”).

Paso 2: Cálculo de matrices de estados A, B, C y D y construcción del sistema en modelo de espacio de estados.

```

» fm_abcd
» a=LA.a
» b=LA.b_svc
» b=LA.b_svc(:,2)
» C=LA.h_qs*LA.c_y
» c=C(27,:)
» d=0
» sys=ss(a,b,c,d)

```

Paso 3: Análisis de la Función de Transferencia de Lazo abierto

```

» wsh=tf([Tw 0],[Tw 1])
» nyquist(sys*wsh)
» wn
» [x,y]=nyquist(sys*wsh,wn)
» phi=angle(x+j*y)

```

Paso 4: Cálculo de las constantes de tiempo del controlador POD (adelanto/atraso, “lead/lag”)

```

» alpha=(1-sin(phi/n))/(1+sin(phi/n))
» T2=1/(wn*sqrt(alpha))
» T1=alpha*T2
» leadlag=tf([T1 1],[T2 1])^2

```

Paso 5: Ajuste de la razón de amortiguamiento del controlador POD

```

» rlocus(sys*wsh*leadlag)
» sisotool
» rlocus(sys*wsh*Co)

```

Controlador POD instalado en SVC20, ubicado en barra B₂₀

Paso 6: Correr Flujo de Potencia en PSAT con POD instalado en SVC10.

Paso 7: Identificar el modo electromecánico a ser amortiguado (ω_n en rad/s) y asignar el valor de T_w (Constante de tiempo del filtro “washout”).

Paso 8: Cálculo de matrices de estados A , B , C y D y construcción del sistema en modelo de espacio de estados.

```

» fm_abcd

```

```

» a=LA.a
» b=LA.b_svc
» b=LA.b_svc(:,1)
» C=LA.h_is*LA.c_y
» c=C(7,:)
» d=0
» sys=ss(a,b,c,d)

```

Paso 9: Análisis de la Función de Transferencia de Lazo abierto

```

» wsh=tf([Tw 0],[Tw 1])
» nyquist(sys*wsh)
» wn
» [x,y]=nyquist(sys*wsh,wn)
» phi=angle(x+j*y)

```

Paso 10: Cálculo de las constantes de tiempo del controlador POD (adelanto/atraso, “lead/lag”)

```

» alpha=(1-sin(phi/n))/(1+sin(phi/n))
» T2=1/(wn*sqrt(alpha))
» T1=alpha*T2
» leadlag=tf([T1 1],[T2 1])^2

```

Paso 11: Ajuste de la razón de amortiguamiento del controlador POD

```

» rlocus(sys*wsh*leadlag)
» sisotool
» rlocus(sys*wsh*Co)

```

A.3 Datos para simulaciones dinámicas de TCSC en sistema SMIB, Ref: “Using a TCSC for line power scheduling and system oscillation damping – Small signal and transient stability studies”

Flujo de potencia del SEP

Base del sistema: 1000 MVA, 230 kV, 60Hz

Flujo de Potencia para 1000 MW de transferencia				
Bus	V [pu]	θ [°]	Pgen [MW]	Qgen [MVar]
1	1.000	32.8	1000.0	219.7
2	0.976	27.0		
3	1.000	0.0	-959.6	356.9
4	1.005	17.9		

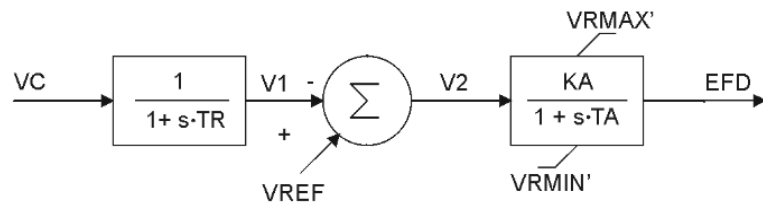
Datos dinámicos de generadores

$T'_{d0}=7.50$ s, $T''_{d0}=0.09$ s, $T''_{q0}=0.20$ s

$X_d=1.00$ pu, $X_q=0.70$ pu, $X'_d=0.3$ pu, $X''_d=0.25$ pu, $X''_q=0.25$ pu

$H=5.0$ s, $D=0$ pu

Datos Regulador de Voltaje



Sistema de excitación estático: $K_A=75$ pu, $T_A=0.05$ s

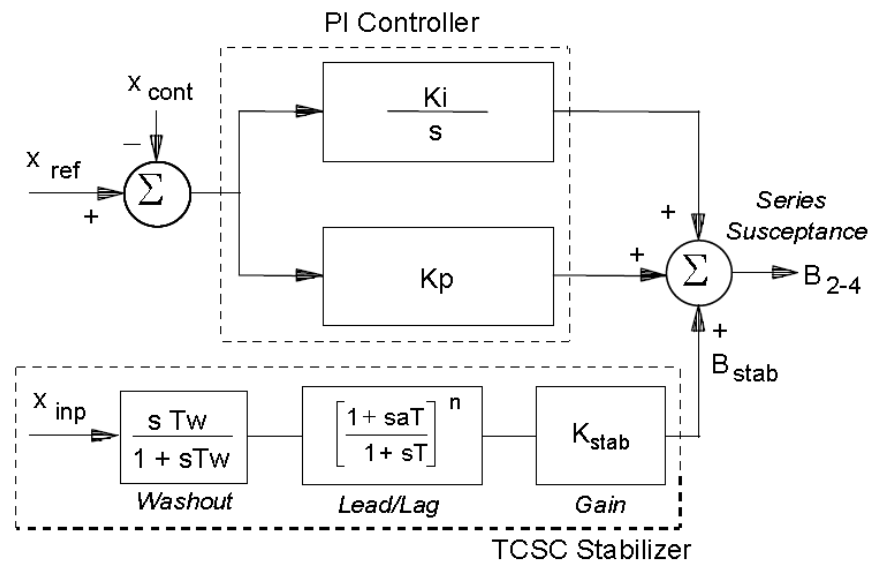
Datos Transformador

$X_T=0.10$ pu, $R_T=0$ pu

Datos líneas de transmisión

Datos de las Líneas de Transmisión				
From	To	R [pu]	X [pu]	B [pu]
2	3	0.063	0.900	0.000
2	4	0.000	-0.300	0.000
4	3	0.063	1.200	0.000

Datos TCSC



Control TCSC	
x_{cont}	PLine_ L2-3 / L4-3
x_{ref} [MW]	500
K_i [pu]	5
K_p [pu]	0.5

**ANEXO B : PARÁMETROS ESTÁTICOS Y DINÁMICOS DE
REGULADORES DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE CHILE SIC
(SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL)**

Base del sistema: 100 MVA, 220 kV, 50Hz

B.1 Datos dinámicos de máquinas síncronas

Parámetros Máquina Síncrona						
Nombre	Gua1	Gua2	Gua3	Gua4	Los Molles 1	Los Molles 2
Base [MVA]	176.5	176.5	176.5	178.824	10	10
Base [kV]	13.8	13.8	13.8	13.3	13.8	13.8
H [s]	4.501176	4.501176	4.501176	5.823529	2.39625	2.39625
D [pu]	0	0	0	0	0	0
Rs [pu]	0	0	0	0.001	0	0
X _L	0%	0%	0%	10%	0%	0%
X _d	224%	224%	224%	203%	155%	155%
X _q	132%	132%	132%	197%	28%	28%
X' _d	23.6%	23.6%	23.6%	19.4%	28%	28%
X' _q	132%	132%	132%	35%	28%	28%
X'' _d	17.6%	17.6%	17.6%	14.6%	22%	22%
X'' _q	17.6%	17.6%	17.6%	14.6%	22%	22%
T' _{do}	8.5	8.5	8.5	11.1	6	6
T' _{qo}	1.682	1.682	1.682	1.24	1.151	1.151
T'' _{do}	0.033	0.033	0.033	0.047	0.05	0.05
T'' _{qo}	0.067	0.067	0.067	0.086	0.06	0.06
S (1.0)	-	-	-	-	-	-
S (1.2)	-	-	-	-	-	-

B.2 Punto de operación de generadores síncronos

Punto de Operación: Potencia y Voltaje								
Nombre	Base [kV]	Tipo	Voltaje [%]	Load		Generator		
				MW	MVAr	MW	MAVr	Angle [°]
SSAA Gua_G1	-	PQ	-	5.1	0	-	-	-
SSAA Gua_G2	-	PQ	-	5.1	0	-	-	-
SSAA Gua_G3	-	PQ	-	5.1	0	-	-	-
SSAA Gua_G4	-	PQ	-	5.1	0	-	-	-
Gua_G1	13.8	PV	100%	-	-	149	-	-
Gua_G2	13.8	PV	100%	-	-	149	-	-
Gua_G3	13.8	PV	100%	-	-	149	-	-
Gua_G4	13.3	PV	104%	-	-	149	-	-
Los Molles 01	13.8	PV	96%	-	-	8	-	-
Los Molles 02	13.8	PQ	-	-	-	8	1	-

B.3 Datos parámetros generadores eólicos

Generadores Parques Eólicos				
	P. Colorada	Canela I	Canela II	Tototal
N° Gen	10	11	40	23
Rotor Tipo	Jaula Simple	Jaula Simple	Jaula Simple	Jaula Simple
Vn [kV]	0.69	0.69	0.69	0.69
Sn [MVA]	2.221	1.832	1.666	2.222
rpm	990.3	990.3	990.3	1485.1
cosphi a Sn	0.928	0.928	0.928	0.895
Eficiencia a Sn	0.985	0.985	0.985	0.979
Pares de Polos	3	3	3	2
Rs[pu]	0.0049	0.0049	0.0049	0.0100
Xs [pu]	0.0723	0.0723	0.0723	0.1000
Xm [pu]	3.4610	3.4610	3.4610	3.5000
Rr [pu]	0.0099	0.0099	0.0099	0.0100
Xr [pu]	0.0310	0.0310	0.0310	0.1000

B.4 Datos de reguladores de voltaje

Reguladores de voltaje de generadores de Central Termoeléctrica Guacolda

IEEE Tipo1				
Parámetros	Gua_G1	Gua_G2	Gua_G3	Gua_G4
TR [s]	0.002	0.002	0.004	0.004
KA [pu]	80.807	82	130.8	28.1
KE [pu]	0.085	0.085	1	1
KF [pu]	0.037	0.037	0.037	0.037
TA [s]	-	-	-	-
TE [s]	0.6	0.6	0.008	0.008
Efd_max [pu]	4.9	4.9	5.27	6.37
Efd_min [pu]	0	0	-1.05	-1.29

B.5 Datos de Estabilizadores de Sistemas de Potencia (PSS)

PSS de Central Termoeléctrica Guacolda

PSS Central Guacolda				
Parámetros	Gua_G1	Gua_G2	Gua_G3	Gua_G4
T1 [s]	0.122	0.122	0.15	0.15
T2 [s]	1.697	1.697	2.5	2.5
T3 [s]	0.349	0.349	0.15	0.15
T4 [s]	0.593	0.593	0.07	0.07
T5 [s]	0.105	0.105	0.15	0.15
T6 [s]	0.008	0.008	0.07	0.07
Kp [pu]	3	1	1	3
Tw [s]	2	2	1.5	1.5
TR[s]	0.004	0.004	0.004	0.004

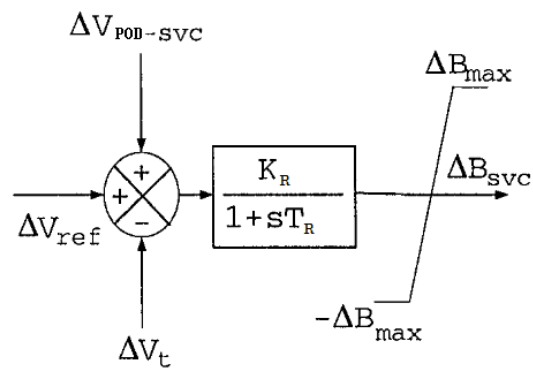
B.6 Datos de reguladores de velocidad

Regulador de velocidad Central Termoeléctrica Guacolda

Regulador Velocidad Térmico		
Parámetros	Gua_G1	Gua_G2
R [pu]	0.155	0.155
Kp [pu]	2.3	2.3
Tv [s]	0.2	0.2
Tch [s]	0.3	0.3
Trh [s]	4	4
Tco [s]	0.5	0.5
Fhp	0.3	0.3
Fip	0.4	0.4
Flp	0.3	0.3
LLV [pu]	-1	-1
LLF [pu]	-0.259	-0.259
HLV [pu]	0.3	0.3
HLF [pu]	0.259	0.259

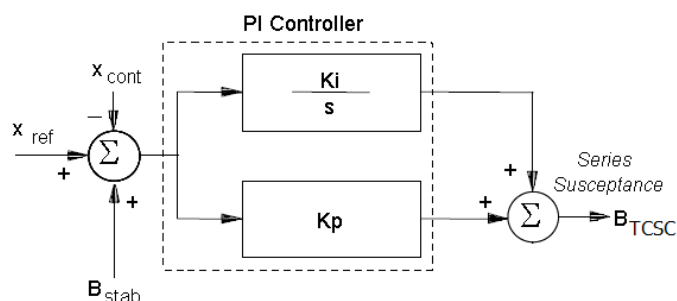
B.7 Datos de dispositivos FACTS

SVC (“Static Var Compensators”)



Datos SVC			
Parámetros	CER Maitencillo	CER N°1 Pan Azúcar	CER N°2 Pan Azúcar
Operativo	SI	SI	SI
Control	Tensión	Tensión	Tensión
Vref [pu]	1.0477	1.045091	1.045091
Nodo Control	J2_S/E Maitencillo 220	Aux J1_S/E Pan Azúcar 220	Aux J2_S/E Pan Azúcar 220
Xsl [%]	-	-	-
QC_max [MVar]	11	11	11
QL_max [MVar]	40	40	40
Kr	9	10	20
Tr [s]	1.15	1.15	1.15
Bmax [pu]	0.0638	0.0622	0.0614
Bmin [pu]	-1.0000	-1.0000	-1.0000

TCSC (“Thyristor Controlled Series Capacitor”)



Control TCSC	
Xcont	PLine_Maitencillo-Cardones L1
Xref [MW]	FC_Maitencillo-Cardones L1
Ki [pu]	0.75
Kp [pu]	0.05

B.8 Comandos MATLAB para sintonización POD en TCSC_ Sistema Troncal 220

kV

A continuación se detallan los pasos y funciones en MATLAB utilizadas para la sintonización del controlador POD, según procedimientos de Capítulo 4, sección 4.4.3. El símbolo “»” representa un comando introducido en MATLAB.

Paso 0: Correr Flujo de Potencia en PSAT.

Paso 1: Identificar el modo electromecánico a ser amortiguado (ω_n en rad/s) y asignar el valor de T_w (Constante de tiempo del filtro “washout”).

Paso 2: Cálculo de matrices de estados A , B , C y D y construcción del sistema en modelo de espacio de estados.

```
» fm_abcd
» a=LA.a
» LA
» b=LA.b_tcsc
» b=LA.b_tcsc(:,1)
» LA
» C=LA.h_ps*LA.c_y
» c=C(28,:)
» d=0
» sys=ss(a,b,c,d)
```

Paso 3: Análisis de la Función de Transferencia de Lazo abierto

```
» wsh=tf([Tw 0],[Tw 1])
» nyquist(sys*wsh)
» wn
» [x,y]=nyquist(sys*wsh,wn)
» phi=angle(x+j*y)
```

Paso 4: Cálculo de las constantes de tiempo del controlador POD (adelanto/atraso, “lead/lag”)

```
» alpha=(1-sin(phi/n))/(1+sin(phi/n))
» T2=1/(wn*sqrt(alpha))
» T1=alpha*T2
» leadlag=tf([T1 1],[T2 1])^2
```

Paso 5: Ajuste de la razón de amortiguamiento del controlador POD

```
» rlocus(sys*wsh*leadlag)
» sisotool
» rlocus(sys*wsh*Co)
```

**ANEXO C : ANÁLISIS DINÁMICO DEL SISTEMA INTERCONECTADO
NORTE CHICO EN CONDICIÓN DE MÁXIMA
CARGABILIDAD DEL CIRCUITO MAITENCILLO-CARDONES-
C1**

En este Anexo, se presentan estudios dinámicos del Sistema Interconectado Norte Chico en condición de máxima Cargabilidad, al 100%, del circuito de transmisión Maitencillo-Cardones-C1. Para ello la estrategia de control de reactancia, instalada en el TCSC y ubicada en el mismo circuito, es de $X_{tcsc} = -35.7 \text{ Ohm}$.

Manteniendo configuración del SEP, dado por Figura 6-2, Tabla 6-1 y Tabla 6-2, las siguientes perturbaciones son efectuadas, con el objeto de verificar, mediante análisis dinámico o estabilidad transitoria, el comportamiento del SIC Reducido. Lo anterior es simulado con esquemas de control primario en los SVC (Tabla 6-3) y TCSC (Tabla 6-8) con control POD.

- a) Cortocircuito trifásico de 100 ms de duración, aplicado al 50% del circuito Maitencillo-Cardones-C3, ubicada entre barras Maitencillo y Cardones 220 kV.
- b) Desconexión de carga La Candelaria (92.74 MW y f.p. = 0.98 inductivo) ubicada en barra J_S/E La Candelaria 220 kV.
- c) Desconexión de generación, dado por la salida de sincronismo de la Unidad 4 de Central Termoeléctrica Guacolda (149 MW y 45.93 MVar capacitivo).
- d) Apertura del circuito C2 de la Línea de Transmisión Maitencillo-Cardones, ubicada entre barras Maitencillo y Cardones 220 kV.
- e) Inyección de potencia activa de generadores eólicos, como: Parque Eólico Punta Colorada (20 MW y 8.03 MVar inductivo), Parque Eólico Canela I

(18.15 MW y 7.29 MVAR inductivo), Parque Eólico Canela II (60 MW y 24.09 MVAR inductivo) y Parque Eólico Totoral (36.05 MW y 22.34 MVAR inductivo).

Las variables eléctricas que se mostrarán en las simulaciones dinámicas son: (i) Flujo de potencia activa de generadores de Central Guacolda, (ii) Frecuencia del SEP medido en nodo J1_S/E Cardones 220 kV, (iii) Flujo de potencia activa en Red Equivalente 220 kV conectada a barra BB2.1_S/E Quillota 220 kV y (iv) Flujo de potencia activa en Red Equivalente 110 kV conectada a barra R_S/E Quillota 110 kV. El tiempo de simulación, para todos los casos es de 20 s. Al realizar las cinco maniobras, mencionados anteriormente, en programa computacional NEPLAN; el SIC Reducido presenta un comportamiento estable, con oscilaciones de potencia que se amortiguan satisfactoriamente, según Figura 0-1 (Cortocircuito trifásico de 100 ms de duración, aplicado al 50% del circuito Maitencillo-Cardones-C3, ubicado entre barras Maitencillo y Cardones 220 kV), Figura 0-2 (Desconexión de carga La Candelaria con 92.74 MW y f.p.=0.98 inductivo), Figura 0-3 (Desconexión de unidad G4 de Central Termoeléctrica Guacolda con 149 MW y 45.93 MVAR capacitivo), Figura 0-4 (Apertura del circuito C2 de la línea de transmisión Maitencillo-Cardones, ubicada entre barras Maitencillo y Cardones 220 kV) y Figura 0-5 (Inyección simultánea de potencia activa de generadores de parques eólicos).

Las variables eléctricas como frecuencia (medida en nodo J1_S/E Cardones 220 kV) y voltaje de barra (medido en nodos J1_S/E Maitencillo, J1_S/E Cardones, J_S/E Carrera Pinto, J2_S/E Los Vilos y BB.1.1_S/E Punta Colorada, a 220 kV), luego de los disturbios, se encuentran dentro de los límites establecidos por la Norma Técnica de

Seguridad y Calidad de Servicio de Chile (NTSyCS), según Tabla 0-1. La elección de los nodos, para medir frecuencia y voltaje, fueron establecidos por representar barras donde se realizaron los disturbios.

Tabla 0-1: Frecuencia y Voltaje de Barra del Sistema Interconectado Norte Chico_ Cargabilidad de Línea de Transmisión Maitencillo-Cardones-C1 al 100%

Análisis Dinámico						
Sistema Interconectado Norte Chico Con Reg. SVCs_ Con TCSC_ POD en TCSC Xtcsc = -35.7 Ohm						
Perturbación	20s de Simulación Dinámica					
	f [Hz]	V [pu]	V [pu]	V [pu]	V [pu]	V [pu]
	Cardones	Maitenc	Cardones	Carr. Pinto	Los Vilos	P. Colorada
Cto Cto 3f Línea Maitencillo-Cardones-C3	49.993	1.048	0.999	0.990	1.047	1.047
Desconexión Carga La Candelaria	50.001	1.057	1.019	1.013	1.049	1.050
Desconexión U4 Central Guacolda	50.000	1.032	0.981	0.970	1.025	1.027
Apertura C2 Línea Maitencillo-Cardones	50.000	1.039	0.965	0.952	1.045	1.040
Inyección P Generadores Eólicos	50.000	1.049	1.000	0.992	1.053	1.050

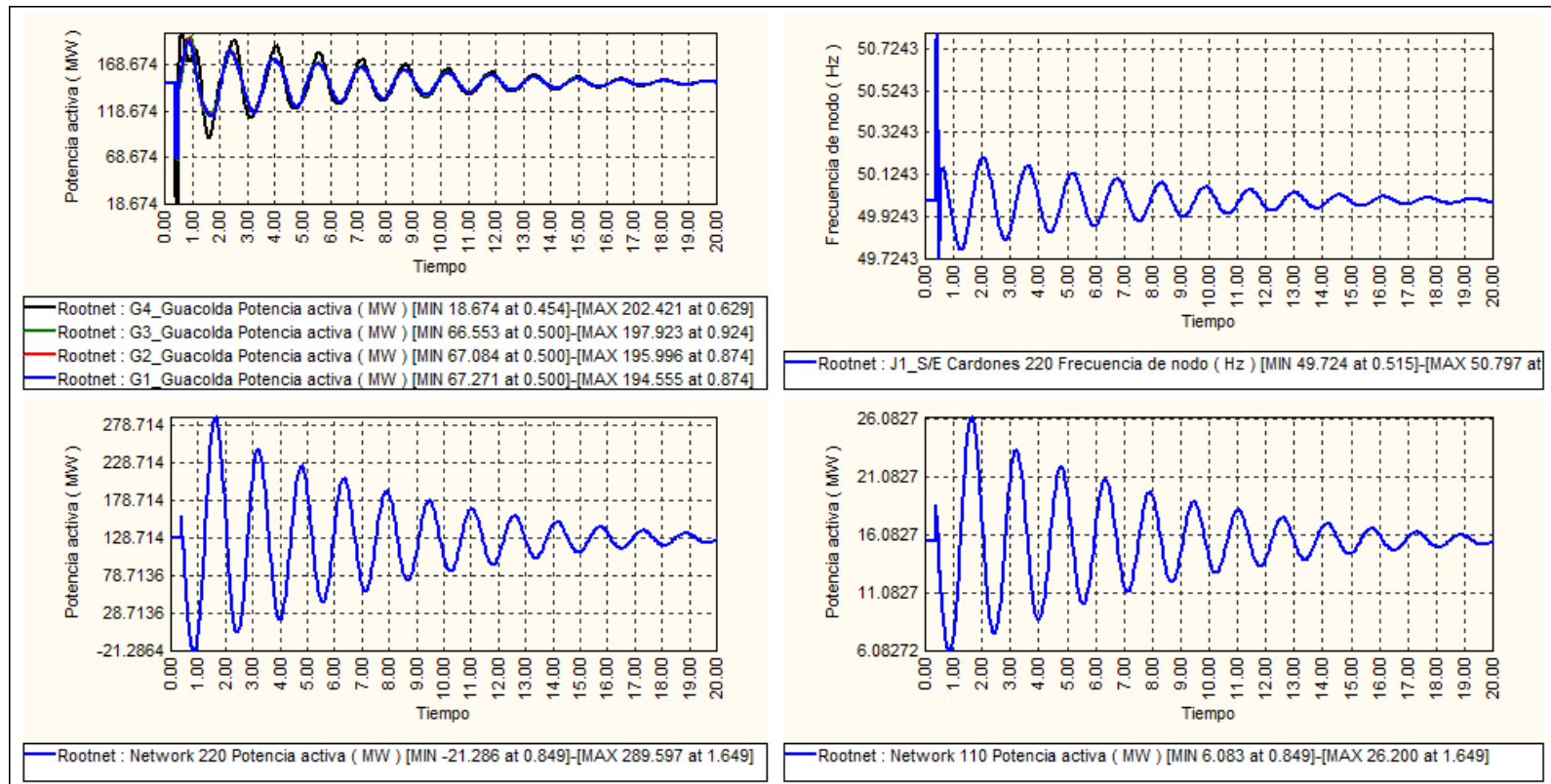


Figura 0-1: Potencia Activa en Generadores Central Guacolda [MW], Frecuencia en Barra J1_S/E Cardones 220 kV [Hz], Potencia Activa en Redes Equivalentes 220 kV y 110 kV_ Cortocircuito trifásico de 100 ms de duración al 50% del circuito Maitencillo-Cardones-C3 _ Tiempo de simulación dinámica 20 s

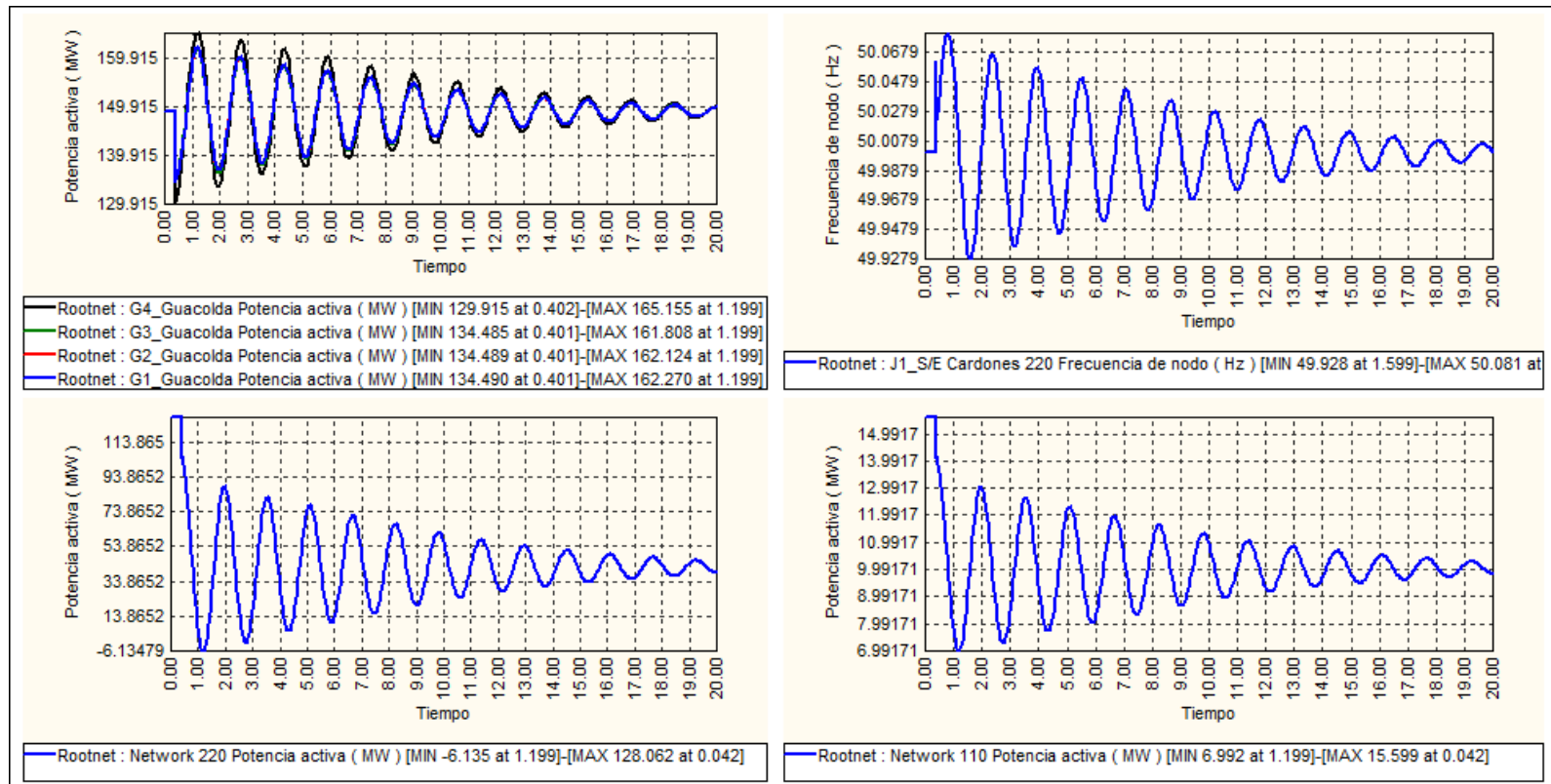


Figura 0-2: Potencia Activa en Generadores Central Guacolda [MW], Frecuencia en Barra J1_S/E Cardones 220 kV [Hz], Potencia Activa en Redes Equivalentes 220 kV y 110 kV_ Desconexión de carga La Candelaria (92.74 MW y $f_p=0.98$ inductivo) _ Tiempo de simulación dinámica 20 s

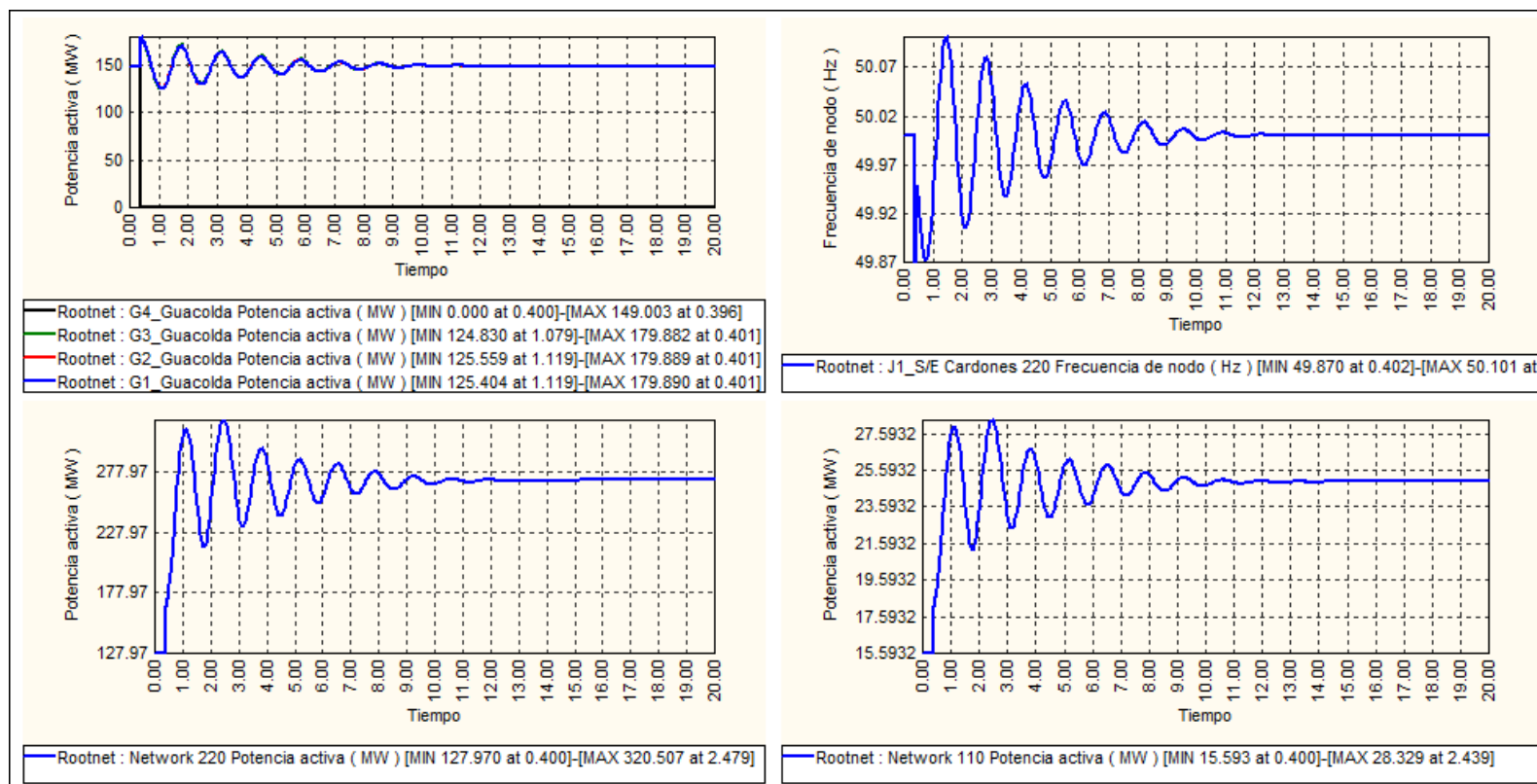


Figura 0-3: Potencia Activa en Generadores Central Guacolda [MW], Frecuencia en Barra J1_S/E Cardones 220 kV [Hz], Potencia Activa en Redes Equivalentes 220 kV y 110 kV_ Desconexión de generación, Unidad G4 de Central Termoeléctrica Guacolda _ Tiempo de simulación dinámica 20 s

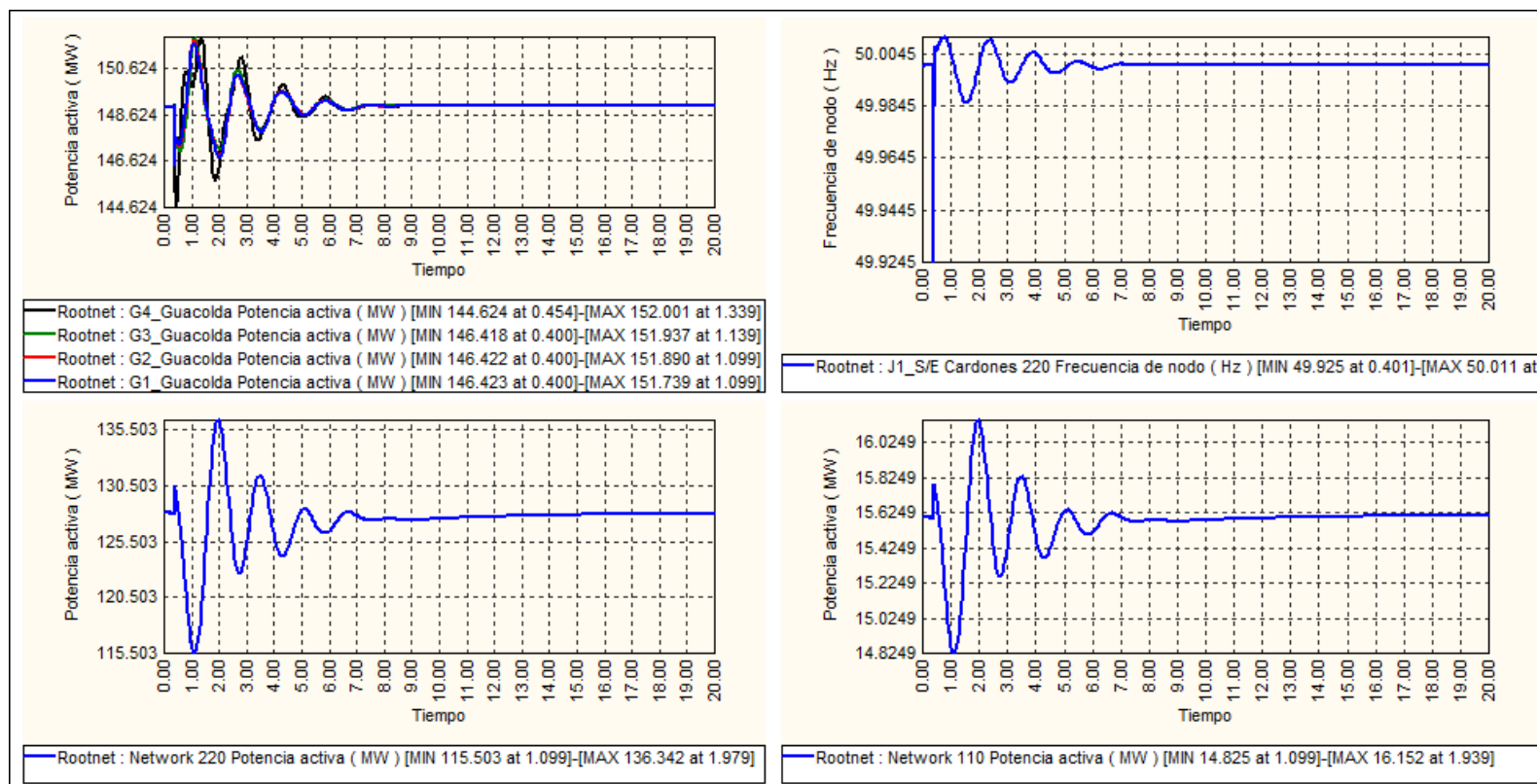


Figura 0-4: Potencia Activa en Generadores Central Guacolda [MW], Frecuencia en Barra J1_S/E Cardones 220 kV [Hz], Potencia Activa en Redes Equivalentes 220 kV y 110 kV_ Desconexión del circuito de transmisión Maitencillo-Cardones C2 _ Tiempo de simulación dinámica 20 s

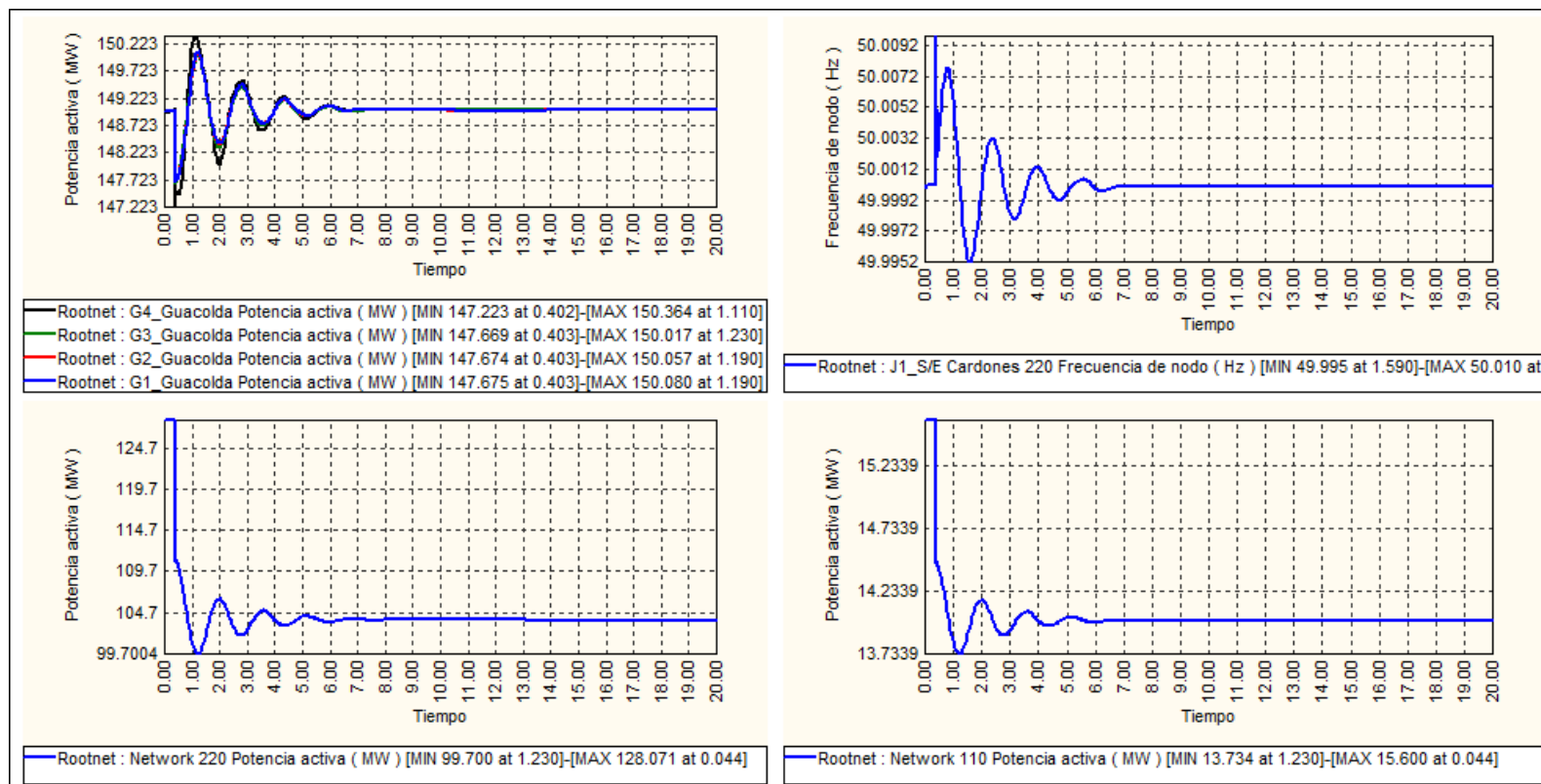


Figura 0-5: Potencia Activa en Generadores Central Guacolda [MW], Frecuencia en Barra J1_S/E Cardones 220 kV [Hz], Potencia Activa en Redes Equivalentes 220 kV y 110 kV_ Conexión Generación Parques Eólicos _ Tiempo de simulación dinámica 20 s

**ANEXO D : ANÁLISIS DINÁMICO DEL SISTEMA INTERCONECTADO
NORTE CHICO EN CONDICION DE MÁXIMA
CARGABILIDAD DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN
MAITENCILLO-CARDONES-C1 Y MODELO DE CARGAS ZIP
PARA EL SECTOR INDUSTRIAL**

El siguiente ANEXO pretende resumir el comportamiento dinámico del Sistema Interconectado Norte Chico en condición de máxima cargabilidad del circuito de transmisión Maitencillo-Cardones-C1, al 100%, y modelos de carga ZIP (Consumo de impedancia (Z) constante= 25% de Potencia Base, Consumo de corriente (I) constante= 45% de Potencia Base y Consumo de potencia (P) constante= 30% de Potencia Base,) en el sector industrial. La cargabilidad de la línea se logra con la estrategia de control de reactancia del TCSC, ubicada en la misma línea, con $X_{tcsc} = -35.7 \text{ Ohm}$.

Manteniendo configuración del SEP, dado por Figura 6-2, Tabla 6-1 y Tabla 6-2, las siguientes perturbaciones son efectuadas, con esquemas de control primario en los SVC (Tabla 6-3) y TCSC con POD (Tabla 6-8).

- a) Cortocircuito trifásico de 100 ms de duración, aplicado en el lugar correspondiente al 50% del circuito Maitencillo-Cardones-C3, ubicada entre barras Maitencillo y Cardones 220 kV.
- b) Desconexión de carga La Candelaria (92.74 MW y f.p. = 0.98 inductivo) ubicada en barra J_S/E La Candelaria 220 kV.
- c) Desconexión de generación, dado por la salida de sincronismo de la Unidad 4 de Central Termoeléctrica Guacolda (149 MW y 45.93 MVar capacitivo).
- d) Apertura del circuito C2 de la Línea de Transmisión Maitencillo-Cardones, ubicada entre barras Maitencillo y Cardones 220 kV.
- e) Inyección de potencia activa de generadores eólicos, como: Parque Eólico Punta Colorada (20 MW y 8.03 MVar inductivo), Parque Eólico Canela I (18.15 MW y 7.29 MVar inductivo), Parque Eólico Canela II (60 MW y 24.09 MVar inductivo) y Parque Eólico Totoral (36.05 MW y 22.34 MVar inductivo).

Las variables eléctricas mostradas en simulaciones dinámicas son: (i) Flujo de potencia activa de generadores de Central Guacolda, (ii) Frecuencia del SEP medido en nodo J1_S/E Cardones 220 kV, (iii) Flujo de potencia activa en Red Equivalente 220 kV en barra BB2.1_S/E Quillota a 220 kV y (iv) Flujo de potencia activa en Red Equivalente 110 kV en barra R_S/E Quillota a 110 kV. El tiempo de simulación, para todos los casos es de 20 s. Al realizar las maniobras anteriores, en programa computacional NEPLAN; el SEP presenta un comportamiento estable, con oscilaciones de potencia que se amortiguan satisfactoriamente, según Figura 0-1_ZIP (Cortocircuito trifásico de 100 ms de duración, aplicado en el lugar correspondiente al 50% del circuito Maitencillo-Cardones-C3, ubicado entre barras Maitencillo y Cardones 220 kV), Figura 0-2_ZIP (Desconexión de carga La Candelaria con 92.74 MW y f.p.=0.98 inductivo), Figura

0-3_ZIP (Desconexión de unidad G4 de Central Termoeléctrica Guacolda con 149 MW y 45.93 MVar capacitivo), Figura 0-4_ZIP (Apertura del circuito C2 de la línea de transmisión Maitencillo-Cardones, ubicada entre barras Maitencillo y Cardones 220 kV) y Figura 0-5_ZIP (Inyección simultánea de potencia activa de generadores de parques eólicos).

Las variables eléctricas como frecuencia (medido en nodo J1_S/E Cardones 220 kV) y voltaje de barra (medido en nodos J1_S/E Maitencillo, J1_S/E Cardones, J_S/E Carrera Pinto, J2_S/E Los Vilos y BB.1.1_S/E Punta Colorada, a 220 kV), luego de los disturbios, se encuentran dentro de los límites establecidos por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio de Chile (NTSyCS), según Tabla 0-1_ZIP. La elección de los nodos, para medir frecuencia y voltaje, fueron establecidos por representar barras donde se realizaron los disturbios.

Tabla 0-1_ZIP: Frecuencia y Voltaje de Barra del Sistema Interconectado Norte Chico_ Cargabilidad del circuito de transmisión Maitencillo-Cardones-C1 al 100% _ Modelo de Cargas ZIP para el sector Industrial

Análisis Dinámico						
Sistema Interconectado Norte Chico_ Modelo de Cargas ZIP Sector Industrial						
Con Reg. SVCs_ Con TCSC_ POD en TCSC						
Xtcsc = -35.7 Ohm						
Perturbación	20s de Simulación Dinámica					
	f [Hz]	V [pu]	V [pu]	V [pu]	V [pu]	V [pu]
	Cardones	Maitenc	Cardones	Carr. Pinto	Los Vilos	P. Colorada
Cto Cto 3f Línea Maitencillo-Cardones-C3	49.996	1.048	0.999	0.991	1.047	1.048
Desconexión Carga La Candelaria	50.001	1.057	1.019	1.011	1.049	1.050
Desconexión U4 Central Guacolda	50.000	1.033	0.984	0.974	1.027	1.029
Apertura C2 Línea Maitencillo-Cardones	50.000	1.041	0.970	0.959	1.045	1.042
Inyección P Generadores Eólicos	50.000	1.049	1.000	0.991	1.053	1.050

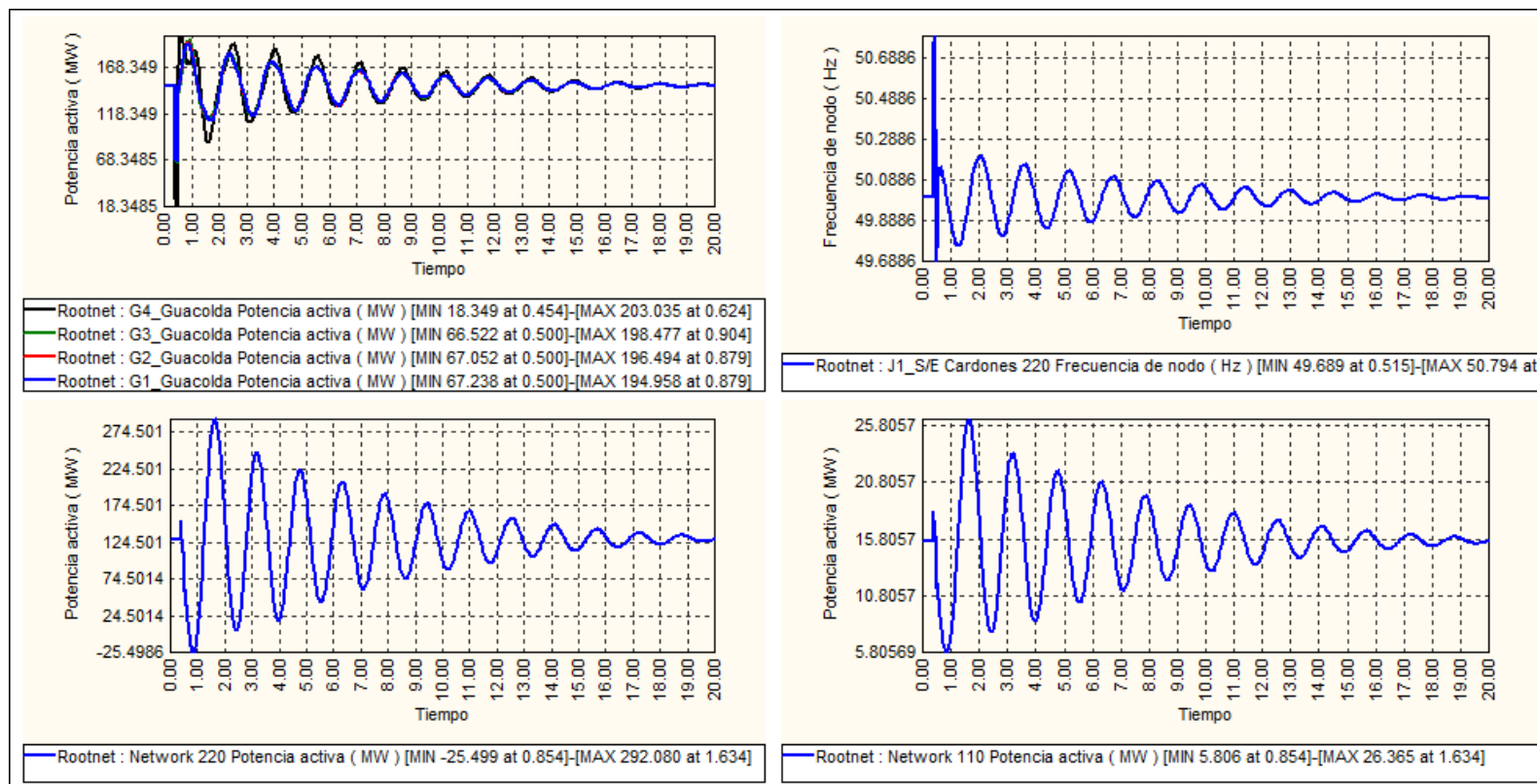


Figura 0-1_ZIP: Potencia Activa en Generadores Central Guacolda [MW], Frecuencia en Barra J1_S/E Cardones 220 kV [Hz], Potencia Activa en Redes Equivalentes 220 kV y 110 kV_ Cortocircuito trifásico de 100 ms de duración en 50% del circuito Maitencillo-Cardones-C3 _ Tiempo de simulación dinámica 20 s _ Modelo de Cargas ZIP para el sector Industrial

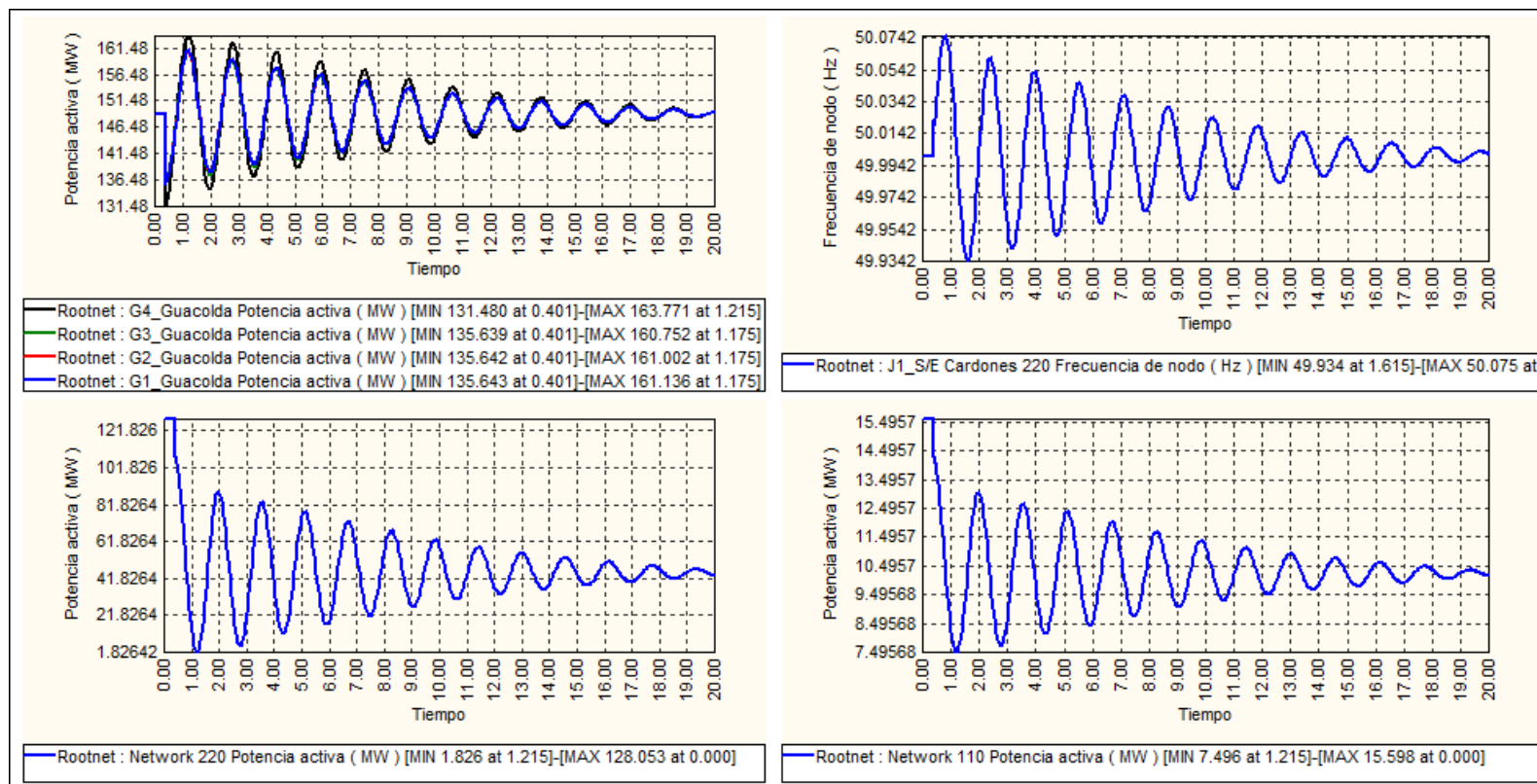


Figura 0-2_ZIP: Potencia Activa en Generadores Central Guacolda [MW], Frecuencia en Barra J1_S/E Cardones 220 kV [Hz], Potencia Activa en Redes Equivalentes 220 kV y 110 kV_ Desconexión de carga La Candelaria (92.74 MW y $f_p=0.98$ inductivo) _ Tiempo de simulación dinámica 20 s _ Modelo de Cargas ZIP para el sector Industrial

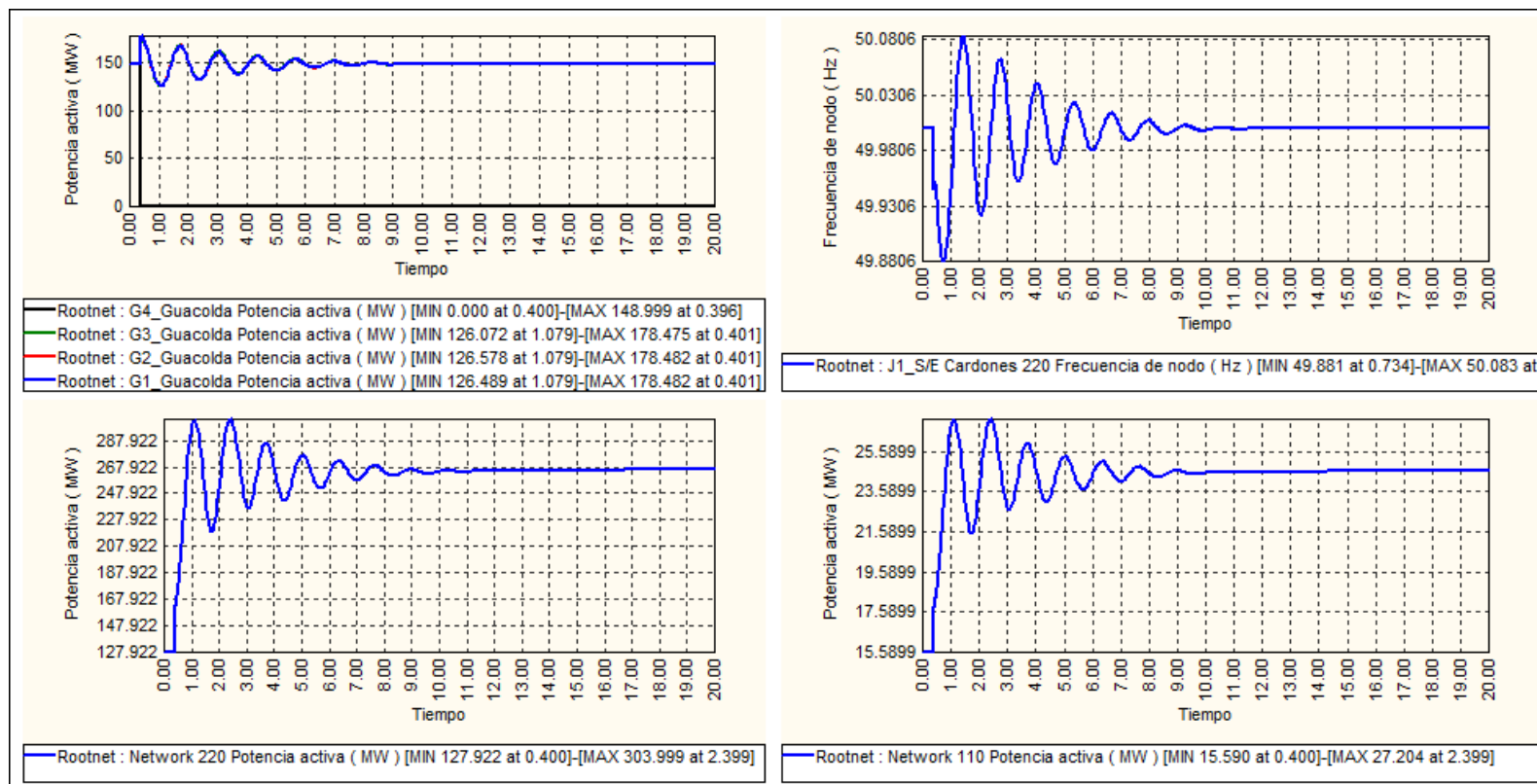


Figura 0-3_ZIP: Potencia Activa en Generadores Central Guacolda [MW], Frecuencia en Barra J1_S/E Cardones 220 kV [Hz], Potencia Activa en Redes Equivalentes 220 kV y 110 kV_ Desconexión de generación, Unidad G4 de Central Termoeléctrica Guacolda _ Tiempo de simulación dinámica 20 s _ Modelo de Cargas ZIP para el sector Industrial

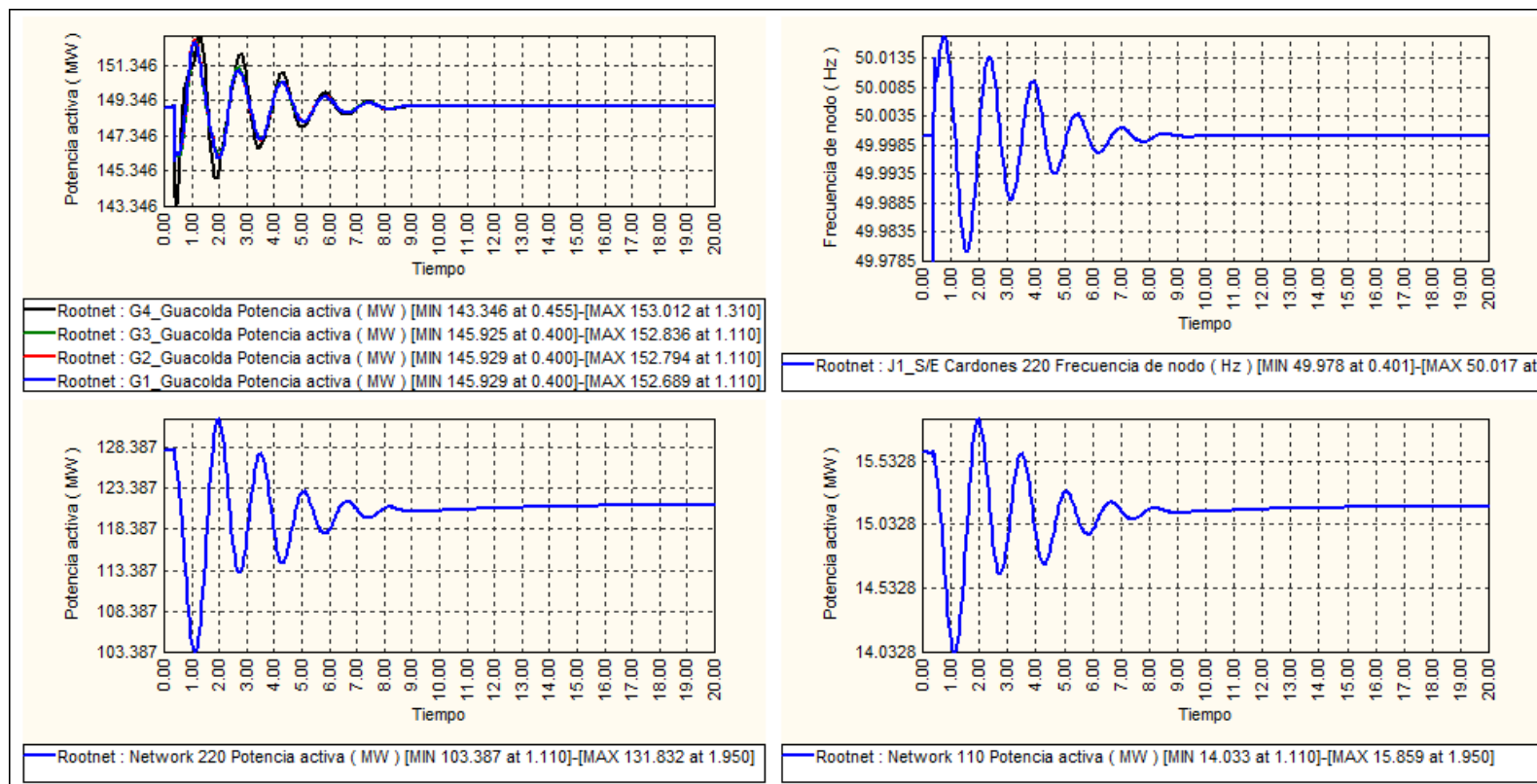


Figura 0-4_ZIP: Potencia Activa en Generadores Central Guacolda [MW], Frecuencia en Barra J1_S/E Cardones 220 kV [Hz], Potencia Activa en Redes Equivalentes 220 kV y 110 kV_ Desconexión del circuito de transmisión Maitencillo-Cardones C2 _ Tiempo de simulación dinámica 20 s _ Modelo de Cargas ZIP para el sector Industrial

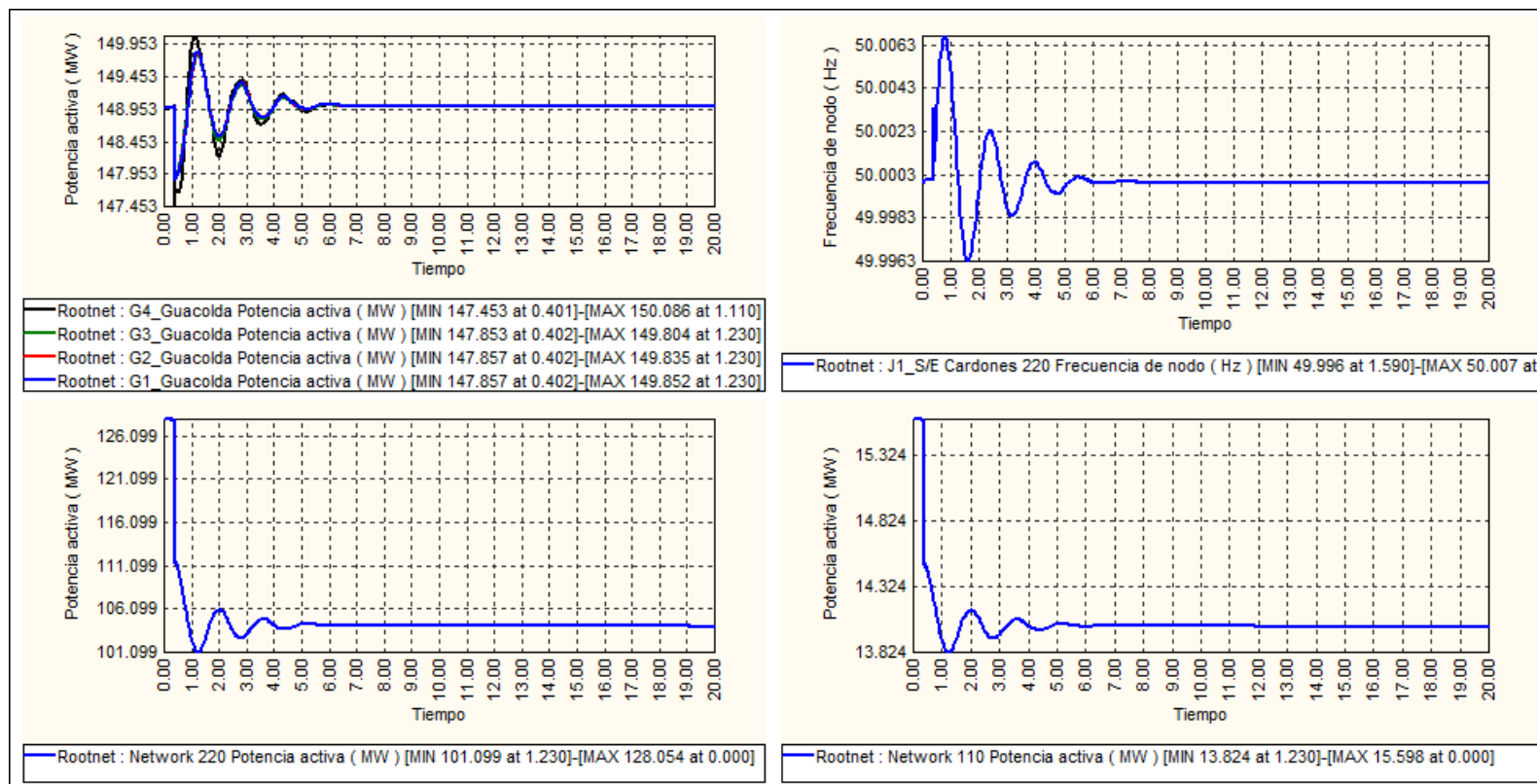


Figura 0-5_ZIP: Potencia Activa en Generadores Central Guacolda [MW], Frecuencia en Barra J1_S/E Cardones 220 kV [Hz], Potencia Activa en Redes Equivalentes 220 kV y 110 kV_ Conexión Generación Parques Eólicos _ Tiempo de simulación dinámica 20 s _ Modelo de Cargas ZIP para el sector Industrial

