



UNIVERSIDAD DE CHILE

FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

CONTROL SUPLEMENTARIO EN UN ENLACE HVDC PARA AMORTIGUAR OSCILACIONES DE POTENCIA INTERÁREA EN UN SISTEMA AC

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
ELECTRICISTA**

MAXIMILIANO AGUSTÍN ARANDA ROJO

PROFESOR GUÍA:

LUIS VARGAS DÍAZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:

NELSON MORALES OSORIO

GABRIEL OLGUÍN PARADA

SANTIAGO DE CHILE

SEPTIEMBRE 2010

**“CONTROL SUPLEMENTARIO EN UN ENLACE HVDC PARA AMORTIGUAR OSCILACIONES DE
POTENCIA INTERÁREA EN UN SISTEMA AC”**

En el Sistema Interconectado Central de Chile, los recursos energéticos de menor costo y cercanos a los centros de consumo están próximos a agotarse, razón que ha propiciado la búsqueda de nuevos recursos situados a grandes distancias de los principales centros de demanda. En este contexto, asoma como una solución técnica y económicamente factible el empleo de tecnología HVDC (*High Voltage Direct Current*), la cual puede transportar grandes niveles de potencia a través de distancias considerables, aportando además una respuesta rápida de control a fenómenos indeseados que se presenten en el extremo receptor AC, conservando así la operación segura y eficiente del sistema eléctrico.

Una de las aplicaciones adicionales de las interconexiones HVDC, es su capacidad de amortiguar los modos de oscilación de potencia interárea, los cuales constituyen el tipo de inestabilidad que produce una mayor amenaza para el sistema, debido a que presentan una baja frecuencia y un amortiguamiento pequeño.

La presente memoria de título tiene por objetivo principal validar la técnica que emplea la modulación de potencia del enlace HVDC, a través de la inclusión de un bloque de control suplementario para mitigar los modos de oscilación interárea presentes. Para ello, se realizan dos casos de estudio, utilizando como herramienta el análisis modal y los diagramas de participaciones, empleando como plataforma de simulación el software *DigSilent Power Factory* en su versión 14.519.

El primer caso de estudio corresponde a un caso ampliamente citado en la literatura especializada del tema, consistente en dos áreas, cada una conformada por dos máquinas, unidas por un enlace monopolar de 200 [MW] con una tensión nominal de 56 [kV]. Se desprende de los resultados que, luego de incorporar el control suplementario para modular la potencia por el enlace, se obtiene un modo de oscilación interárea, cuyo factor de amortiguamiento es finalmente de 5.1 %, lo cual está inserto dentro de los valores adecuados para la mitigación de este modo oscilatorio.

El segundo caso de estudio realizado corresponde a un enlace HVDC monopolar de 1000 [MW] con una tensión nominal de 500 [kV], interconectado con un equivalente radial reducido del SIC, concentrando su carga en la barra central. Las simulaciones obtenidas para los distintos tipos de contingencias aplicadas muestran un correcto amortiguamiento de las oscilaciones de potencia activa que circula por las líneas. Del análisis se obtiene como resultado que la tasa incremental de amortiguamiento obtenida para el modo interárea es de $\xi=14.1\%$, valor que se encuentra contenido dentro de los márgenes de estabilidad requeridos para este tipo de oscilación, según la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicios de Chile.

Se concluye finalmente de las simulaciones y resultados obtenidos que la estrategia de control basada en la modulación de la potencia por el enlace HVDC cumple los requisitos exigidos, logrando amortiguar las oscilaciones electromecánicas interárea en un sistema AC.

*Dedicado especialmente a mi madre y abuela
quienes han sido el pilar fundamental de mi
vida.*

Agradecimientos

Sinceros agradecimientos a mi profesor integrante Dr. Gabriel Olguín, quien me propuso el tema desarrollado y en cuya persona encontré siempre el apoyo cuando las situaciones fueron adversas. Gracias por confiar en mí y por el grato ambiente brindado en su trabajo, a la hora de evaluar posibles soluciones.

A mi profesor guía Dr. Luis Vargas y a mi profesor co-guía don Nelson Morales, con quienes siempre pude contar.

Quisiera agradecer a Lorenzo Reyes por su colaboración y disposición, aportando conocimiento cuando fuese necesario.

Mención especial en los agradecimientos debo hacer con el Ingeniero Don Jaime Cotos, quien fue mi principal ayuda con respecto al funcionamiento y comprensión del software DigSilent, que de forma generosa estuvo siempre a mi lado preocupado por el desarrollo del tema, otorgándome su tiempo y excelente disposición. Sin su valiosa colaboración no hubiese sido posible lograr el objetivo. Siempre estaré muy agradecido de Ud.

Quisiera dar las gracias también a Pablo Jorquera y Alex Alegría de Transelec, quienes aportaron ideas interesantes a la comprensión del fenómeno estudiado, prestando su ayuda cuando fue necesario.

Es imposible dejar de nombrar a mis compañeros con quienes compartí aquellas horas interminables de estudio. Especiales agradecimientos a mi compañero y amigo Alejandro González, con quien además de compartir muchos momentos de alegría, siempre fue un aporte en todas las discusiones acerca del tema desarrollado.

A mi madre quien me ha motivado siempre a seguir adelante, con mucho amor y apoyando todos mis proyectos personales, a mi abuela que me da siempre su fortaleza para continuar y, desde el cielo, a mi abuelo a quien recuerdo con mucho cariño. Gracias a ustedes he podido hacer realidad mis sueños.

Finalmente, agradecer a mi compañera de este largo viaje, Marcela, en quien he encontrado amor, apoyo, sinceridad y comprensión.

Índice de contenidos

Capítulo 1: Introducción.....	1
1.1 Alcances.....	2
1.2 Motivación	3
1.3 Objetivos del trabajo.....	4
1.3.1 Objetivos generales.....	4
1.3.2 Objetivos específicos.....	4
1.4 Estructura del trabajo de memoria.....	5
Capítulo 2: Transmisión en Corriente Continua.....	6
2.1 Introducción	6
2.2 Aspectos comparativos entre transmisión AC y DC.....	7
2.2.1 Ventajas de la transmisión HVDC.....	7
2.3 Tipos de configuraciones de enlaces HVDC	10
2.3.1 Enlace Monopolar con retorno por tierra.....	10
2.3.2 Enlace Bipolar.....	10
2.3.3 Enlace Homopolar	10
2.3.4 Enlaces Back to Back (Punto a Punto).....	11
2.4 Componentes de un sistema de transmisión HVDC	11
2.5 Teoría de convertidores.....	13
2.5.1 Válvulas de tiristores	14
2.5.2 Ángulo de disparo	15
2.5.3 Ángulo de conmutación	17
2.5.4 Ángulo de extinción.....	18
2.6 Circuitos equivalentes del Rectificador e Inversor.....	19
2.7 Control HVDC	20
2.7.1 Circuito equivalente enlace HVDC.....	22

2.7.2	Control Básico	24
Capítulo 3: Oscilaciones electromecánicas en sistemas AC.....		27
3.1	Introducción	27
3.2	Oscilaciones en el contexto de estabilidad	28
3.2.1	Estabilidad de ángulo de rotor de las máquinas	29
3.2.2	Estabilidad transitoria	32
3.3	Tipos de oscilaciones.....	33
3.4	Herramientas de análisis para oscilaciones	37
3.4.1	Análisis modal.....	37
3.4.2	Diagrama de participación de los generadores.....	39
Capítulo 4: Control suplementario.....		41
4.1	Introducción	41
4.2	Ubicación del control suplementario.....	42
4.3	Módulo de control suplementario	43
4.3.1	Diseño escogido para la implementación	44
4.3.2	Funcionamiento del bloque suplementario.....	45
Capítulo 5: Casos de estudio		48
5.1	Caso de estudio P. Kundur	48
5.1.1	Descripción del problema	48
5.1.2	Análisis modal en Digsilent Power Factory	49
5.1.3	Caso sin control suplementario.....	50
5.1.4	Caso con control suplementario	52
5.1.5	Diagrama de participaciones de los generadores	53
5.1.6	Análisis de fallas	57
5.2	Caso SIC reducido con enlace HVDC monopolar.....	64
5.2.1	Descripción del problema	64
5.2.2	Análisis modal sin control suplementario	67

5.2.3	Análisis modal con control suplementario.....	68
5.2.4	Diagrama de Participaciones.....	69
5.2.5	Análisis de fallas	70
Capítulo 6: Conclusiones y trabajo a futuro.....		78
Capítulo 7: Referencias		81
Anexo A: Controladores utilizados en casos de estudio.....		85
A.1	Control Maestro y Control Rectificador	85
A.2	Control Inversor	86
A.3	Control Suplementario.....	87
A.4	Modelo Compuesto de los controladores para casos de estudio.....	88
A.5	Pruebas sistema Benchmark HVDC de CIGRÉ	89
A.5.1	Falla monofásica en el inversor de 1 ciclo.....	90
A.5.2	Falla monofásica en el inversor de 5 ciclos	91
A.5.3	Falla trifásica en el inversor de 5 ciclos	92
A.5.4	Falla monofásica en el rectificador de 5 ciclos.....	92
A.5.5	Falla trifásica en el rectificador de 5 ciclos.....	93
A.5.6	Falla monofásica línea DC.....	93
Anexo B: Caso de estudio P. Kundur		94
B.1	Unilineal caso Kundur implementado en DigSilent.....	94
B.2	Parámetros del circuito	95
B.3	Parámetros de los controladores.....	96
Anexo C: Caso de estudio SIC reducido.....		98
C.1	Unilineal caso SIC reducido	98
C.2	Parámetros caso SIC reducido.....	98
C.3	Parámetros de los controladores.....	100
C.4	Fallas realizadas al caso SIC reducido.....	101
C.4.1	Falla trifásica Jahuel- Polpaico.....	101

C.4.2	Falla trifásica Ancoa-Jahuel	103
C.4.3	Falla trifásica Ancoa-Charrúa	104
C.4.4	Falla monofásica línea Nogales-Polpaico	106
C.4.5	Falla monofásica línea Jahuel-Polpaico	107
C.4.6	Falla monofásica Ancoa-Charrúa.....	109
C.4.7	Falla bifásica a tierra Línea Nogales-Polpaico	110
C.4.8	Falla bifásica a tierra Jahuel-Polpaico	112
C.4.9	Falla bifásica a tierra Ancoa-Jahuel	113
C.4.10	Falla trifásica en barra AC inversora Polpaico	115

Índice de figuras

Figura 2. 1: Comparación de costos entre líneas AC y DC.....	8
Figura 2. 2: Comparación franja de servidumbre DC y AC en alta tensión.	9
Figura 2. 3: Tipos de enlaces HVDC.	11
Figura 2. 4: Componentes enlace bipolar HVDC.	13
Figura 2. 5: Ángulo de disparo.....	15
Figura 2. 6: Operación del convertidor según ángulo de disparo.....	16
Figura 2. 7: Ángulo de conmutación.	17
Figura 2. 8: Representación del ángulo de extinción.....	19
Figura 2. 9: Circuito equivalente del rectificador.....	19
Figura 2. 10: Circuito equivalente del inversor en función de γ	20
Figura 2. 11: Interacción de los controladores de un enlace HVDC.....	21
Figura 2. 12: Circuito equivalente del rectificador e inversor.....	22
Figura 2. 13: Modos de control del enlace.....	24
Figura 2. 14: Control mejorado.	26
Figura 3. 1: Oscilaciones en el contexto de estabilidad de SEP.....	29
Figura 3. 2: Analogía de sistemas AC interconectados.	34
Figura 3. 3: Modo interárea.	36
Figura 3. 4: Modos locales.....	36
Figura 3. 5: Representación modo local.....	40
Figura 3. 6: Representación modo interárea.	40
Figura 4. 1: Ubicación del control suplementario.....	43
Figura 4. 2: Control Maestro.	46
Figura 4. 3: Control suplementario.	46

Figura 5. 1: Diagrama unilineal caso P. Kundur.	48
Figura 5. 2: Modos de oscilación caso sin Control Suplementario.....	51
Figura 5. 3: Modos de oscilación caso con control Suplementario.....	52
Figura 5. 4: Diagrama de participaciones modo local 14.	54
Figura 5. 5: Diagrama de participaciones modo local 16.	55
Figura 5. 6: Diagrama de participaciones modo interárea 18.....	56
Figura 5. 7: Potencias activas por las líneas falla trifásica línea 8-9 2 (1).....	58
Figura 5. 8: Potencias activas por las líneas falla trifásica línea 8-9 2 (2).....	58
Figura 5. 9: Velocidad del rotor falla trifásica línea 8-9 2.	60
Figura 5. 10: Voltaje en bornes falla trifásica línea 8-9 2.	61
Figura 5. 11: Potencias por las líneas (1).....	62
Figura 5. 12: Potencias por las líneas (2).....	62
Figura 5. 13: Velocidad rotores.	63
Figura 5. 14: Voltaje en bornes.	64
Figura 5. 15: Unilineal caso de estudio SIC reducido.	66
Figura 5. 16: Modo interárea 22 con Control Suplementario.....	69
Figura 5. 17: Potencias activas por las líneas falla trifásica línea Nogales-Polpaico.	71
Figura 5. 18: Variables electromecánicas SIC Norte falla trifásica Nogales-Polpaico.	72
Figura 5. 19: Variables electromecánicas SIC Sur falla trifásica Nogales-Polpaico.	73
Figura A. 1: Control Maestro y Control Rectificador para casos de estudio.	86
Figura A. 2: Control Inversor.	87
Figura A. 3: Control Suplementario para modular potencia DC.	88
Figura A. 4: Modelo compuesto implementado en DigSilent.	89
Figura A. 5: Modelo Benchmark HVDC adaptado.	90
Figura A. 6: Falla monofásica en el inversor de 1 ciclo.....	91

Figura A. 7: Falla monofásica en el inversor de 5 ciclos.....	91
Figura A. 8: Falla trifásica en el inversor de 5 ciclos.....	92
Figura A. 9: Falla monofásica en el rectificador de 5 ciclos.....	92
Figura A. 10: Falla trifásica en el rectificador de 5 ciclos.	93
Figura A. 11: Falla en la línea DC.	93
Figura B. 1: Caso Kundur HVDC implementado en DigSilent.	94
Figura C. 1: Implementacion en DigSilent caso de estudio.	98
Figura C. 2: Potencias activas por las líneas falla trifásica Jahuel-Polpaico.	101
Figura C. 3: Variables electromecánicas SIC Norte falla trifásica Jahuel-Polpaico.....	102
Figura C. 4: Variables electromecánicas SIC Sur falla trifásica Jahuel-Polpaico.....	102
Figura C. 5: Potencias activas por las líneas falla trifásica Ancoa-Jahuel.	103
Figura C. 6: Variables electromecánicas SIC Norte falla trifásica Ancoa-Jahuel.....	103
Figura C. 7: Variables electromecánicas SIC Sur falla trifásica Ancoa-Jahuel.....	104
Figura C. 8: Potencias activas por las líneas falla trifásica Ancoa-Charrúa.	104
Figura C. 9: Variables electromecánicas SIC Norte falla trifásica Ancoa-Charrúa.....	105
Figura C. 10: Variables electromecánicas SIC Sur falla trifásica Ancoa-Charrúa.....	105
Figura C. 11: Potencias activas por las líneas falla monofásica Nogales-Polpaico.....	106
Figura C. 12: Variables electromecánicas SIC Norte falla monofásica Nogales-Polpaico.	106
Figura C. 13: Variables electromecánicas SIC Sur falla monofásica Nogales-Polpaico.	107
Figura C. 14: Potencias activas por las líneas falla monofásica línea Jahuel-Polpaico.....	107
Figura C. 15: Variables electromecánicas SIC Norte falla monofásica línea Jahuel-Polpaico. ...	108
Figura C. 16: Variables electromecánicas SIC Sur falla monofásica Jahuel-Polpaico.	108
Figura C. 17: Potencias activas por las líneas falla monofásica línea Ancoa-Charrúa.....	109
Figura C. 18: Variables electromecánicas SIC Norte falla monofásica línea Ancoa-Charrúa. ...	109
Figura C. 19: Variables electromecánicas SIC Sur falla monofásica Ancoa-Charrúa.	110

Figura C. 20: Potencias activas por las líneas falla bifásica a tierra línea Nogales-Polpaico.....	110
Figura C. 21: Variables SIC Norte falla bifásica a tierra línea Nogales-Polpaico.....	111
Figura C. 22: Variables SIC Sur falla bifásica a tierra línea Nogales-Polpaico.....	111
Figura C. 23: Potencias activas por las líneas falla bifásica a tierra línea Jahuel-Polpaico.....	112
Figura C. 24: Variables SIC Norte falla bifásica a tierra línea Jahuel-Polpaico.	112
Figura C. 25: Variables SIC Sur falla bifásica a tierra línea Jahuel-Polpaico.	113
Figura C. 26: Potencias activas por las líneas falla bifásica a tierra línea Ancoa-Jahuel.	113
Figura C. 27: Variables SIC Norte falla bifásica a tierra línea Ancoa-Jahuel.....	114
Figura C. 28: Variables SIC Sur falla bifásica a tierra línea Ancoa-Jahuel.	114
Figura C. 29: Potencias activas por las líneas falla trifásica barra Inversora.....	115
Figura C. 30 : Variables SIC Norte falla trifásica barra Inversora.....	115
Figura C. 31: Variables SIC Sur falla trifásica barra Inversora.....	116

Índice de tablas

Tabla 3. 1: Variación del porcentaje de ripple con el número de pulsos.....	17
Tabla 5. 1: Modos locales lazo sin compensar.....	51
Tabla 5. 2: Modo inter-área lazo sin compensar.....	51
Tabla 5. 3: Modos locales con bloque suplementario.....	53
Tabla 5. 4: Modo inter-área con bloque suplementario.....	53
Tabla 5. 5: Participación de máquinas en modo local 14.....	54
Tabla 5. 6: Participación de máquinas en modo local 16.....	55
Tabla 5. 7: Participación de las máquinas en el modo interárea 18.....	56
Tabla 5. 8: Modo interárea lazo sin compensar.....	67
Tabla 5. 9: Modo torsional lazo sin compensar.....	67
Tabla 5. 10: Modo torsional sistema compensado.....	68
Tabla 5. 11: Modo interárea 22 sistema compensado.....	68
Tabla 5. 12: Modo interárea 24 sistema compensado.....	68
Tabla 5. 13: Magnitud de participaciones modo interárea 22.....	70
Tabla B. 1: Parámetros AC del SEP.....	96
Tabla B. 2: Parámetros enlace HVDC monopolar.....	96
Tabla B. 3: Control Maestro y Rectificador.....	96
Tabla B. 4: Control Inversor.....	97
Tabla B. 5: Control Suplementario.....	97
Tabla C. 1: Descripción de equivalentes SIC Norte y SIC Sur.....	99
Tabla C. 2: Datos enlace HVDC monopolar.....	99
Tabla C. 3: Datos línea DC.....	99

Tabla C. 4: Reactor de alisamiento.....	99
Tabla C. 5: Condensadores.....	99
Tabla C. 6: Transformadores.....	99
Tabla C. 7: Líneas de transmisión 500 [kV].....	100
Tabla C. 8: Control Maestro y Rectificador.....	100
Tabla C. 9: Control Inversor.....	101
Tabla C. 10: Control Suplementario.....	101

Simbología

Símbolo

α

β

μ

γ

α_{\min}

α_{\max}

V_d

I_d

I_m

R_d

Abreviaciones

AC

CC

CEA

CIA

DC

HVAC

HVDC

SCR

SIC

NTSyCS

VDCOL

Descripción

Ángulo de disparo o encendido

Ángulo de avance del encendido

Ángulo de conmutación

Ángulo de extinción

Ángulo de disparo mínimo

Ángulo de disparo máximo

Tensión DC

Corriente DC

Margen de corriente DC

Resistencia de conmutación

Alternating Current

Current Control

Constant Extinction Angle

Constant Ignition Angle

Direct Current

High Voltage Alternating Current

High Voltage Direct Current

Short Circuit Ratio

Sistema Interconectado Central

Norma Técnica de Seguridad y Calidad
de Servicio

Voltage Dependent Current Order Limit

Capítulo 1

Introducción

La frecuencia eléctrica fundamental del Sistema Eléctrico de Potencia chileno es de 50 [Hz]. En condiciones estacionarias, todo el sistema opera en sincronismo, por lo cual no existen oscilaciones electromecánicas entre las máquinas que conforman el SEP. Sin embargo, al momento de producirse una falla o perturbación, aparecen oscilaciones electromecánicas que se traducen en oscilaciones de potencia activa no deseadas, las cuales presentan típicamente una frecuencia mucho más baja que la nominal.

Las oscilaciones electromecánicas constituyen un problema intrínseco de los sistemas de potencia y se pueden producir ya sea por cambios pequeños de generación o carga, como también por grandes perturbaciones provocadas por distintos tipos de fallas. Aunque estas oscilaciones afectan diferentes variables eléctricas del sistema como las tensiones en las barras y la frecuencia de la red, las que se ven mayormente afectadas son la potencia activa que fluye por las líneas de transmisión y la velocidad de los rotores de las máquinas síncronas.

Se pueden reconocer principalmente dos tipos de oscilaciones: las oscilaciones locales y las oscilaciones interárea, siendo estas últimas las que representan una mayor amenaza para el sistema, debido a que poseen una baja frecuencia y resultan poco amortiguadas o, inclusive, con amortiguamiento negativo, en cuyo caso crecen gradualmente, auto-sustentándose en el tiempo y adquiriendo cada vez una mayor amplitud, pudiendo provocar el colapso del sistema.

Por su parte, la transmisión en corriente continua involucra el proceso de conversión de la energía eléctrica de AC a DC y viceversa, en donde ambos procesos requieren la presencia de un sistema de control en los extremos emisor y receptor del enlace, de cuyo accionar dependerá el transporte confiable y eficiente de la energía eléctrica a los centros alejados de consumo.

Una de las principales ventajas de esta tecnología de transmisión es su alto grado de controlabilidad. El presente trabajo de título pretende explorar y utilizar la precisión y rapidez característica del control de un enlace HVDC ante diversas contingencias, con la finalidad de poder amortiguar oscilaciones de potencia interárea de baja frecuencia que se presentan en un sistema de tipo radial AC, como lo es el equivalente reducido del Sistema Interconectado Central de Chile.

1.1 Alcances

El alcance fundamental del trabajo aquí presentado es demostrar que es posible amortiguar oscilaciones electromecánicas interárea de baja frecuencia en un sistema AC, mediante un bloque de control suplementario, utilizando para ello la técnica de modulación de la potencia que circula por el enlace HVDC.

Lo anterior se lleva a cabo mediante la construcción de un bloque de control suplementario, que actuará sobre la potencia de referencia inicialmente definida en el control maestro del enlace. La entrada del control suplementario corresponde a una señal de potencia oscilatoria que fluye por una línea, capturada luego de una falla, siendo el objetivo generar en la salida de este bloque una señal en oposición de fase con la entrada, para disminuir la amplitud de la oscilación de potencia y producir, de este modo, una tasa de amortiguamiento satisfactoria.

Con el propósito de validar la estrategia de control utilizada para amortiguar oscilaciones interárea, se realizan dos casos de estudio. El primero de ellos, corresponde a un enlace HVDC de 200 [MW] en paralelo con líneas de transmisión AC, con dos áreas definidas, cada una de ellas con un par de máquinas síncronas. El segundo caso consiste en un enlace DC de 1000 [MW], emulando en el extremo AC del inversor el Sistema Interconectado Central del país, identificando dos sectores de estudio de oscilaciones, mediante los equivalentes de máquinas síncronas SIC Norte y SIC Sur.

La implementación de la estrategia de control básico del enlace HVDC, el bloque de control suplementario y las simulaciones dinámicas de los casos de estudio se realizan mediante el software DigSilent Power Factory, en su versión 14.519.

Para verificar el correcto funcionamiento del bloque suplementario propuesto se realizan diversos tipos de fallas, comparando las tasas de amortiguamiento obtenidas con las recomendaciones propuestas en la literatura especializada y la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicios vigente en Chile.

1.2 Motivación

Durante los últimos años, el número de sistemas de transmisión HVDC ha crecido de manera significativa a nivel mundial. En el contexto nacional, el rápido incremento de la demanda energética ha despertado el interés por incorporar esta tecnología, con la finalidad de explotar los recursos hídricos ubicados en el extremo sur del país, debido al gran caudal que presentan sus ríos, motivando la realización de estudios técnicos, económicos y ambientales para el desarrollo de centrales hidráulicas que produzcan la energía necesaria para satisfacer la demanda eléctrica futura. El uso eficiente de esta tecnología de transmisión contribuirá al retardo de la construcción de centrales térmicas, estipuladas según el Plan de Obras de Generación dispuesto para los próximos años, las cuales generan un alto contenido de contaminantes, fomentando la importación de combustibles fósiles.

Puesto que la mayor demanda se encuentra en la zona central del país, sería necesario contar con extensas líneas de transmisión, las cuales debido a las grandes distancias consideradas para el transporte de potencia, no pueden ser de tipo AC, ya que presentan pérdidas significativas, costos elevados e inestabilidades dinámicas asociadas. Es así como la solución más apropiada para este escenario la otorga la construcción de un enlace de corriente continua. Proyectos como HidroAysén y Energía Austral están aún siendo sondeados para ser instalados en los próximos años, de modo de satisfacer la demanda eléctrica proyectada a futuro de manera sustentable y con un alto grado de confiabilidad.

1.3 Objetivos del trabajo

1.3.1 Objetivos generales

El presente trabajo de título tiene principalmente como objetivo general implementar una estrategia de control suplementario que, utilizando el rápido control del enlace, sea capaz de amortiguar las oscilaciones de potencia interárea de baja frecuencia que se manifiesten entre dos áreas de un sistema equivalente del SIC, ante diversos tipos de fallas, empleando para ello la técnica de modulación de la potencia DC.

Como objetivos generales también pueden mencionarse los siguientes:

- Estudiar la tecnología HVDC, en particular, su control e interacción con el sistema de potencia
- Estudiar las oscilaciones electromecánicas en sistemas de potencia, sus efectos, mecanismos de control y mitigación.
- Implementar un caso de estudio que simule el caso de un enlace HVDC inyectando potencia en el extremo AC del inversor, hacia un centro de consumo perteneciente al sistema equivalente del SIC.

1.3.2 Objetivos específicos

- Estudiar sistemas de control suplementario obtenidos de la literatura especializada, para mitigar las oscilaciones electromecánicas en un sistema eléctrico de potencia.
- Imponer contingencias para visualizar el comportamiento de los controladores de las estaciones convertoras ante oscilaciones electromecánicas, conectando el enlace con un sistema equivalente del SIC.
- Comprender la estructura y jerarquía de los modelos dinámicos en la plataforma de simulación DigSilent Power Factory.
- Implementar y validar el módulo de control suplementario.

1.4 Estructura del trabajo de memoria

El presente trabajo de memoria se encuentra dividido en 7 capítulos, incluyendo la introducción.

En el capítulo 2 se describen los principios básicos que caracterizan la transmisión en corriente continua y sus principales componentes. Se dan a conocer los principios básicos que rigen el funcionamiento de las válvulas de tiristores presentes en las estaciones de conversión. Se definen las variables angulares importantes dentro del proceso de conmutación, tales como el ángulo de disparo, el ángulo de conmutación y el ángulo de extinción. Se detallan también los principios básicos de control HVDC, incluyendo los modos de control del enlace.

En el capítulo 3 se trata el tema de las oscilaciones de potencia en sistemas AC, su naturaleza y los tipos de oscilaciones existentes. Se describen las herramientas de análisis necesarias para describir comportamientos oscilatorios.

El capítulo 4 describe los tipos de control suplementario para amortiguar oscilaciones de potencia interárea. Establece la ubicación que tiene este lazo de compensación dentro de la jerarquía del control básico, el diseño escogido para las simulaciones y el principio de funcionamiento de este bloque.

En el capítulo 5 se realizan los casos de estudios para validar la técnica utilizada para el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia interárea. El primero de ellos es ampliamente citado en la literatura especializada, mientras que el segundo corresponde a un esquema reducido del SIC, en presencia de un enlace HVDC.

El capítulo 6 contiene las conclusiones obtenidas de los análisis y simulaciones realizadas en la plataforma DigSilent.

Finalmente, en el capítulo 7 se detallan las referencias bibliográficas utilizadas en este trabajo.

Capítulo 2

Transmisión en Corriente Continua

2.1 Introducción

Desde sus inicios, la transmisión de energía eléctrica se realizó mediante corriente continua, puesto que existía un conocimiento mayoritario en generadores DC, llegando así a instalar el primer sistema de transmisión en esta modalidad en 1882 en Alemania, cuya extensión era de 50 [km] con una tensión de 2 [kVdc] uniendo Munich y Miesbach [1].

Con la invención del transformador en 1885, que permitía variar fácilmente los niveles de tensión posibles, junto con el desarrollo y perfeccionamiento del generador AC, se comienza a transmitir la energía eléctrica preferentemente en corriente alterna, teniendo como fruto la instalación del primer sistema trifásico en Suecia en el año 1893.

Pese a lo anterior, paralelamente se continuó investigando en corriente continua. Así, en 1929, se desarrollaron las válvulas de arco de mercurio, aplicadas para la conversión y posterior transmisión de energía eléctrica, visualizándose los primeros vestigios de la tecnología HVDC.

El primer sistema HVDC se realizó en 1954 en Suecia, enlace que contaba con una extensión de 98 [km] y que unía Suecia continental con la isla de Gotland, a través del mar Báltico. La transmisión de la energía eléctrica se realizaba con una tensión de 100 [kV], con un flujo de potencia de 20 [MW]. Con la introducción de las válvulas de tiristores, que reemplazaría a las antiguas válvulas de vacío, se instaló en 1972 la primera unión asíncrona *back-to-back* entre Quebec y Nueva Brunswick.

2.2 Aspectos comparativos entre transmisión AC y DC

Una solución natural para interconectar dos redes que poseen la misma frecuencia son los enlaces en corriente alterna. Pese a ello, siendo la frecuencia de las redes a interconectar la misma, existen casos donde un enlace HVAC no satisface los requerimientos impuestos a esta interconexión, o bien, su implementación tiene un costo demasiado elevado.

Una interconexión AC obligará a dos sistemas, previamente independientes, a operar de manera sincronizada, por lo cual será necesario coordinar sus controles de frecuencia, establecer reglas comunes para la reserva primaria y secundaria, rechazo de carga e imponer límites para la variación de frecuencia en estado transitorio y estacionario, situación que implica posibles modificaciones en el control automático de los generadores y en los procedimientos de operación en el Centro de Despacho Económico de Carga [34].

Uno de los principales aspectos a considerar al momento de optar por un sistema AC o DC para transmitir energía eléctrica, es la factibilidad técnico económica que presenta cada una de estas alternativas.

2.2.1 Ventajas de la transmisión HVDC

2.2.1.1 Consideraciones económicas

- Al momento de analizar los costos que implica un sistema de transmisión es necesario considerar los costos directos de instalación, como lo es todo aquello relacionado con equipos, y los costos indirectos, como las pérdidas capitalizadas [1]. Las interconexiones eléctricas requieren por lo general abarcar grandes distancias, con lo cual aumenta la probabilidad de aparición de problemas de estabilidad de tensión y pérdidas eléctricas apreciables, las cuales dependen directamente de la impedancia de la línea, haciéndose más evidentes mientras mayor sea la longitud de ésta. Tal inconveniente no se presenta en los sistemas de transmisión HVDC, puesto que los parámetros reactivos de la impedancia de línea son nulos, razón por la cual su longitud

deja de ser un problema, siendo la resistencia del cable por unidad de longitud su único parámetro disipativo.

- Cuando las distancias son grandes (superiores a 800 Km), se observa que la potencia transmitida con un sistema DC se mantiene prácticamente constante, a diferencia de lo que sucede con tecnología AC, en cuyo caso la capacidad de transmisión disminuye cuando aumenta la longitud de la línea, debido a los efectos inductivos producidos de manera inherente. Además, este efecto inductivo genera un desfase en los extremos de la línea, lo cual puede conducir a inestabilidades no deseadas en el sistema. Existirá entonces una distancia crítica, a partir de la cual la solución con HVDC será más conveniente que HVAC, como puede ser observado en la figura 2.1.

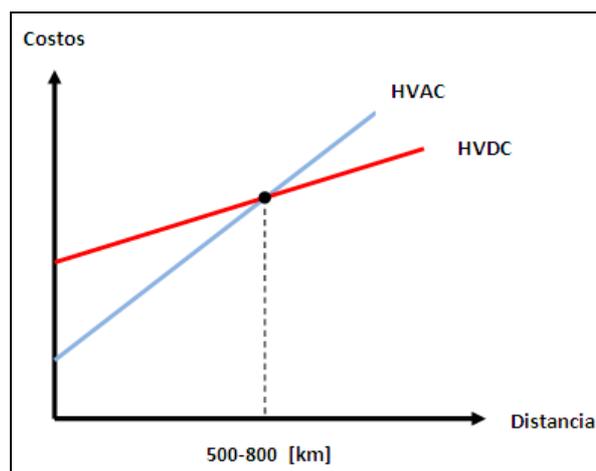


Figura 2. 1: Comparación de costos entre líneas AC y DC.

2.2.1.2 Consideraciones técnicas

- Las líneas de transmisión AC poseen parámetros capacitivos e inductivos que imponen restricciones en cuanto a la extensión máxima del enlace, dado que estos parámetros son fuentes de reactivos, aumentando su contribución a medida que aumenta la tensión de la línea. Por ejemplo, en las líneas de transmisión AC, a medida que la frecuencia de operación sube, debido al efecto *skin*, se reduce la sección del conductor, lo que provoca el aumento de

la resistencia del cable, con el consiguiente incremento de las pérdidas eléctricas. Esta situación no sucede en un enlace HVDC, disminuyendo en gran medida la disipación de potencia.

- Un sistema de transmisión HVDC permite la conexión de dos sistemas asíncronos (de distinta frecuencia). Esto no se puede realizar mediante enlaces AC, debido a que ello traería consigo problemas de estabilidad en la red, niveles altos de cortocircuito y flujos de potencias no deseados.
- La tecnología HVDC se destaca con respecto a la tecnología AC debido a su capacidad para controlar de forma rápida y segura la corriente o potencia que circula por el enlace. Esta tarea se realiza mediante los sistemas de control de las estaciones conversoras ubicadas en los extremos de la línea, otorgando un mayor grado de estabilidad en la operación. La interconexión de diversos sistemas eléctricos en una red ha traído beneficios, pero ha impuesto consideraciones fuertes sobre estabilidad. Dado que los sistemas se encuentran sincronizados, una perturbación o falla puede propagarse por un área determinada haciendo colapsar al sistema. Debido al rápido accionar del control del enlace HVDC, es posible en casos de contingencias graves, aislar las áreas falladas impidiendo la propagación de éstas.
- Otra ventaja que posee la tecnología HVDC es que, para una misma consigna de potencia, requiere una menor franja de servidumbre comparado con la transmisión tipo AC, como se muestra en la figura 2.2, disminuyendo así el impacto ambiental y el radio de incidencia que poseen los campos electromagnéticos asociados.

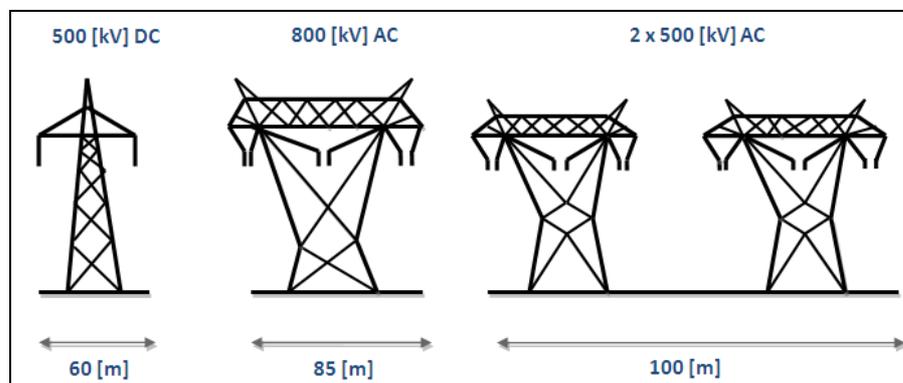


Figura 2. 2: Comparación franja de servidumbre DC y AC en alta tensión.

2.3 Tipos de configuraciones de enlaces HVDC

Los enlaces HVDC se clasifican en las siguientes configuraciones: [3], [13]

2.3.1 Enlace Monopolar con retorno por tierra

Este tipo de conexión se utiliza cuando los sistemas AC a conectar se encuentran separados por grandes distancias y donde la inexistencia de un conductor de retorno puede resultar en un ahorro considerable. Dado que el efecto corona en la línea DC es sustancialmente menor con polaridad negativa, el enlace monopolar opera normalmente con dicha polaridad. El retorno se realiza mediante electrodos, los cuales son conectados a las estaciones rectificadora e inversora tal como se muestra en la figura 2.3 a).

2.3.2 Enlace Bipolar

Utiliza dos conductores, uno positivo y otro negativo. Cada terminal posee un par de convertidores con igual nivel de tensión, conectados en serie en el lado DC, como se muestra en la figura 2.3 b). Puesto que ambos polos operan con igual corriente en condiciones normales, no existe corriente fluyendo por tierra. Las ventajas de esta configuración es que si se produce la falla de un polo, el otro puede seguir operando (llevando la mitad de la carga o más, dependiendo de las limitaciones impuestas por la capacidad de transporte del polo) y además produce un nivel de armónicos bastante menor que la configuración monopolar.

2.3.3 Enlace Homopolar

Este enlace utiliza dos conductores con la misma polaridad, usualmente negativa, y se puede operar con retorno por tierra o con retorno metálico, como se observa de la figura 2.3 c).

2.3.4 Enlaces Back to Back (Punto a Punto)

Este tipo de configuración se utiliza cuando la conexión de dos sistemas se realiza al interior de una sola subestación (figura 2.3 d)). Su aplicación más frecuente consiste en la conexión de dos sistemas AC con distinta frecuencia (sistemas asíncronos).

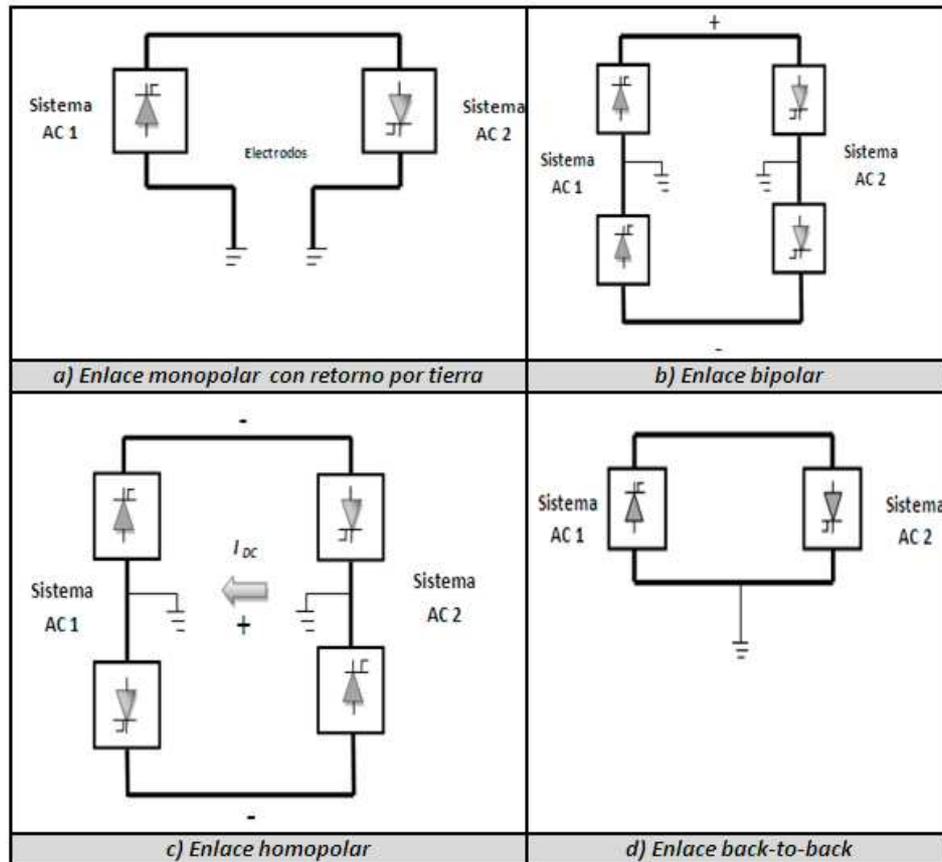


Figura 2. 3: Tipos de enlaces HVDC.

2.4 Componentes de un sistema de transmisión HVDC

Se describen de manera breve a continuación los componentes principales de un sistema de transmisión de corriente continua. Si se requiere mayor información sobre sus funcionalidades y diseño, el lector puede consultar [6], [7], [11].

- **Estaciones convertoras:** Tienen como objetivo la conversión AC-DC en el lado del rectificador y la conversión DC-AC en el lado del inversor, equipados

con transformadores con cambiadores de tap. Este bloque está conformado por bancos o válvulas de tiristores, ya sea en configuración de puente de Graetz (6 pulsos) o conectados entre sí, formando puentes dodecafásicos (12 pulsos).

- **Filtros AC:** Los filtros AC se encargan de absorber el contenido armónico generado por las estaciones convertoras, filtrando así las señales de alta frecuencia. Aportan además una parte de la potencia reactiva necesaria para el proceso de conversión, que ,en general, corresponde al 50 o 60 % de la potencia DC que circula por la línea de transmisión. En condiciones ideales de operación, en el lado AC se producen armónicos de la forma $pk \pm 1$, donde p es el número de pulsos de tensión y k un entero.
- **Filtros DC:** Su objetivo es reducir la componente AC de la señal continua que se desea obtener, disminuyendo el ripple de la señal DC de salida. Consisten básicamente en filtros pasa bajos que filtran armónicas de diversos órdenes. Se conectan en paralelo a la línea DC y pueden situarse al comienzo o al final de ella. Las inductancias ayudan a reducir las fallas de conmutación y a evitar el incremento de una eventual corriente de falla. En el lado DC se producen armónicos de la forma pk , donde p es el número de pulsos y k un entero.
- **Reactor de alisamiento:** Reduce la corriente de falla, la tasa de fallas de conmutación, las fallas de la línea DC y disminuye la componente de ripple de la señal continua.
- **Fuente de potencia reactiva:** Dada la existencia de ángulos de disparo y conmutación, la corriente de cada fase está en atraso con respecto al voltaje, por lo que la potencia reactiva es positiva y, por lo tanto, se puede afirmar que el proceso de rectificación siempre va a existir consumos de reactivos. Este consumo debe ser proporcionado por bancos de condensadores que se ubican a la entrada y salida del enlace.
- **Transformadores conversores:** Se encargan de convertir las tensiones de los lados AC en tensiones alternas admisibles a la entrada de los convertidores del enlace HVDC. La configuración del sistema transformador convertidor

dependerá fundamentalmente de las restricciones de transporte, pudiendo tratarse de transformadores trifásicos o monofásicos de dos o tres enrollados.

Los componentes anteriormente descritos se muestran a continuación, en la figura 2.4.

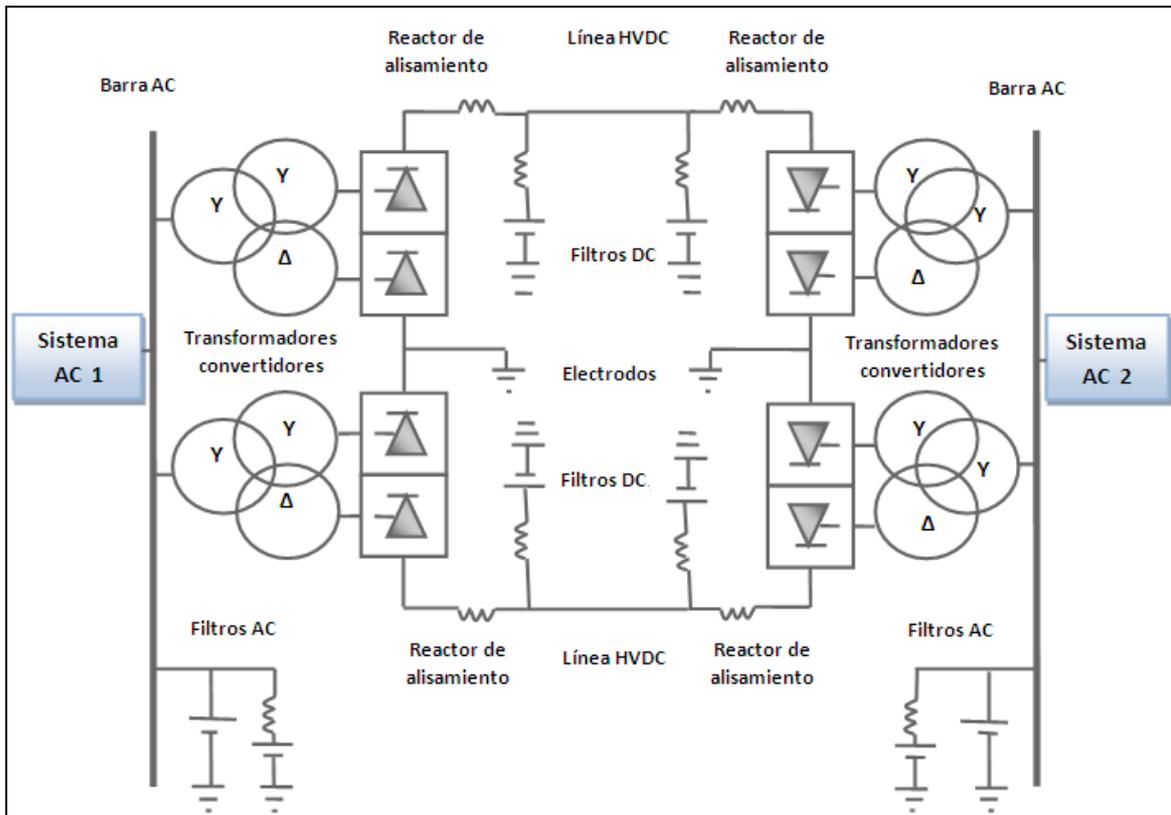


Figura 2. 4: Componentes enlace bipolar HVDC.

2.5 Teoría de convertidores

Los convertidores compuestos por diodos sólo proporcionan una tensión de salida fija. Para realizar la transformación de corriente alterna a corriente continua y obtener voltajes de salida controlados, se utilizan convertidores constituidos por tiristores con control de fase. De este modo, el voltaje de salida de la unidad puede ser variado, modificando el ángulo de disparo o retardo. Un sistema conversor puede ser activado mediante la aplicación de un pulso a su compuerta y se puede desactivar mediante conmutación natural.

2.5.1 Válvulas de tiristores

La tecnología clásica utilizada en las estaciones convertoras de un sistema HVDC conmutado por corriente está basada en dispositivos semiconductores desarrollados mediante la electrónica de potencia. El más utilizado es el denominado tiristor, también llamado SCR (Rectificador Controlado de Silicio), que corresponde a un dispositivo semiconductor biestable formado por tres junturas con la disposición pnpn y que posee tres terminales: ánodo, cátodo y compuerta (gate).

El tiristor es un elemento unidireccional, puesto que sólo puede conducir en el sentido ánodo-cátodo, siempre y cuando esté polarizado en directa (tensión del ánodo- cátodo positiva). En este caso, el tiristor conduce con una pequeña caída de tensión (1-3 [V]), en muchos casos despreciable. Para el caso en que la polarización sea inversa, el dispositivo permanecerá bloqueado [3]. Estos componentes soportan corrientes altas de hasta 4000 [A] y una tensión inversa peak que fluctúa entre 10 [kV] a 250 [kV] por válvula. En aplicaciones HVDC para transporte de larga distancia, se utilizan tiristores con capacidades de corriente de 1 a 5 [kA] y de tensión inversa cercana a 10 [kV]. Es importante notar que una vez que el tiristor pasa al estado de conducción, se pierde todo control sobre él, siendo su apagado responsabilidad de la aplicación de tensión negativa por parte de la red de alimentación.

Entre los mecanismos de encendido del tiristor se encuentran [8]:

- Aplicación de corriente por la compuerta.
- Aumento de la tensión V_{AK} aplicada o una variación brusca de ella (dv/dt).
- Incremento de temperatura de las junturas.

Dentro de los mecanismos de apagado de un tiristor se pueden mencionar los siguientes:

- Aplicación de tensión inversa durante un tiempo mayor que t_Q , tiempo de apagado.
- Disminuir la corriente I_A a un valor más pequeño que I_H (corriente de mantenimiento).

2.5.2 Ángulo de disparo

Si durante el instante en que la tensión ánodo-cátodo permanece positiva, se aplica un pulso de tensión positivo de intensidad tal que supere la tensión negativa a la que estaba expuesto inicialmente, la válvula podrá pasar al estado de conducción. Debido a esto, definiendo el momento en que se aplica dicho pulso, es posible controlar el instante a partir del cual la válvula comenzará a conducir. El atraso en la conducción, medido con respecto al momento en que la tensión de ánodo se hace igual a la del cátodo, se denomina **ángulo de disparo o ángulo de atraso α** .

La magnitud de la tensión continua DC a la salida del convertidor se puede obtener calculando el valor medio de la tensión AC de entrada según la expresión 2.1, dado un cierto número de pulsos de tensión p , de acuerdo a como lo muestra la figura 2.5.

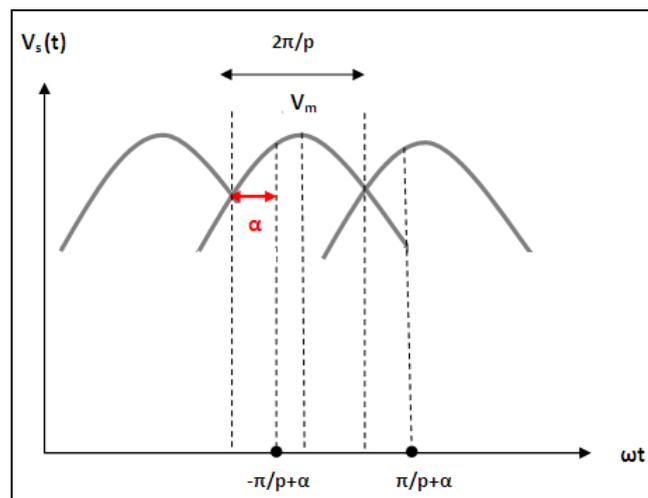


Figura 2. 5: Ángulo de disparo.

$$V_d = \frac{1}{T} \int_0^T V_s(t) d(\omega t) = p \cdot \frac{1}{2\pi} \int_{-\frac{\pi}{p}+\alpha}^{\frac{\pi}{p}+\alpha} V_m \cos(\omega t) d(\omega t) \quad (2.1)$$

$$\text{Definiendo el término } V_{d0} = V_m \cdot \frac{\text{sen}\left(\frac{\pi}{p}\right)}{\left(\frac{\pi}{p}\right)} \quad (2.2)$$

Se llega a la siguiente expresión para la tensión DC a la salida del rectificador:

$$V_d = V_{d0} \cdot \cos(\alpha) \quad (2.3)$$

De la expresión 2.3, debido a que $\cos(\alpha)$ toma valores positivos y negativos dependiendo de los valores que adopte α , es posible verificar que existirán dos zonas de operación para este tipo de convertidor:

- Régimen de rectificación, cuando $0 < \alpha < \pi/2$.
- Régimen de inversión, cuando $\pi/2 < \alpha < \pi$.

Puesto que la corriente que circula por las válvulas sólo lo puede hacer en una única dirección, la potencia del convertidor solamente podrá cambiar de acuerdo a como varíe la tensión DC en la salida, lo cual se especifica en la figura 2.6.

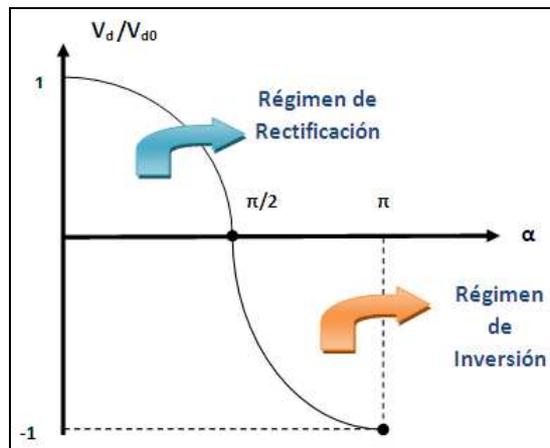


Figura 2. 6: Operación del convertidor según ángulo de disparo.

Por último, se puede observar que a medida que se incrementa el número de pulsos de voltaje, aumenta con ello también la tensión DC de salida, con la consiguiente disminución del ripple de la onda para un mismo α , tal como lo muestra la tabla 3.1 [8].

Nº de pulsos	2	3	6	12
V_d/V_{d0}	0.637	0.827	0.955	0.989
Porcentaje de Ripple	48.3	18.3	4.2	1.03

Tabla 3. 1: Variación del porcentaje de ripple con el número de pulsos.

2.5.3 Ángulo de conmutación

En la práctica, es necesario considerar la existencia de la reactancia del lado de corriente alterna, tanto del transformador como de la red de alimentación AC. La presencia de la reactancia del lado AC tiene como efecto el cambio paulatino de la corriente DC de un tiristor a otro durante el proceso de conmutación, debido a que contribuye con el término $L di/dt$, lo cual imposibilita el cambio abrupto en la conducción de corriente por los convertidores. Debido a esto, se requiere un determinado tiempo para que la corriente se anule en la válvula que venía conduciendo, así como también para que aumente la corriente desde cero al valor I_d en la válvula que se encenderá. Este tiempo se mide comúnmente a través de una variable angular denominada ángulo de conmutación o traslape μ . Entonces, existirá el denominado ángulo de atraso de la extinción $\delta = \alpha + \mu$, como se observa de la figura 2.7. Los valores típicos del ángulo de traslape μ son alrededor de 20° a 25° .

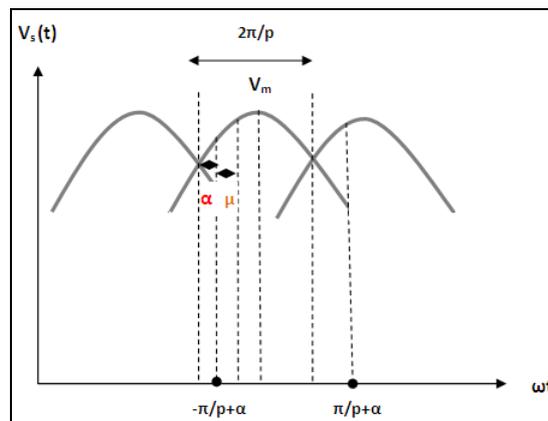


Figura 2. 7: Ángulo de conmutación.

Durante el traslape de las corrientes que se manifiesta durante la conmutación en presencia de la reactancia del lado AC, se produce una caída de la tensión DC dada por [8]:

$$\Delta V_d = \frac{p\omega L}{2\pi} \cdot I_d = R_d \cdot I_d \quad (2.4)$$

Donde el término R_d se denomina resistencia de conmutación. Este valor solamente corresponde a un artificio, por lo que no disipa potencia activa. También es importante notar que μ depende proporcionalmente de la corriente I_d .

2.5.4 Ángulo de extinción

Como se mencionó anteriormente, para apagar el tiristor que venía conduciendo es necesario aplicar una tensión negativa por un tiempo mínimo llamado T_q , que se expresa angularmente por γ , según se muestra en la figura 2.8. Una de las ventajas de los SCR es su rápido control de encendido, alcanzando tiempos entre los $2-10[\mu\text{seg}]$, mientras que una de sus desventajas es su relativamente alto tiempo de apagado, el cual oscila entre los $100-500[\mu\text{seg}]$. El ángulo de extinción corresponde al período en que se aplica la tensión inversa disponible de otro SCR, para apagar el que venía conduciendo. Es por esta razón que, en régimen de inversión, el ángulo α debe limitarse para poder asegurar la existencia de un ángulo mínimo de extinción correspondiente al tiempo T_q . Si esto no ocurriera, la corriente en la válvula que se debe apagar no terminará de descender hasta adquirir el valor cero, tomando una intensidad tal que siga conduciendo cuando no le corresponde, originando con ello lo que se conoce como “falla de conmutación” [28], lo que generaría cortocircuitos peligrosos entre fases pudiendo afectar de sobremanera al enlace HVDC y al funcionamiento del sistema en general. Valores típicos estipulados para el ángulo de extinción gamma son $1^\circ < \gamma < 10^\circ$.

Si se define β como el ángulo de adelanto del encendido, se tiene entonces la siguiente relación para el convertidor:

$$\beta = \pi - \alpha \quad (2.5)$$

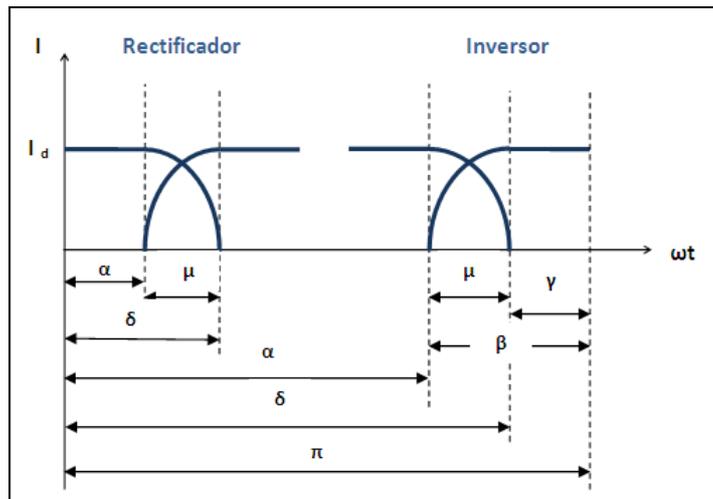


Figura 2. 8: Representación del ángulo de extinción.

2.6 Circuitos equivalentes del Rectificador e Inversor

Con las consideraciones anteriores, se puede obtener la ecuación del circuito equivalente del rectificador, según se muestra en la figura 2.9, dado por la expresión:

$$V_d = V_{d0} \cdot \cos(\alpha) - R_{cr} \cdot I_d \quad (2.6)$$

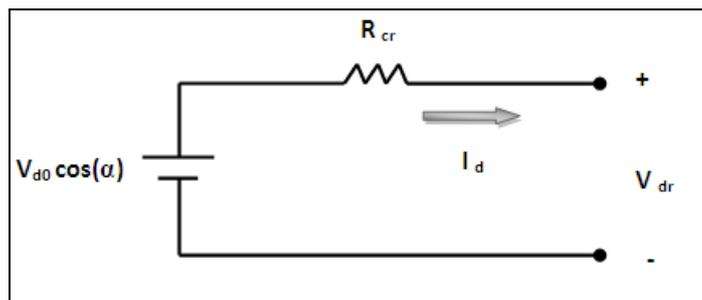


Figura 2. 9: Circuito equivalente del rectificador.

Análogamente al caso del rectificador, pero considerando ahora los suplementos de los ángulos, se tiene el circuito equivalente del inversor como se indica en la figura 2.10 [4].

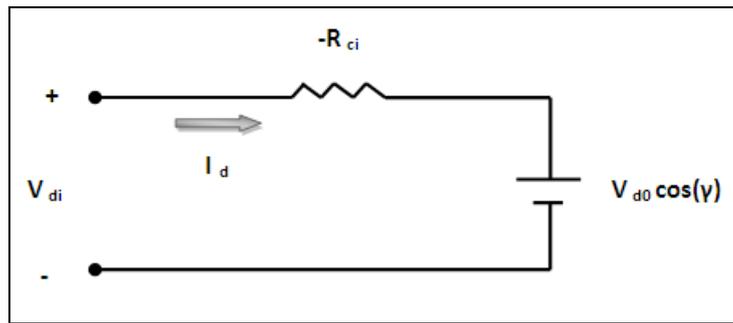


Figura 2. 10: Circuito equivalente del inversor en función de γ .

2.7 Control HVDC

Una de las características principales de los sistemas de transmisión HVDC es su alto grado de controlabilidad y precisión, pudiendo variar casi en forma instantánea la potencia transmitida por el enlace. Estos atributos convierten al enlace HVDC en una poderosa herramienta para ejercer control dinámico sobre las variables eléctricas tanto del lado DC como del lado AC. Además de las tareas asignadas al control básico del enlace, es posible realizar mediante la adición de controladores auxiliares diversas funciones más específicas, tales como mejorar la tasa de amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas en el lado AC, mejorar la respuesta en estabilidad transitoria, regulación de potencia reactiva y control de frecuencia en sistemas aislados.

En la figura 2.11, se muestra el esquema usual de un enlace HVDC que conecta dos sistemas AC.

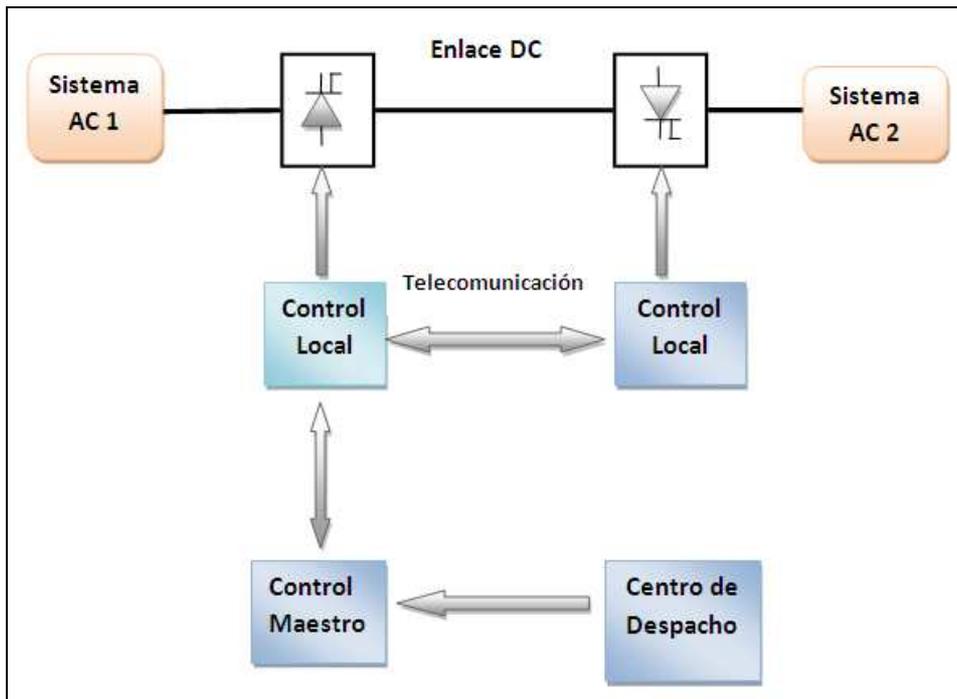


Figura 2. 11: Interacción de los controladores de un enlace HVDC.

El sistema de control debe contar con las siguientes características [2], [4], [11]:

1. **Limitar la máxima y mínima corriente DC:** Es necesario limitar la máxima corriente DC para evitar el daño térmico tanto de las válvulas como de la línea, puesto que en caso de cortocircuito, la corriente I_d puede alcanzar valores peligrosos de 8 a 10 veces la corriente nominal, pudiendo destruir la línea. Por otra parte, también resulta necesario limitar la mínima corriente DC, puesto que al disminuir esta corriente, decrece con ello la potencia transmitida por el enlace, pudiendo, en casos críticos, anularse.
2. **Mantener el voltaje DC cerca de su valor nominal:** Con esto se minimiza la corriente DC necesaria para transportar la potencia nominal, reduciendo así las pérdidas en la línea.
3. **Mantener el factor de potencia en ambos extremos lo más alto posible:** Para lograr este objetivo es necesario que tanto α en el rectificador como γ en el inversor se mantengan en el menor valor posible. De esta forma, se minimiza el consumo de reactivos de las estaciones conversoras, reduciendo con ello los

costos y disminuyendo las caídas de tensión de los lados AC, a medida que aumenta la carga.

4. **Evitar fallas de conmutación en la estación inversora:** Es necesario asegurar un margen adecuado para el ángulo γ (entre 5-8 grados), de tal forma que se produzca exitosamente la conmutación entre las válvulas. Si lo anterior no sucede, la válvula que inicialmente estaba conduciendo, continuará haciéndolo y se producirán las llamadas “fallas de conmutación”. Estas anomalías se producen debido a voltajes reducidos en el lado AC del inversor, incrementos repentinos de la corriente continua, deficiencias en el sistema de control de disparo de los tiristores y cambios en la fase de los voltajes de conmutación luego de una perturbación o falla [28].

5. **Asistir a los sistemas AC:** El control del enlace HVDC puede contribuir a mejorar la estabilidad transitoria, aumentar el amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas en sistemas AC y control de frecuencia en sistemas aislados. En particular, en la presente tesis el interés principal será mitigar el efecto de las oscilaciones de potencia activa interárea que influyen de manera perjudicial en los sistema AC del lado inversor.

2.7.1 Circuito equivalente enlace HVDC

De lo expuesto en 2.6, es posible representar un polo del sistema mediante su circuito equivalente, tal como se especifica en la figura 2.12.

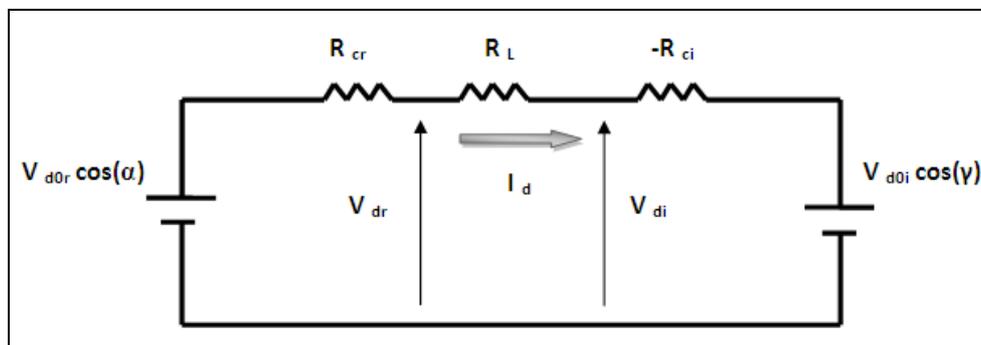


Figura 2. 12: Circuito equivalente del rectificador e inversor.

Donde

R_{cr} : Resistencia equivalente de conmutación del rectificador.

R_L : Resistencia de la línea DC.

R_{ci} : Resistencia equivalente de conmutación del inversor.

La corriente DC que circula por la línea está dada por la ecuación 2.7:

$$I_d = \frac{V_{d0r} \cos(\alpha) - V_{d0i} \cos(\gamma)}{R_{cr} + R_L - R_{ci}} \quad (2.7)$$

La potencia DC que fluye por el enlace HVDC es:

$$P_{dr} = V_{dr} \cdot I_d \quad (2.8)$$

Mientras que, como los perfiles de tensión en el rectificador e inversor son distintos, la potencia en el inversor tendrá la forma:

$$P_{di} = V_{di} \cdot I_d = P_{dr} - R_L \cdot I_d^2 \quad (2.9)$$

De la ecuación 2.7, puesto que las válvulas de tiristores sólo permiten la circulación de I_d en un solo sentido, la diferencia de tensiones $V_{d0r} \cos(\alpha) - V_{d0i} \cos(\gamma)$ debe ser siempre positiva, por lo que si se desea invertir el flujo de potencia es necesario cambiar el signo de ambas tensiones, pero manteniendo el signo positivo de su diferencia algebraica [9].

Como se puede apreciar, la corriente I_d se puede modificar de dos formas: variando V_{d0r} , V_{d0i} (a través de los cambiadores de tap), o bien, variando α o γ . Dado que R_{cr} , R_L y R_{ci} son resistencias con valores bajos, para pequeños cambios en V_{d0r} o V_{d0i} se producirían grandes cambios en la corriente I_d . Por ejemplo, un cambio del 25% del voltaje en el rectificador o en el inversor, puede causar que la corriente por el enlace I_d cambie un 100% [4], razón que hace necesaria la inclusión de un rápido y efectivo

sistema de control que pueda hacer frente a estos cambios. Por lo tanto, un requerimiento importante para que el enlace opere correctamente es la existencia de un control rápido de la corriente I_d .

2.7.2 Control Básico

Las responsabilidades acerca del control de la corriente y el voltaje son asignadas de forma separada a los convertidores. En condiciones normales de operación, el rectificador mantiene la corriente DC constante, mientras que el inversor mantiene el ángulo de extinción constante, controlando la tensión de la línea. Para detallar el funcionamiento del control básico en otras situaciones, es necesario considerar la figura 2.13.

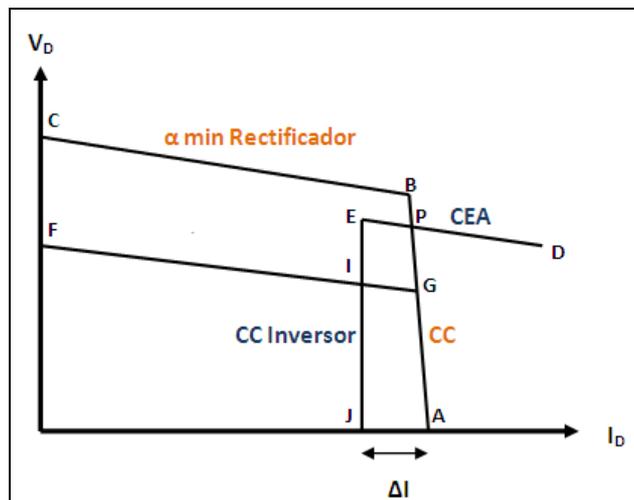


Figura 2. 13: Modos de control del enlace.

Como se puede observar, el rectificador presenta dos modos de operación dado por los segmentos AB y BC: Corriente constante (CC) y alfa mínimo α_{\min} (CIA). Esto se debe a que el rectificador mantiene la corriente I_d constante, lo cual se traduce en una recta vertical sobre el gráfico V_D versus I_D ; además, de la ecuación (2.6), al fijar la corriente I_D , se genera una familia de rectas paralelas cuyo coeficiente de posición está determinado por el valor del ángulo α , siendo BC aquella que pertenece a esta familia de curvas con α mínimo (5°) y que interseca la característica de CC del rectificador, definiendo la curva ABC (recordar que en el rectificador, si la corriente es constante, a medida que disminuye α , aumenta la tensión V_d). El ángulo α_{\min} (5°) es el

mínimo ángulo que garantiza el disparo exitoso de los tiristores. Por lo tanto, una vez que α_{\min} es alcanzado, el voltaje no puede seguir aumentando más y el rectificador operará con ángulo de disparo constante (CIA). En condiciones normales, el ángulo de disparo α se considera entre 15° y 20° , con el objeto de dejar un cierto margen para aumentar la tensión del rectificador, controlando el flujo de potencia DC.

La curva de operación del inversor también está formada por dos modos de control: Gama mínimo γ_{\min} (CIA) y corriente constante (CC). En condiciones normales, el inversor opera con ángulo de extinción mínimo, lo cual evita fallas de conmutación y reduce el consumo de potencia reactiva de las estaciones conversoras del lado inversor. De la figura 2.13, la intersección entre CC del rectificador y CEA del inversor define la operación normal en el punto P. En este punto, el inversor “ve” una corriente mayor a la definida en su característica CC (segmento EJ), por lo cual, el inversor intentará reducir esta corriente disminuyendo el valor de γ , hasta que se topará con su γ_{\min} no pudiendo ya reducir más la corriente, siendo en ese momento el único medio de control posible el de la tensión, debiendo recurrir a los cambiadores de taps para modificar V_{doi} . Por este motivo, se dice que en régimen normal, el inversor controla el ángulo de extinción, controlando de paso la tensión. En general, la estación inversora opera con un ángulo de extinción de 15° para 50 [Hz] [4].

Como se aprecia de la figura 2.13, la característica CEA del inversor interseca al modo CC del rectificador en P. Sin embargo, para un voltaje reducido en el rectificador dado por FGA, no hay intersección con el modo CEA del inversor dado por ED. Por esta razón, la estación inversora también es provista de un control de corriente (CC), dado por EJ, el cual se fija en un valor menor al del CC del rectificador. Esta diferencia entre los controles de corriente se denomina *corriente de margen* I_m y usualmente se pone a un 10%-15% de I_{nominal} , de modo tal de asegurar que ambas características CC no se corten debido a errores de medida. La ventaja de esta estrategia queda de manifiesto cuando, al producirse una falla en la barra AC del rectificador, el punto de operación se traslada desde el punto P al punto I y ahora es el inversor quien controla la corriente, mientras que el rectificador se encarga de controlar el voltaje.

Además, puede darse el caso que la intersección de la característica CIA del rectificador con la característica CEA del inversor no esté bien definida para ciertos niveles de voltaje DC, situación en la que pequeños cambios en el voltaje AC pueden ocasionar variaciones del 10% de la corriente I_d . Para solucionar este inconveniente y

afinar los controles descritos anteriormente, se estipulan los siguientes tópicos adicionales:

- **Límite de corriente máxima:** Usualmente se limita a 1.2 – 1.3 veces la corriente nominal a plena carga, evitando el daño térmico tanto de las válvulas de tiristores como de la línea DC. Además, una gran corriente DC por sobre el valor nominal aumenta el riesgo de falla de conmutación.
- **Límite de corriente mínima:** Si I_d es pequeña, implicará que se reduzca μ , con lo que puede aumentar α y consumir así demasiada potencia reactiva, lo cual es nocivo para el enlace. Además, en un escenario de baja corriente, el ripple presente en ella puede producir sucesivos impulsos de voltajes inducidos en los enrollados de los transformadores de las estaciones conversoras debido al frecuente $L \frac{di}{dt}$ producido en este caso. Debido a esto, el límite inferior se fija entre 0.2 y 0.4 [p.u].
- **VDCOL (Voltage dependent current order limit):** Se utiliza en condiciones de voltaje reducido, para reducir la máxima corriente DC permitida. Cuando el voltaje de un convertor baja más de un 30%, aumenta bastante el consumo de potencia reactiva, bajando el factor de potencia de las estaciones, lo cual conlleva a efectos dañinos para el sistema AC. Por otra parte, para niveles de tensión bajos en el lado AC, se incrementa el riesgo de que se produzcan fallas de conmutación.

Considerando todo lo anterior, las características del control del enlace para las estaciones rectificadora e inversora se pueden apreciar en la figura 2.14.

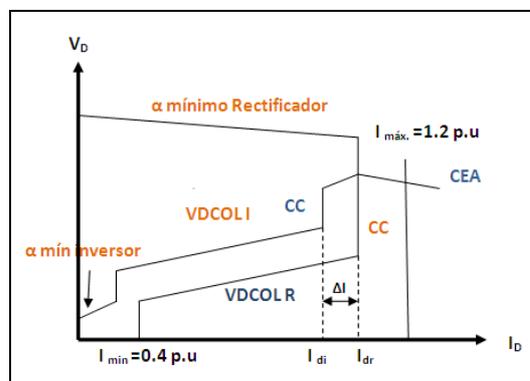


Figura 2. 14: Control mejorado.

Capítulo 3

Oscilaciones electromecánicas en sistemas AC

3.1 Introducción

Las oscilaciones electromecánicas entre generadores sincrónicos interconectados son un fenómeno inherente a los sistemas eléctricos de potencia. La estabilidad de estas oscilaciones es de vital importancia y es un requisito importante para la operación segura del sistema. Por muchos años, los problemas relacionados con estas oscilaciones fueron asociados con un sólo generador o bien con un conjunto de ellos cercanamente conectados. Algunas inestabilidades del tipo oscilatorio de baja frecuencia fueron también observadas al momento de interconectar grandes sistemas eléctricos mediante enlaces débiles, abarcando tramos de gran longitud. Ante este inconveniente, se comenzaron a estudiar métodos de control para estabilizar la planta afectada por estos problemas. Posteriormente, se pudo verificar que además existían oscilaciones de baja frecuencia, que afectaban a grupos de máquinas pertenecientes a un lado del enlace AC, que oscilaban en contra de otro conjunto de generadores apartados de los primeros [17].

Las oscilaciones electromecánicas se pueden originar debido a perturbaciones pequeñas, causadas principalmente por los constantes cambios de generación y carga a los que se ven expuestos los sistemas eléctricos, así como también por perturbaciones severas, tales como fallas en líneas de transmisión. El primer caso, consiste en un análisis de señal pequeña en torno a un punto de operación estable, mientras que el segundo, corresponde a un análisis no-lineal de tipo transitorio.

Cuando estas oscilaciones son crecientes en el tiempo, resultan bastante perjudiciales para el sistema eléctrico, provocando efectos nocivos tales como pérdida de estabilidad dinámica, reducción de la confiabilidad del sistema, operación de las protecciones e incluso producir la evolución del sistema hasta el

colapso. La interacción de las componentes del sistema resulta en un conjunto de ecuaciones diferenciales no-lineales, las cuales describen el intercambio de energía electromecánica entre los generadores, a través de las líneas de transmisión [29]. En este contexto, las oscilaciones que producen más daño a un sistema de potencia son aquellas que presentan frecuencias menores a 1 [Hz], puesto que este tipo de oscilaciones poseen un bajo amortiguamiento o inclusive, pueden tener un amortiguamiento negativo, de modo que crecen gradualmente auto-sustentándose en el tiempo y adquiriendo cada vez una mayor amplitud, pudiendo hacer colapsar el sistema. El presente trabajo se centra en el diseño de un esquema de control suplementario HVDC que permita amortiguar oscilaciones interárea, cuya frecuencia se encuentra en el intervalo 0.1- 0.8 [Hz].

Resulta entonces relevante el análisis dinámico de la red, con el objeto de poder obtener el escenario más adecuado para operación confiable y eficiente, que desde el punto de vista de la estabilidad deberá ser aquel que permita oscilaciones con mayor amortiguamiento, mejor comportamiento ante pequeños cambios del sistema (conexión, desconexión intempestiva de carga), mayor robustez y seguridad.

3.2 Oscilaciones en el contexto de estabilidad

Históricamente, ha sido necesario separar el estudio de la estabilidad de los SEP, debido a las diferentes consecuencias que representan para el sistema que la frecuencia o la tensión se salgan de los márgenes de tolerancia admisibles por la red. De acuerdo a esto, es posible clasificar la estabilidad de sistemas de potencia según la figura 3.1 [4], [9]. Con el objeto de realizar un análisis completo del comportamiento de las oscilaciones electromecánicas, es necesario, en primera instancia, realizar un análisis de tipo lineal, que dará una buena descripción de la naturaleza y parámetros característicos de los modos de oscilación; posteriormente realizar un análisis no-lineal que corrobore la aproximación anterior y el correcto funcionamiento de los controladores destinados a evitar los perjuicios originados por el comportamiento oscilatorio, seguido a distintos tipos de fallas [5],[17]. Por esa razón, se dará una breve descripción del análisis de señal pequeña y el análisis transitorio, los que serán utilizados en los casos de estudio. No se detallará el asunto relativo a la estabilidad de tensión, por encontrarse fuera de los alcances de este trabajo.

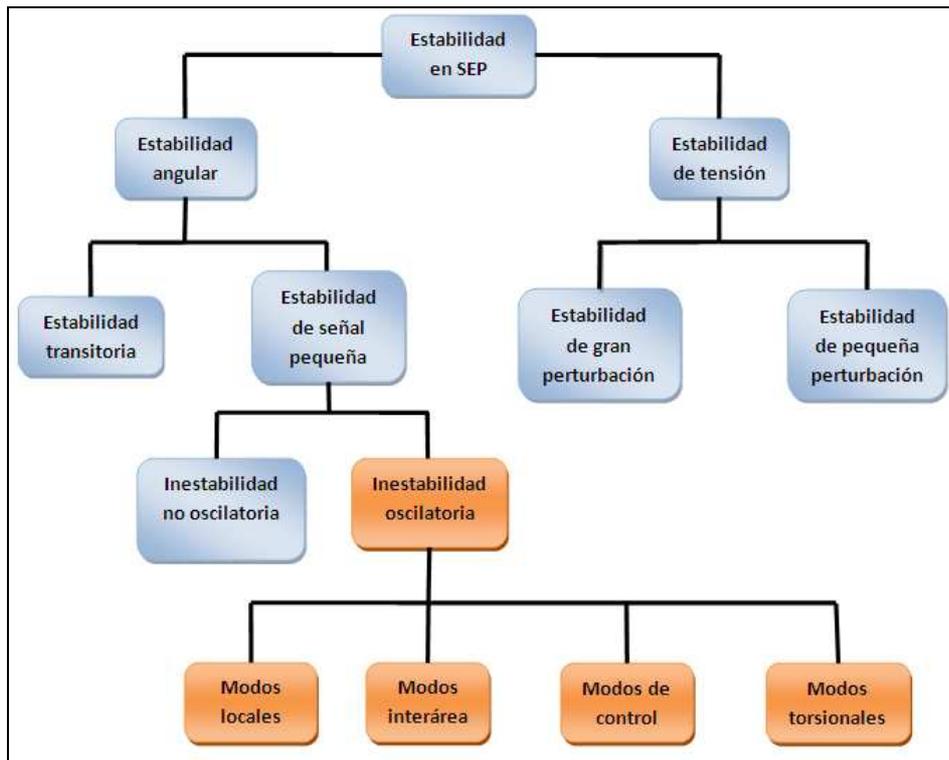


Figura 3. 1: Oscilaciones en el contexto de estabilidad de SEP.

3.2.1 Estabilidad de ángulo de rotor de las máquinas

Es la capacidad que tienen las máquinas presentes en un sistema de mantenerse operando en sincronismo luego de una falla o perturbación. Los generadores interconectados mantienen el sincronismo entre sí, a través de fuerzas restauradoras, las cuáles actúan cuando existen fuerzas externas que tienden a acelerar o desacelerar una o más máquinas con respecto a las otras. Lo anterior es posible corroborarlo según la ecuación de rotación 3.1.

$$T_m - T_e = I \cdot \alpha \quad (3.1)$$

Donde:

T_m : Torque mecánico.

T_e : Torque electromagnético.

I : Inercia del grupo generador-turbina.

α : Aceleración angular.

En la situación de equilibrio, se cumple que el torque mecánico de entrada es igual al torque electromagnético de salida, lo cual implica que la velocidad angular permanece constante para cada unidad generadora. Por el contrario, cuando el equilibrio se ve perturbado se produce la aceleración o desaceleración de los rotores de las máquinas. Si un generador gira más rápido que otro, aumenta la diferencia angular de su rotor respecto a la otra máquina, lo cual provoca que se transfiera parte de la carga desde la máquina más lenta hacia la más rápida, reduciendo así la diferencia de velocidad y, por lo tanto, la diferencia angular [4].

Las variables a considerar son los ángulos de los rotores de las máquinas, medidos con respecto a una máquina de referencia. Usualmente, la máquina de referencia es la perteneciente a la barra definida como *Slack*.

En general, el problema de estabilidad de señal pequeña es básicamente un problema de oscilaciones electromecánicas que se generan debido al insuficiente torque amortiguador. Los rangos de frecuencia de interés que abarca este problema están entre los 0.1 [Hz] a 3 [Hz].

La ecuación de movimiento que caracteriza la dinámica del rotor está dada por la expresión 3.2:

$$H \frac{d^2 \delta}{dt^2} + T_D \frac{d\delta}{dt} = P_m - P_e(\delta) \quad (3.2)$$

Donde:

H : Constante de inercia del generador.

δ : Ángulo de rotor con respecto al eje sincrónico de referencia.

$\omega = \frac{d\delta}{dt}$: Velocidad angular del generador.

T_D : Coeficiente de torque amortiguador.

P_m : Potencia mecánica de entrada.

$P_e(\delta)$: Potencia eléctrica generada por la máquina.

Cuando ocurre una perturbación, la potencia mecánica permanece constante hasta que reacciona el control de velocidad, lo cual no es inmediato, puesto que el cambio de velocidad será pequeño, debido a la gran inercia de la máquina. Lo anterior conduce a la suposición de que la potencia mecánica es constante durante el análisis de estabilidad. Realizando entonces una pequeña perturbación en torno a un punto de equilibrio dado δ_0 , realizando una expansión de Taylor de primer orden y considerando además que inicialmente se cumple la igualdad $P_e(\delta_0) = P_m$, se tiene que:

$$H \frac{d^2(\delta_0 + \Delta\delta)}{dt^2} + T_D \frac{d(\delta_0 + \Delta\delta)}{dt} + \underbrace{P_e(\delta_0 + \Delta\delta)}_{Taylor} = P_m \quad (3.3)$$

$$H \frac{d^2 \Delta\delta}{dt^2} + T_D \frac{d\Delta\delta}{dt} + \frac{dP_e(\delta_0)}{d\delta} \Delta\delta = 0 \quad (3.4)$$

Se define el coeficiente de torque sincronizante:

$$T_s \equiv \frac{dP_e(\delta_0)}{d\delta} = \frac{EV}{x} \cos(\delta_0) \quad (3.5)$$

Es posible entonces obtener que:

$$\frac{d^2 \Delta\delta}{dt^2} + \frac{T_D}{H} \frac{d\Delta\delta}{dt} + \frac{T_s}{H} \Delta\delta = 0 \quad (3.6)$$

El polinomio característico de la ecuación anterior tiene por raíces:

$$\lambda_{1,2} = \frac{-T_D \pm \sqrt{T_D^2 - 4HT_s}}{2H} \quad (3.7)$$

De acuerdo con los valores que adquieran los coeficientes de torque sincronizante y amortiguador, se obtendrán o no respuestas oscilatorias de los rotores de los generadores.

El cambio en el torque electromagnético de una máquina síncrona estará compuesto por una componente de torque sincronizante y por una componente de torque amortiguador [4].

El torque sincronizante T_s determina la frecuencia de las oscilaciones de potencia y, según su definición en (3.5), corresponde a la pendiente de la recta tangente de la curva potencia-ángulo, evaluada en el punto de operación. Si T_s es insuficiente (negativo o positivo pequeño), se produce inestabilidad no oscilatoria, en cuyo caso se obtiene un incremento sostenido del ángulo de rotor. Este problema se soluciona con la presencia de AVR (del inglés *Automatic Voltage Regulator*) en las máquinas. Debido a que en la actualidad los generadores disponen de reguladores de voltaje, este tipo de inestabilidad no aparece con mucha frecuencia.

El torque amortiguador T_D determina la tasa de disminución de la amplitud de las oscilaciones. Normalmente es pequeño y positivo, sin embargo la presencia de AVR pueden hacerlo negativo. El amortiguamiento negativo puede ser tal que sea necesario que operen las protecciones del sistema, ocasionando la salida de ciertos elementos de la red. El torque amortiguador está asociado con la disipación de energía, siendo muy importante en el amortiguamiento de las oscilaciones del rotor. Se debe a factores mecánicos, tal como fricción del aire y a factores eléctricos, como enrollados de amortiguamiento y cargas. Si T_D es insuficiente (negativo o positivo pequeño), se produce en este caso inestabilidad oscilatoria, en donde las oscilaciones del rotor no se amortiguan o bien disminuyen su amplitud lentamente. Esta es la forma de inestabilidad que se presenta de forma más frecuente en la actualidad [26], [27].

3.2.2 Estabilidad transitoria

Es común que para el estudio de oscilaciones suscitadas luego de fallas como cortocircuitos, se disponga de un análisis de aproximadamente 30 [s] después de

haber ocurrido esta contingencia [5]. Dada la magnitud de la perturbación, no es posible en estas condiciones realizar un análisis lineal.

Dentro de los factores que influyen en la estabilidad transitoria se pueden nombrar, por ejemplo, las cargas de los generadores; el tipo y lugar donde se produce la falla (afectará en mayor medida a las máquinas más cercanas); el tiempo de despeje de la contingencia; la reactancia de los generadores, ya que las reactancias pequeñas aumentan los peaks de potencia y disminuyen el ángulo de rotor inicial; la inercia de los generadores, puesto que a mayor inercia, menor será la variación angular; y ,por último, la f.e.m interna de los generadores, cuyo valor depende de la corriente o voltaje de excitación.

3.3 Tipos de oscilaciones

Una interconexión en corriente alterna obligará a los dos sistemas, previamente independientes, a operar de manera sincronizada. El control del flujo de potencia en una interconexión en corriente alterna puede ser controlado de manera indirecta, a través de los generadores situados en una de las áreas, para obtener el intercambio de potencia deseado con la otra red. Pese a lo anterior, cualquier perturbación como un cortocircuito o bien la pérdida de una máquina o carga en uno de los sistemas, causará un desbalance que resultará en un comportamiento oscilatorio del flujo de potencia de la interconexión. Debido a lo anterior, es de gran importancia que esta interconexión sea lo suficientemente fuerte para mantener los dos sistemas AC en sincronismo luego de ocurrida una contingencia.

Dos sistemas interconectados se pueden representar por medio de dos masas giratorias unidas por un eje. Si se aplica una perturbación al sistema mecánico de la figura 3.2, las masas rotatorias experimentarán aceleraciones o desaceleraciones. Si el eje es largo y débil, las oscilaciones de las masas rotatorias pueden llegar a ser considerables. Esta analogía mecánica, sucede también en los enlaces AC eléctricos, en los cuales el comportamiento oscilatorio será aun más grave mientras más largo y débil sea el enlace.

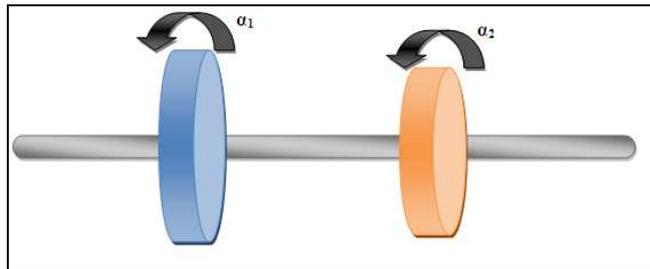


Figura 3. 2: Analogía de sistemas AC interconectados.

Cuando se producen las oscilaciones electromecánicas, las máquinas síncronas del sistema intercambian energía cinética en forma de potencia eléctrica [29], lo que se traduce en distintos modos de oscilación caracterizados según su frecuencia. Estos modos de oscilación se pueden clasificar dentro de las siguientes categorías [26]:

- **Modo máquina-sistema:** Son las oscilaciones que se presentan cuando un generador oscila contra el resto del sistema, como si este último fuese una barra infinita. Corresponde a la forma de oscilación más común. Son causadas generalmente por las altas ganancias de los AVR de los generadores, los cuales se encuentran conectados al resto del sistema mediante enlaces radiales de gran longitud (enlaces débiles). Estos modos se amortiguan satisfactoriamente, mediante el uso de PSS (*Power System Stabilizers*).
- **Modo intermáquinas:** Se origina cuando un grupo pequeño de máquinas oscila en fase o en contra de otro grupo de máquinas de la misma área.

Los modos máquina-sistema e intermáquina conforman los llamados modos locales (ver figura 3.4), los cuales corresponden a oscilaciones “rápidas”. El rango de frecuencia asociado al modo local está comprendido entre 0.8 [Hz] y 2 [Hz] y han sido estudiadas adecuadamente, desarrollándose soluciones satisfactorias para sus estabilidad, siendo su amortiguamiento relativamente fuerte [31].

- **Modos interárea:** Se presentan cuando un grupo de máquinas en una parte del sistema oscilan en contra de otro grupo de máquinas que se encuentran en otra parte del sistema, entre los cuales hay una conexión mediante una línea larga (enlace débil) (ver figura 3.3). El rango de

frecuencia asociado a este tipo de oscilaciones es de 0.1 [Hz] a 0.8 [Hz] y constituyen las llamadas oscilaciones “lentas” [32]. Las oscilaciones inter-área son las más dañinas para el sistema, puesto que tienen menor amortiguamiento y menor frecuencia, llegando incluso a causar variaciones notorias en las tensiones y activando, en los casos más desfavorables, la operación de las protecciones. Este tipo de oscilaciones ocurren cuando se tienen generadores con constantes de inercia altas, existencia de uniones o enlaces débiles debido a largas líneas de transmisión o generadores con un nivel de carga muy cercano a sus límites máximos.

Las oscilaciones de potencia de interárea ocurren cuando existen áreas de generadores y cargas conectadas con otras áreas similares mediante líneas de transmisiones débiles. Un sistema de potencia posee un enlace débil cuando existen subsistemas interconectados por líneas de gran extensión. Las conexiones débiles también se producen cuando dos redes de potencia independientes se unen mediante líneas de transmisión de circuito simple. Además, aquellas redes que han sido estresadas mediante un continuo aumento de su carga, las oscilaciones de baja frecuencia que inicialmente eran estables, en este nuevo escenario se pueden tornar inestables [5].

Los modos de oscilación interárea resultan más complejos de estudiar y controlar. Actualmente, ha crecido el interés por conocer en detalle su naturaleza, encontrar métodos para su estudio sistemático y diseñar estrategias de control que puedan estabilizarlas [17].

- **Modos de control:** Son oscilaciones asociadas a los controles de los generadores. Excitadores mal sintonizados, gobernadores de velocidad y compensadores estáticos son los principales causantes de que estos modos sean inestables. Estos modos son de naturaleza eléctrica, siendo el principal modo el asociado al sistema de excitación del generador, pudiendo dar origen a oscilaciones de potencia reactivas de las líneas.
- **Modos torsionales:** Se presentan cuando los gobernadores de velocidad, compensadores serie y controles HVDC interactúan con la dinámica del grupo turbina-generador. Estos modos tienen una frecuencia mayor a 4 [Hz] y se deben a la presencia de ejes largos que componen el grupo turbina-

generador. Estos modos también se pueden producir por la interacción de los parámetros LC de la red, por lo que se le llama también resonancia subsíncrona. El proceso de esta amortiguación es lento y puede tomar varios segundos retornar a la situación de equilibrio inicial. Además, pueden producir variaciones de la corriente de armadura, lo que a su vez, produce componentes de torque amortiguador negativo.

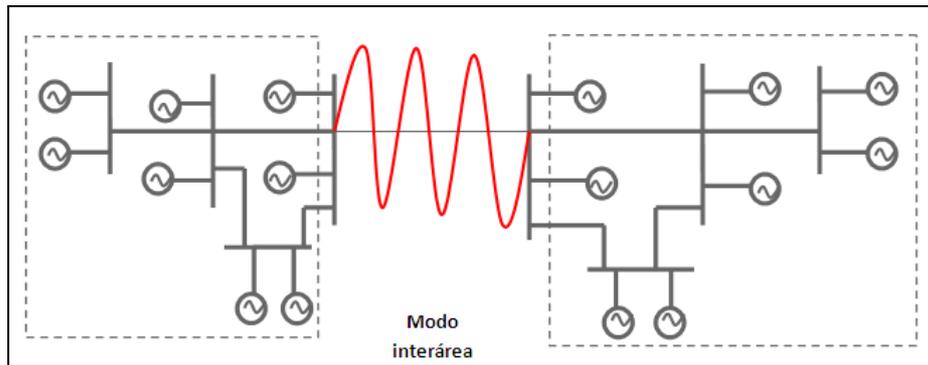


Figura 3. 3: Modo interárea.

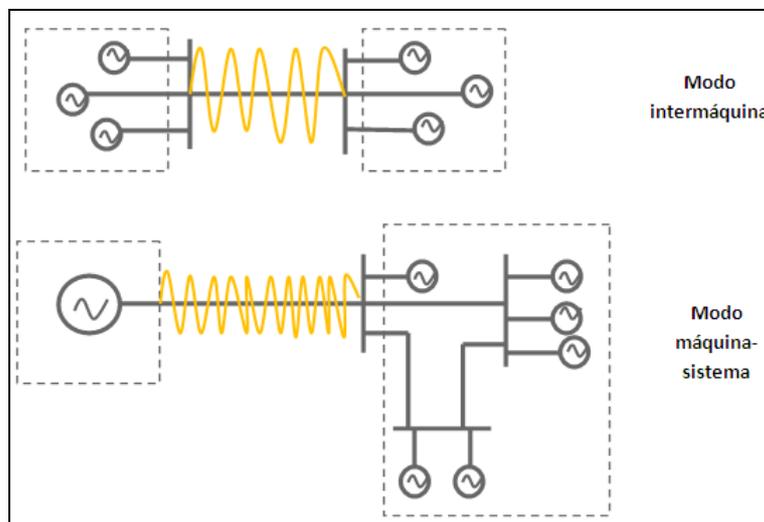


Figura 3. 4: Modos locales.

El interés principal de este trabajo se focaliza en el estudio de las oscilaciones interárea, las cuales pueden restringir fuertemente el funcionamiento de un sistema eléctrico, forzando la reducción en la transferencia de potencia. Debido al tamaño de las oscilaciones, este modo puede provocar la salida de servicio de importantes líneas de transmisión, como lo han demostrado varios casos documentados y estudiados en [17] y [18]. Lo anterior corrobora la importancia de estudiar el comportamiento de este tipo de fenómeno y su adecuado control.

3.4 Herramientas de análisis para oscilaciones

3.4.1 Análisis modal

Los sistemas de potencia son por esencia altamente no lineales y se encuentran caracterizados mediante sus variables de estado. Las variables de estado pueden ser abstracciones adecuadas o bien pueden ser cantidades con sentido físico como por ejemplo, ángulos de rotor, velocidades mecánicas y tensiones. Para poder describir estos sistemas complejos, se puede modelar su comportamiento dinámico a través de un set de ecuaciones diferenciales de la forma compacta siguiente:

$$\dot{\vec{x}} = f(\vec{x}, \vec{u}) \quad (3.8)$$

En que:

$$\vec{x} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} \text{ es el vector de estados; } \vec{u} = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ \vdots \\ u_r \end{bmatrix} \text{ es el vector de entradas y}$$

$$f = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ \vdots \\ f_n \end{bmatrix} \text{ son ciertas funciones que describen la evolución dinámica del sistema.}$$

Este análisis considera la identificación de un punto de operación estable del sistema, en torno al cual se realiza una perturbación pequeña, siendo de este modo posible linealizar el sistema de ecuaciones anterior, obteniendo la expresión:

$$\begin{aligned}\dot{\vec{x}} &= A\vec{x} + B\vec{u} \\ \vec{y} &= C\vec{x} + D\vec{u}\end{aligned}\tag{3.9}$$

En donde $A = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix}$ es la Matriz de Estado

Esta matriz juega un rol importante, puesto que, a partir de ella, es posible determinar los modos naturales de oscilación que presentará el sistema luego de una perturbación, característica que queda determinada por los valores propios de la matriz de estado A.

Los valores propios satisfacen con soluciones no triviales la relación:

$$\det(A - \lambda I) = 0\tag{3.10}$$

Algunas propiedades de los valores propios que se pueden mencionar son:

- El número de valores propios es igual el número de estados del sistema.
- Los valores propios representan los modos naturales de oscilación del sistema.
- El sistema será estable si todos los valores propios tienen parte real negativa.

Para un modo de oscilación representado por un par de valores propios complejos conjugados $\lambda = \sigma \pm j\omega$, se define su frecuencia y su tasa o factor de amortiguamiento como:

$$\bullet \quad f = \frac{\omega}{2\pi} : \text{Frecuencia de oscilación.}\tag{3.11}$$

$$\bullet \quad \xi = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} : \text{Factor de amortiguamiento.}\tag{3.12}$$

Se puede entonces desprender que mientras más negativo sea $\text{Re}\{\lambda\} = \sigma$, se tendrá una mayor amortiguación de la oscilación.

Se considera aceptable que el factor de amortiguamiento sea superior al 5% cuando el sistema cuente con todos sus enlaces y superior al 3%, en el caso que salga de

servicio un elemento. Para el caso de una oscilación electromecánica del tipo interárea, se conviene en que una tasa de amortiguamiento $\xi > 3\%$ se considera satisfactoria. Si $\xi = 0$, la oscilación no decae. Si $\xi = 0.05$; la oscilación decae aproximadamente en 13 [s]; para una tasa $\xi = 0.1$ la oscilación se extinguirá en 6.5 [s], aproximadamente [5].

Por otra parte, se define un vector columna llamado vector propio derecho y un vector fila llamado vector propio izquierdo:

$$\Phi = [\phi_1 \quad \dots \quad \phi_n] : \text{Vectores propios derechos (pues satisfacen } A\phi_i = \lambda_i\phi_i \quad \forall i).$$

El k-ésimo elemento de ϕ_i se refiere a la actividad de la variable de estado x_k en el modo i-ésimo [2].

$$\Psi = [\psi_1^T \quad \dots \quad \psi_n^T]^T : \text{Vectores propios izquierdos (pues satisfacen } \psi_i A = \lambda_i\psi_i \quad \forall i).$$

El k-ésimo elemento de ψ_i corresponde al aporte de la variable de estado x_k en el modo i-ésimo.

3.4.2 Diagrama de participación de los generadores

Los modos electromecánicos están compuestos por los modos locales y los modos interárea. Un modo de oscilación es local o interárea dependiendo de cómo sea la respuesta de los ángulos de rotor o las velocidades de las máquinas. Esta respuesta se puede cuantificar mediante las componentes de los vectores propios derechos ϕ_i asociados a variables de estado que representen ángulos o velocidades de rotores de diferentes máquinas síncronas. Una forma gráfica de representar esta situación es llevar al plano complejo todos los ϕ_{ki} asociados al i-ésimo modo y la k-ésima variable de estado [5], [27].

Para evitar trabajar con números complejos, es usual utilizar los denominados diagramas de participación para determinar el grado de influencia que tiene una cierta variable de estado (generalmente ángulo o velocidad del rotor), en un determinado modo de oscilación.

Estos diagramas se construyen normalizando aquellos vectores propios derechos asociados a velocidades de los rotores, es decir, se dividen todas las componentes complejas de estos vectores propios por la componente compleja de mayor magnitud. Luego de esto, se escogen las partes reales de los elementos normalizados.

La ventaja de este método es que se utilizan números reales que varían entre 1 y -1, en vez de números complejos. La magnitud de la parte real de cada valor normalizado indica la participación de la máquina en el modo de oscilación, mientras que su signo permite agrupar los conjuntos de máquinas que oscilan entre sí.

Este tipo de análisis viene incorporado en la plataforma de simulación que se empleará en este trabajo. Las figuras 3.5 y 3.6 ejemplifican las situaciones que se darían en un tipo de oscilación local e interárea.

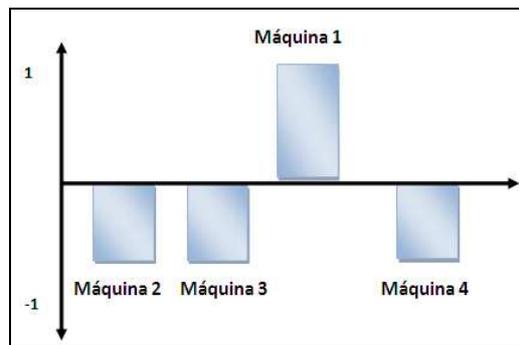


Figura 3. 5: Representación modo local.

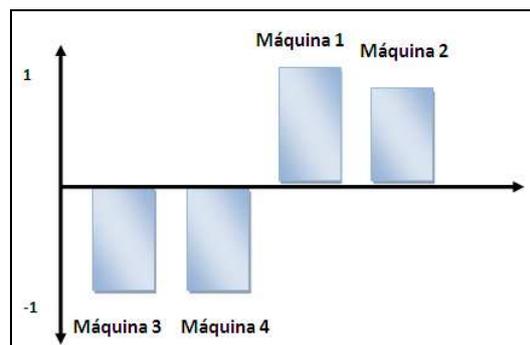


Figura 3. 6: Representación modo interárea.

Capítulo 4

Control suplementario

4.1 Introducción

Los sistemas de transmisión AC son capaces de interconectar de manera eficiente los generadores sincrónicos presentes en los grandes sistemas de potencia. Luego de ocurrida una perturbación, como un cortocircuito o pérdida de carga, la potencia sincronizante propia del sistema AC desacelera a las máquinas que se encuentran acelerando y acelera a aquellas que se encuentran desacelerando, por lo que el grupo de generadores permanece en sincronismo. Sin embargo, los enlaces HVDC no son fuentes naturales de potencia sincronizante en respuesta a una perturbación, produciendo además torques amortiguadores negativos en los rotores de las unidades generadoras. Debido a que la corriente de carácter reactiva demandada por la estación inversora aumenta durante las caídas de tensión en su extremo AC, el sistema HVDC puede conducir a un escenario de colapso de tensión durante oscilaciones en el sistema AC. Además, los controladores implementados en los polos del enlace HVDC, regulando el ángulo de disparo de la estación rectificadora e inversora, puede tener un gran impacto en la estabilidad local y global. Los controles de los polos pueden afectar también a generadores cercanos. De las razones anteriores, se justifica, por lo tanto, la necesidad de diseñar controles adicionales al enlace HVDC, con el propósito de mejorar el comportamiento dinámico de los extremos AC.

La frecuencia más baja del modo y el hecho de que muchas máquinas pueden participar en la oscilación, hace que los modos interárea resulten más difíciles de amortiguar que los modos locales [32].

En la actualidad, se han desarrollado diferentes estrategias de control para aumentar el amortiguamiento de este tipo de oscilaciones, como por ejemplo:

- El uso de SVC (Static Var Compensator), el cual puede tomar acciones correctivas controlando rápidamente el voltaje y los reactivos. A pesar de que el SVC puede mejorar la estabilidad de tensión y la estabilidad transitoria, su contribución al amortiguamiento de las oscilaciones requiere de un control auxiliar [4].
- También para estos fines se ha utilizado el TCSC (“Thyristor Controlled Series Capacitor”) que corresponde a un equipo FACTS (“Flexible AC Transmission Systems”) de compensación en serie, consistente en un capacitor en serie con la línea de transmisión y en paralelo con un reactor controlado por un tiristor, el cual modifica la impedancia efectiva del reactor en paralelo, mostrando resultados satisfactorios en cuanto al amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas se refiere [5].
- El amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas puede ser incrementado de manera eficiente, utilizando la modulación de potencia del enlace HVDC, sobre la base de una señal de control apropiada tomada desde la red, contribuyendo con esto a un mejor desempeño dinámico del sistema AC, como se realizó en la interconexión Fenno-Skan, correspondiente a un enlace HVDC monopolar de 500 [MW] que conecta Finlandia con Suecia, a través de cables submarinos de 200 [km] de longitud, una tensión de transmisión de 400 [kV] y 1,25 [kA] [24].

4.2 Ubicación del control suplementario

El control suplementario tiene como función principal entregar la potencia DC modulada al control maestro, actuando sobre la referencia, de acuerdo a la contingencia existente. La ubicación del bloque de compensación suplementario en la jerarquía del control básico del enlace HVDC se muestra en la figura 4.1.

En el sistema sin compensar, el control maestro recibía directamente la señal de la potencia de orden entregada por el Despacho de Carga. Sin embargo, en la situación en que el lazo se encuentra compensado, el control maestro recibirá ahora una señal de potencia de orden modulada, a través de la salida del control suplementario, la cual se adaptará al comportamiento oscilatorio del sistema luego de acontecida una falla.

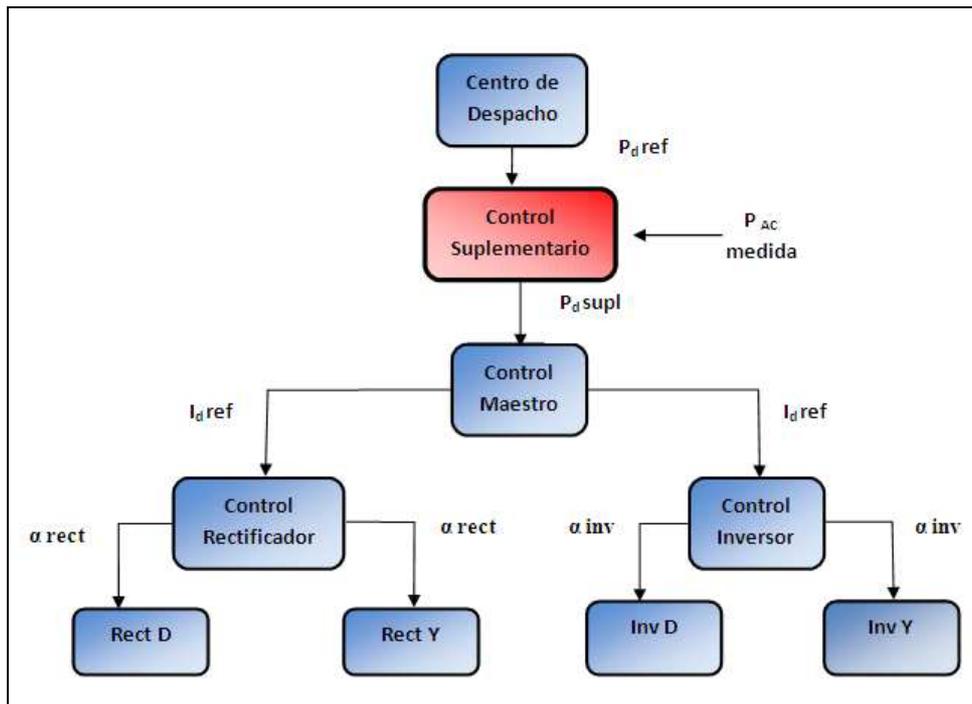


Figura 4. 1: Ubicación del control suplementario.

4.3 Módulo de control suplementario

Existen diversas formas de abordar el problema de la mitigación de las oscilaciones electromecánicas. Una señal de entrada comúnmente utilizada para el bloque de control por modulación de potencia es la frecuencia de una de las barras AC de los extremos del enlace o bien su diferencia de frecuencias [5].

Otra señal propuesta, y que será la utilizada en esta tesis para amortiguar el modo interárea, es la señal de potencia oscilatoria proveniente de una línea de transmisión cercana a una de las barras AC del extremo receptor. Todas estas alternativas han mostrado buenos resultados al momento de amortiguar oscilaciones cercanas a los 0.5 [Hz] [18], [24].

4.3.1 Diseño escogido para la implementación

Para lograr un diseño acabado de los controladores, es necesario conocer con cierta precisión la función de transferencia que caracteriza a la planta. Esto reviste una tarea intrincada y muchas veces suele realizarse sólo para un esquema muy reducido de la red de estudio [30].

El diseño del controlador impone satisfacer las condiciones de magnitud y ángulo cuando se evalúan los polos dominantes de la función de transferencia en lazo abierto en la ecuación analítica del controlador. En particular, el sistema en lazo abierto no satisface de manera natural la condición angular, por lo cual se requiere agregar bloques de adelanto o atraso de fase, según lo amerite el caso. La función principal de estos bloques es entonces compensar la función de transferencia de lazo abierto con el objeto de que, al agregar el controlador de modulación de potencia, se satisfagan las condiciones de estabilidad. La condición de magnitud fijará la ganancia del lazo de control suplementario [6].

En el presente trabajo, se utilizará la modulación de la potencia del enlace HVDC, debido a los numerosos estudios que han reportado la efectividad de este método y su utilidad en la tarea de lograr una tasa de amortiguamiento adecuada para el modo interárea, según lo documentado en [18] y [19].

Se utilizarán entonces compensadores de adelanto de fase típicos dados en la literatura [4], [5] y [15], cuya expresión se encuentra dada por 4.1:

$$H(s) = \left[\frac{1 + a_i \tau_i s}{1 + \tau_i s} \right]^n \quad (4.1)$$

Donde

τ_i : Constante de tiempo.

n : Exponente que varía típicamente entre 2 y 4.

Suele ser común además agregar a la función de transferencia anterior un filtro denominado *washout*, cuya constante de tiempo T puede adquirir en general valores entre 5 y 10, con lo cual la nueva función de transferencia adopta la forma siguiente:

$$H(s) = k \cdot \frac{sT}{1+sT} \cdot \left[\frac{1+a_i\tau_i s}{1+\tau_i s} \right]^n \quad (4.2)$$

Por lo tanto, la función de transferencia para el lazo de control suplementario, considerando $T=10$ para el bloque *washout*, queda expresado por:

$$H(s) = k \cdot \frac{sT}{1+sT} \cdot \left[\frac{1+a_i\tau_i s}{1+\tau_i s} \right]^n = 0.25 \cdot \frac{s}{s+0.1} \cdot \left[\frac{1+0.57s}{1+0.28s} \right]^4 \quad (4.3)$$

4.3.2 Funcionamiento del bloque suplementario

Es posible utilizar la respuesta rápida otorgada por las estaciones conversoras del sistema HVDC, para introducir mejoras en el comportamiento dinámico del extremo AC receptor, proporcionando una amortiguación adecuada de los modos interárea.

El módulo de control suplementario tiene por objeto producir una señal de salida aproximadamente en contrafase con la señal de entrada, correspondiente a la potencia oscilatoria por una línea, obteniendo de esta forma la mitigación del modo interárea. La salida de este módulo se conecta al Control Maestro. El diagrama de bloques del control maestro y el control suplementario se presentan en las figuras 4.2 y 4.3, respectivamente.

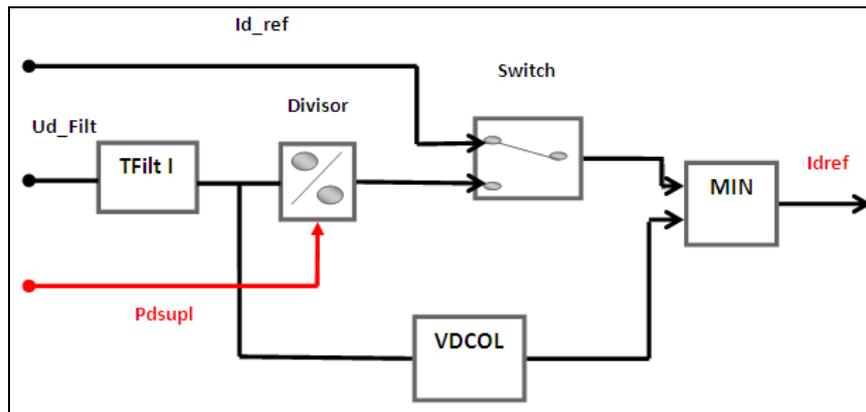


Figura 4. 2: Control Maestro.

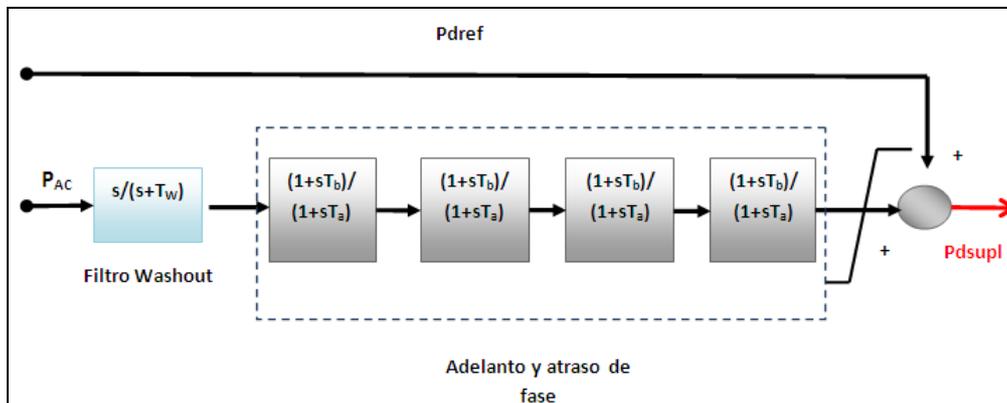


Figura 4. 3: Control suplementario.

En condiciones normales de operación, en el control maestro del enlace, la potencia DC permanece constante debido a la acción del control CC del rectificador y el control CEA del inversor. Esta potencia DC será utilizada como variable de control para la planta (sistema AC ubicado en el extremo receptor del inversor). De esta forma, el control suplementario actuará sobre el setpoint de potencia DC, modulándola de acuerdo a las características de oscilación impuestas por los diversos tipos de contingencias.

Mientras el sistema AC receptor permanece en régimen permanente, el control suplementario permanece desactivado, puesto que el switch del control maestro está considerando la señal de corriente del rectificador, como se muestra en la figura 4.2, por lo que se encuentra operando en el modo de control CC.

Cuando acontece una falla en alguna línea de transmisión, la potencia DC puede ser cambiada rápidamente para lograr el efecto mitigador de la oscilación. Cuando ocurre la perturbación, el switch del control maestro adoptará la posición en que se considere ahora la señal de potencia DC entregada por la salida del control suplementario y comenzará la modulación de la potencia DC. En ese instante, se mide en primer lugar la potencia activa AC oscilatoria, señal que será utilizada como variable de entrada al bloque de control suplementario. Luego, se minimiza la componente DC de esta señal en el filtro “washout”. El filtro “washout” corresponde a un filtro pasa-altos y tiene como misión eliminar la componente DC de la señal oscilatoria o reducir su valor; tiene normalmente una constante de tiempo grande, en general del orden de los 10 segundos. Posteriormente, se transfiere a una sucesión de bloques de compensación de adelanto o atraso de fase, con lo cual se satisfacen las condiciones angulares impuestas por el diseño para lograr la estabilidad deseada. Después, esta señal es llevada a un limitador, el cual dará el espectro de la banda de modulación. Finalmente, esta señal es sumada a la potencia de orden establecida para el enlace HVDC, resultando a la salida del bloque una señal de potencia modulada, aproximadamente en contrafase con la señal oscilatoria de entrada, que será conectada con el control maestro del enlace. De esta forma, es posible disminuir la amplitud de la oscilación de potencia activa, reduciendo paulatinamente su efecto en el sistema. Una vez que el sistema AC ha recuperado su estado de equilibrio inicial, el control suplementario dejará de actuar, siendo nuevamente el control maestro el encargado de generar la señal de corriente de orden para el control del rectificador e inversor.

Capítulo 5

Casos de estudio

5.1 Caso de estudio P. Kundur

5.1.1 Descripción del problema

El presente caso de estudio está compuesto por un sistema simétrico, particularmente útil, que será el primer paso para visualizar la forma en que se presentan las oscilaciones electromecánicas, indagando sobre sus características esenciales.

El sistema consiste de un enlace HVDC en paralelo con líneas de transmisión AC. El sistema de transmisión DC se representa mediante una configuración monopolar de 200 [MW], con convertidores de 12 pulsos, con una tensión nominal de 56 [kVdc] y una corriente nominal de 3,6 [kA]. Los valores de los parámetros de los elementos AC que componen el circuito están dados en el anexo B, tabla B.1, mientras que los de los parámetros DC del enlace están detallados en la tabla B.2 del mismo apartado.

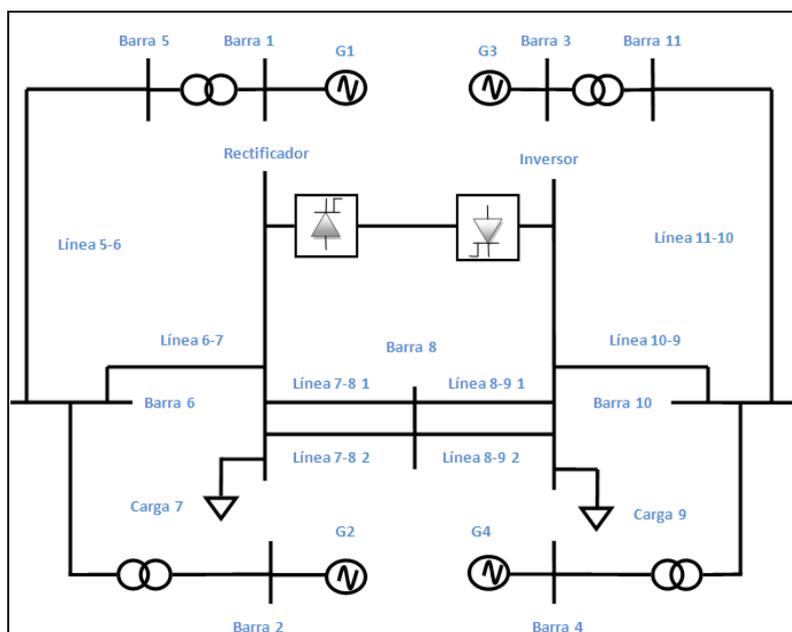


Figura 5. 1: Diagrama unilineal caso P. Kundur.

Considerando lo anterior, se implementa el circuito en la plataforma DigSilent Power Factory, según lo indica la figura 5.1. Los generadores G1 y G2 pertenecen al área 1, mientras que los generadores G3 y G4, al área 2.

En [17] se analizó la influencia de los excitadores de las máquinas síncronas en el modo interárea, llegándose a la conclusión de que este modo queda mejor amortiguado con excitadores controlados manualmente, en vez de controles de excitación rápidos, los cuales disminuye la tasa de amortiguamiento o bien proveen de amortiguamiento negativo. Por esta razón, no se incluye en los controles de máquinas los excitadores rápidos ni los PSS, siendo este último más efectivo en el amortiguamiento de los modos locales de oscilación.

Se procede inicialmente a realizar el análisis modal del problema y luego se verifica si el sistema recuperará su estado de equilibrio inicial, después de ocurrida una perturbación severa, tal como una falla trifásica en líneas de transmisión. Estas simulaciones muestran el comportamiento físico de las oscilaciones, ayudando a estudiar sus patrones de oscilación. Es común en este análisis realizar simulaciones de 30 [s] después de ocurrida la falla.

Tanto el análisis de señal pequeña como el de estabilidad transitoria son utilizados de manera complementaria, para revisar el impacto que tienen estas oscilaciones en el sistema, siendo de particular interés el modo interárea, puesto que en [5] se hace alusión a que éste no está bien amortiguado.

5.1.2 Análisis modal en Digsilent Power Factory

El análisis de estabilidad de señal pequeña, empleando técnicas de análisis modal, es la forma más apropiada para determinar la naturaleza de las oscilaciones interárea en los sistemas de potencia [17].

Con la finalidad de realizar un análisis cuantitativo de lo que sucede con los modos electromecánicos de oscilación, se utiliza la opción “*Modal Analysis*” disponible en DigSilent obteniendo con ello información valiosa acerca del comportamiento del sistema. Esta plataforma ofrece variadas representaciones del análisis modal, tales como gráficos de valores propios en el plano complejo, diagramas fasoriales y

diagrama de participaciones. De estas opciones, se utilizarán sólo los diagramas de participaciones dados por Power Factory, puesto que ejemplifican de un modo más claro lo que acontece cuando se manifiesta un determinado modo de oscilación.

5.1.3 Caso sin control suplementario

Para comenzar se realiza un análisis del enlace HVDC solamente conformado por sus controles básicos, para determinar la respuesta natural del sistema ante ciertas perturbaciones y fallas.

Para lograr lo anterior, DigSilent realiza la linealización del modelo del SEP en torno a un punto de operación, representado por una condición de estado estable en la operación del sistema, dado por el resultado del flujo de potencia. Como resultado, el software calcula la matriz de estados del sistema, con la cual es posible obtener posteriormente los valores propios que caracterizan sus modos naturales de oscilación. Se obtienen así 34 valores propios asociados a la red, siendo sólo 4 pares de ellos representantes de modos oscilatorios, es decir, aquellos que poseen parte imaginaria distinta de cero. Por excederse del dominio de la frecuencia relevante para este trabajo, los valores propios 8 y 9 no serán considerados. La figura 5.2 presenta los valores propios obtenidos en el lazo sin compensar.

	Name	Grid	Obj...	Real part 1/s	Imaginary part rad/s	Magnitude 1/s	Angle deg	Damped Frequency Hz	Period s	Damping 1/s	Damping Ratio	Damping Time Co... s	Ratio A1/A2
▶ +	Mode 00001			-833.3333	0.	833.3333	180.	0.	0.	833.3333	1.	0.0012	0.
+ -	Mode 00002			0.	0.	0.	0.	0.	0.	-0.	0.	0.	0.
+ -	Mode 00003			0.	0.	0.	0.	0.	0.	-0.	0.	0.	0.
+ -	Mode 00004			-31.03806	0.	31.03806	180.	0.	0.	31.03806	1.	0.0322185	0.
+ -	Mode 00005			-31.22342	0.	31.22342	180.	0.	0.	31.22342	1.	0.03202725	0.
+ -	Mode 00006			-28.89651	0.	28.89651	180.	0.	0.	28.89651	1.	0.03460626	0.
+ -	Mode 00007			-28.16693	0.	28.16693	180.	0.	0.	28.16693	1.	0.03550263	0.
+ -	Mode 00008			-4.83754	29.10937	29.5086	99.43547	4.6329	0.2158475	4.83754	0.1639366	0.2067166	2.841043
+ -	Mode 00009			-4.83754	-29.10937	29.5086	-99.43547	4.6329	0.2158475	4.83754	0.1639366	0.2067166	2.841043
+ -	Mode 00010			-0.9919587	11.96822	12.00926	94.738	1.904802	0.524989	0.9919587	0.08259948	1.008106	1.683319
+ -	Mode 00011			-0.9919587	-11.96822	12.00926	-94.738	1.904802	0.524989	0.9919587	0.08259948	1.008106	1.683319
+ -	Mode 00012			-15.40987	0.	15.40987	180.	0.	0.	15.40987	1.	0.06489348	0.
+ -	Mode 00013			-15.04597	0.	15.04597	180.	0.	0.	15.04597	1.	0.06646299	0.
+ -	Mode 00014			-11.68908	0.	11.68908	180.	0.	0.	11.68908	1.	0.08554991	0.
+ -	Mode 00015			-10.81573	0.	10.81573	180.	0.	0.	10.81573	1.	0.09245797	0.
+ -	Mode 00016			-0.65552	7.958191	7.985143	94.70885	1.266585	0.7895243	0.65552	0.08209246	1.525506	1.67791
+ -	Mode 00017			-0.65552	-7.958191	7.985143	-94.70885	1.266585	0.7895243	0.65552	0.08209246	1.525506	1.67791
+ -	Mode 00018			-0.05938106	4.936309	4.936666	90.6892	0.785638	1.272851	0.05938106	0.01202858	16.84039	1.078513
+ -	Mode 00019			-0.05938106	-4.936309	4.936666	-90.6892	0.785638	1.272851	0.05938106	0.01202858	16.84039	1.078513
+ -	Mode 00020			-1.808401	0.	1.808401	180.	0.	0.	1.808401	1.	0.5529746	0.
+ -	Mode 00021			-1.775961	0.	1.775961	180.	0.	0.	1.775961	1.	0.5630755	0.
+ -	Mode 00022			-1.38067	0.	1.38067	180.	0.	0.	1.38067	1.	0.724286	0.
+ -	Mode 00023			-1.026688	0.	1.026688	180.	0.	0.	1.026688	1.	0.9740062	0.
+ -	Mode 00024			-0.2366494	0.	0.2366494	180.	0.	0.	0.2366494	1.	4.225661	0.
+ -	Mode 00025			-0.03327116	0.	0.03327116	180.	0.	0.	0.03327116	1.	30.05606	0.
+ -	Mode 00026			-0.03104867	0.	0.03104867	180.	0.	0.	0.03104867	1.	32.2075	0.
+ -	Mode 00027			-0.00016386	0.	0.00016386	180.	0.	0.	0.00016386	1.	6102.951	0.
+ -	Mode 00028			-0.01459244	0.	0.01459244	180.	0.	0.	0.01459244	1.	68.52863	0.
+ -	Mode 00029			-0.9721764	0.	0.9721764	180.	0.	0.	0.9721764	1.	1.02862	0.
+ -	Mode 00030			-0.01010393	0.	0.01010393	180.	0.	0.	0.01010393	1.	98.97138	0.
+ -	Mode 00031			50.	0.	50.	180.	0.	0.	50.	1.	0.02	0.
+ -	Mode 00032			-833.3333	0.	833.3333	180.	0.	0.	833.3333	1.	0.0012	0.
+ -	Mode 00033			0.	0.	0.	0.	0.	0.	-0.	0.	0.	0.
+ -	Mode 00034			0.	0.	0.	0.	0.	0.	-0.	0.	0.	0.

Figura 5. 2: Modos de oscilación caso sin Control Suplementario.

Existen 3 modos de oscilación, de los cuales 2 corresponden a modos locales y el modo restante corresponde a un modo inter-área, como se refleja en las frecuencias de los valores propios complejos conjugados mostrados en las tablas 5.1 y 5.2. Es importante mencionar que un par complejo conjugado de valores propios representa el mismo modo de oscilación, por cuanto se considera solamente uno de ellos.

Modos locales	Real	Imaginario	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
Modo 10	-0.9919	11.9682	1.9048	0.0825
Modo 16	-0.6555	7.9581	1.2665	0.0820

Tabla 5. 1: Modos locales lazo sin compensar.

Modo interárea	Real	Imaginario	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
Modo 18	-0.0593	4.9363	0.7856	0.0120

Tabla 5. 2: Modo inter-área lazo sin compensar.

De la tabla 5.2, se infiere que la tasa de amortiguamiento del modo de oscilación lento interárea es positiva, pero insuficiente.

5.1.4 Caso con control suplementario

Se incorpora el bloque de control suplementario al esquema de control básico. El resultado de aquello se aprecia en la figura 5.3.

Name	Grid	D...	Real part 1/s	Imaginary part rad/s	Magnitude 1/s	Angle deg	Damped Frequency Hz	Period s	Damping 1/s	Damping Ratio	Damping Time Co... s	Ratio A1/A2
Mode 00001		0.00	-833.3333	0.	833.3333	180.	0.	0.	833.3333	1.	0.0012	0.
Mode 00002		0.00	0.	0.	0.	0.	0.	0.	-0.	0.	0.	0.
Mode 00003		0.00	0.	0.	0.	0.	0.	0.	-0.	0.	0.	0.
Mode 00004		0.00	-56.56121	0.	56.56121	180.	0.	0.	56.56121	1.	0.01767996	0.
Mode 00005		0.00	-57.17582	0.	57.17582	180.	0.	0.	57.17582	1.	0.01748991	0.
Mode 00006		0.00	-50.43761	0.	50.43761	180.	0.	0.	50.43761	1.	0.01982647	0.
Mode 00007		0.00	-50.99501	0.	50.99501	180.	0.	0.	50.99501	1.	0.01960976	0.
Mode 00008		0.00	-38.37502	0.	38.37502	180.	0.	0.	38.37502	1.	0.02605862	0.
Mode 00009		0.00	-37.04354	0.	37.04354	180.	0.	0.	37.04354	1.	0.02699526	0.
Mode 00010		0.00	-31.10426	0.	31.10426	180.	0.	0.	31.10426	1.	0.03214994	0.
Mode 00011		0.00	-29.72136	0.	29.72136	180.	0.	0.	29.72136	1.	0.03364583	0.
Mode 00012		0.00	-4.837616	29.10959	29.50883	99.43954	4.632935	0.2159459	4.837616	0.1639379	0.2067134	2.841066
Mode 00013		0.00	-4.837616	-29.10959	29.50883	-99.43954	4.632935	0.2159459	4.837616	0.1639379	0.2067134	2.841066
Mode 00014		0.00	-1.335698	11.29085	11.36959	96.74669	1.796995	0.5564845	1.335698	0.1174799	0.7486721	2.102854
Mode 00015		0.00	-1.335698	-11.29085	11.36959	-96.74669	1.796995	0.5564845	1.335698	0.1174799	0.7486721	2.102854
Mode 00016		0.00	-0.8386522	7.494158	7.540937	96.38526	1.192732	0.8384111	0.8386522	0.1112133	1.192389	2.020076
Mode 00017		0.00	-0.8386522	-7.494158	7.540937	-96.38526	1.192732	0.8384111	0.8386522	0.1112133	1.192389	2.020076
Mode 00018		0.00	-0.2304031	4.900861	4.906274	92.69165	0.7799963	1.282057	0.2304031	0.04696091	4.340219	1.34365
Mode 00019		0.00	-0.2304031	-4.900861	4.906274	-92.69165	0.7799963	1.282057	0.2304031	0.04696091	4.340219	1.34365
Mode 00020		0.00	-7.146378	0.	7.146378	180.	0.	0.	7.146378	1.	0.139931	0.
Mode 00021		0.00	-7.217899	0.	7.217899	180.	0.	0.	7.217899	1.	0.1385445	0.
Mode 00022		0.00	-6.322561	0.	6.322561	180.	0.	0.	6.322561	1.	0.1581638	0.
Mode 00023		0.00	-6.558485	0.	6.558485	180.	0.	0.	6.558485	1.	0.1520472	0.
Mode 00024		0.00	-0.0964856	0.	0.0964856	180.	0.	0.	0.0964856	1.	10.36424	0.
Mode 00025		0.00	-0.3519595	0.	0.3519595	180.	0.	0.	0.3519595	1.	2.841236	0.
Mode 00026		0.00	-0.3111116	0.	0.3111116	180.	0.	0.	0.3111116	1.	3.214281	0.
Mode 00027		0.00	-1.161333	0.	1.161333	180.	0.	0.	1.161333	1.	0.8610796	0.
Mode 00028		0.00	-0.8345328	0.	0.8345328	180.	0.	0.	0.8345328	1.	1.198275	0.
Mode 00029		0.00	-0.01010393	0.	0.01010393	180.	0.	0.	0.01010393	1.	98.97143	0.
Mode 00030		0.00	-0.9722237	0.	0.9722237	180.	0.	0.	0.9722237	1.	1.02857	0.
Mode 00031		0.00	-50.	0.	50.	180.	0.	0.	50.	1.	0.02	0.
Mode 00032		0.00	-833.3333	0.	833.3333	180.	0.	0.	833.3333	1.	0.0012	0.
Mode 00033		0.00	0.	0.	0.	0.	0.	0.	-0.	0.	0.	0.
Mode 00034		0.00	0.	0.	0.	0.	0.	0.	-0.	0.	0.	0.
Mode 00035		0.00	-0.1	0.	0.1	180.	0.	0.	0.1	1.	10.	0.
Mode 00036		0.00	-3.584229	0.	3.584229	180.	0.	0.	3.584229	1.	0.279	0.
Mode 00037		0.00	-3.584229	0.	3.584229	180.	0.	0.	3.584229	1.	0.279	0.
Mode 00038		0.00	-3.584229	0.	3.584229	180.	0.	0.	3.584229	1.	0.279	0.
Mode 00039		0.00	-3.584229	0.	3.584229	180.	0.	0.	3.584229	1.	0.279	0.

Figura 5. 3: Modos de oscilación caso con control Suplementario.

Aparecen ahora 5 modos adicionales no oscilatorios, con parte imaginaria nula, debido a las nuevas variables de estado introducidas por el lazo de control adicional.

Los modos a considerar en este caso para el análisis (modos electromecánicos caracterizados por los ángulos de rotores o las velocidades de las máquinas) presentan ahora un nuevo comportamiento, dado según las tablas 5.3 y 5.4.

Modos locales	Real	Imaginario	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
Modo 14	-1.3356	11.2908	1.7969	0.1174
Modo 16	-0.8386	7.4941	1.1927	0.1112

Tabla 5. 3: Modos locales con bloque suplementario.

Modos interárea	Real	Imaginario	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
Modo 18	-0.2304	4.9008	0.7799	0.051

Tabla 5. 4: Modo inter-área con bloque suplementario.

Como se aprecia de la tabla 5.4, la parte real del modo asociado se mantiene negativo, pero con una magnitud mayor que la situación sin compensar, lo que implica que el nuevo valor propio está situado más a la izquierda del semiplano complejo, lo que significa que existe ahora una mayor estabilidad del modo interárea. Lo anterior se ve reflejado también en el aumento de la tasa de amortiguamiento a un 5,1%, valor que se encuentra dentro de los rangos aceptables para la mitigación de este tipo de oscilación, según la literatura especializada [5]. La frecuencia característica de este modo prácticamente no varía, por lo que sigue representando la oscilación lenta del tipo interárea.

Como se explicó en otra oportunidad, es posible mostrar la situación anterior de forma más clara mediante los diagramas de participación de los generadores involucrados.

5.1.5 Diagrama de participaciones de los generadores

El uso de los diagramas de participación de los generadores constituye una herramienta útil para determinar la forma en que estos influyen en un determinado modo. El proceso descrito anteriormente es posible realizarlo con la opción “*Mode Bar Plot*” de DigSilent Power Factory.

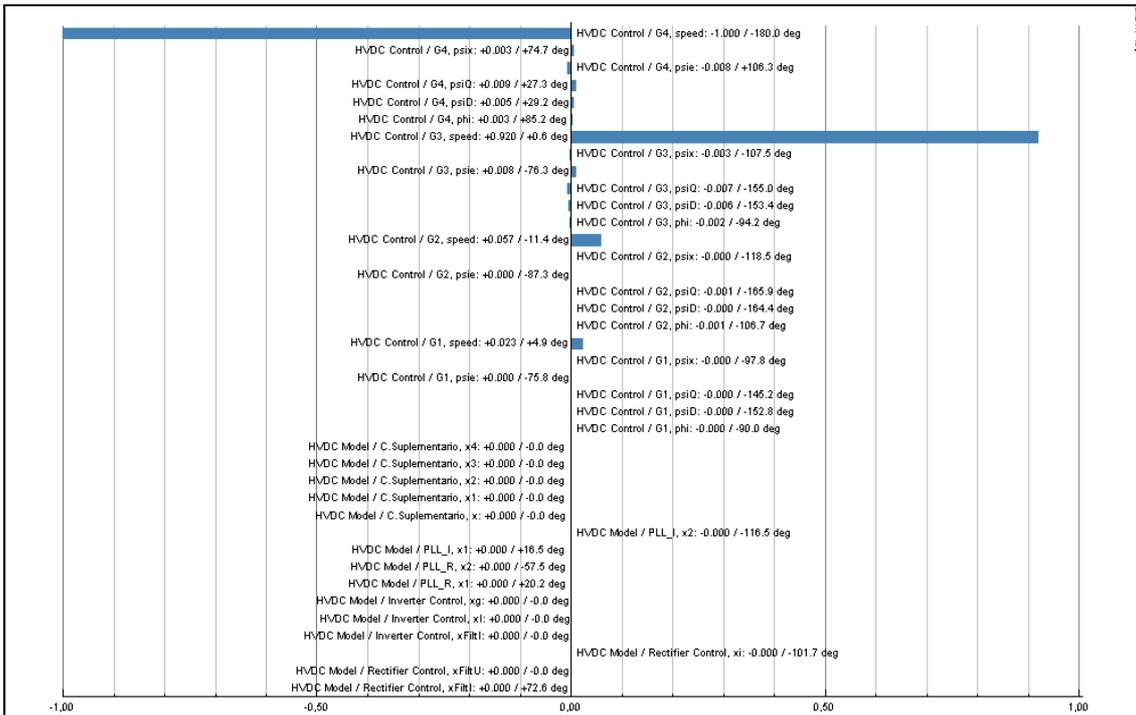


Figura 5. 4: Diagrama de participaciones modo local 14.

Se desprende de la figura 5.4 que el modo asociado con el valor propio 14 corresponde a una oscilación de tipo local, donde el generador 4 oscila en contra del generador 3, ambos correspondientes a la misma área. Presentan una participación similar en este modo, influenciados por su variable de estado velocidad, como lo muestra la tabla 5.5.

Nombre	Variable de estado	Participación
G4	Velocidad	-1 < -180°
G3	Velocidad	0.92 < 0.6°

Tabla 5. 5: Participación de máquinas en modo local 14.

Por otra parte, el modo 16 corresponde también a un modo local intermáquinas, en el cual según se aprecia del diagrama de participaciones de la figura 5.5, el generador 2 oscila contra el generador 1. Se observa también que en este modo participan las máquinas G3 y G4, sin embargo sus contribuciones resultan despreciables para este

modo de oscilación. La participación de cada central y su variable de estado involucrada están indicadas en la tabla 5.6.

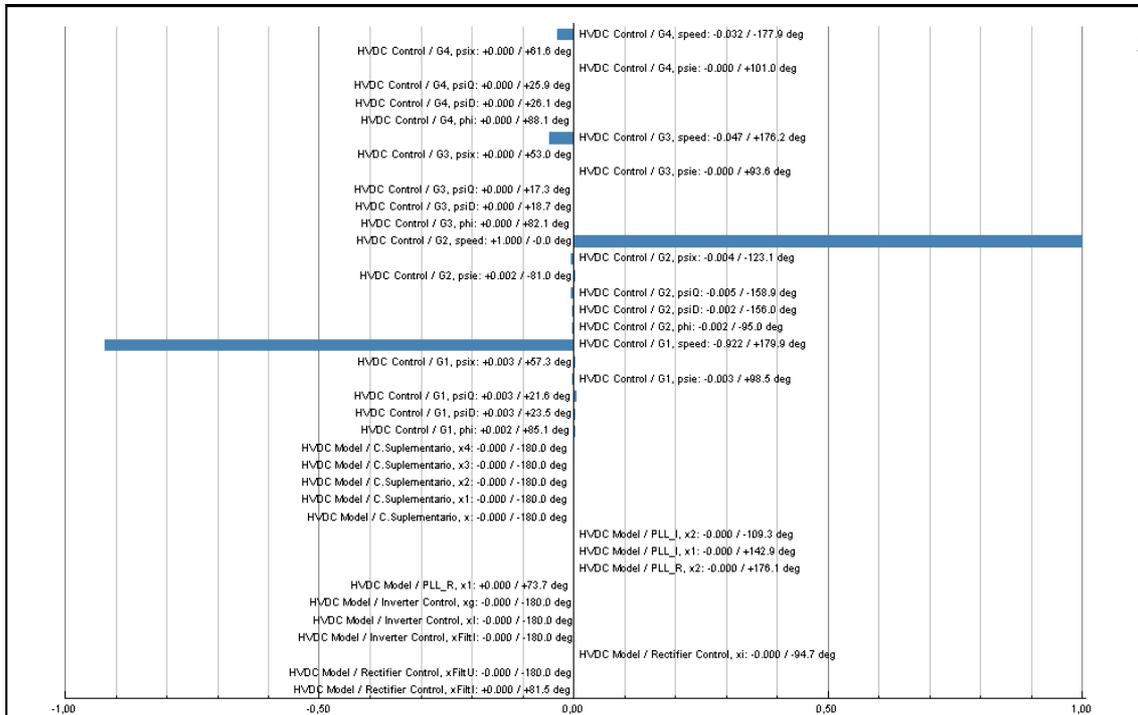


Figura 5. 5: Diagrama de participaciones modo local 16.

Nombre	Variable de estado	Participación
G1	Velocidad	-0.922 < -179.9°
G2	Velocidad	1 < 0°
G3	Velocidad	-0.047 < 176.2°
G4	Velocidad	-0.032 < -177.9°

Tabla 5. 6: Participación de máquinas en modo local 16.

Finalmente, se observa de la figura 5.6 la presencia del modo de oscilación del tipo interárea dado por el valor propio 18, en donde las máquinas del área 1 (G1 y G2) oscilan en contra de las máquinas presentes en el área 2 (G3 y G4).

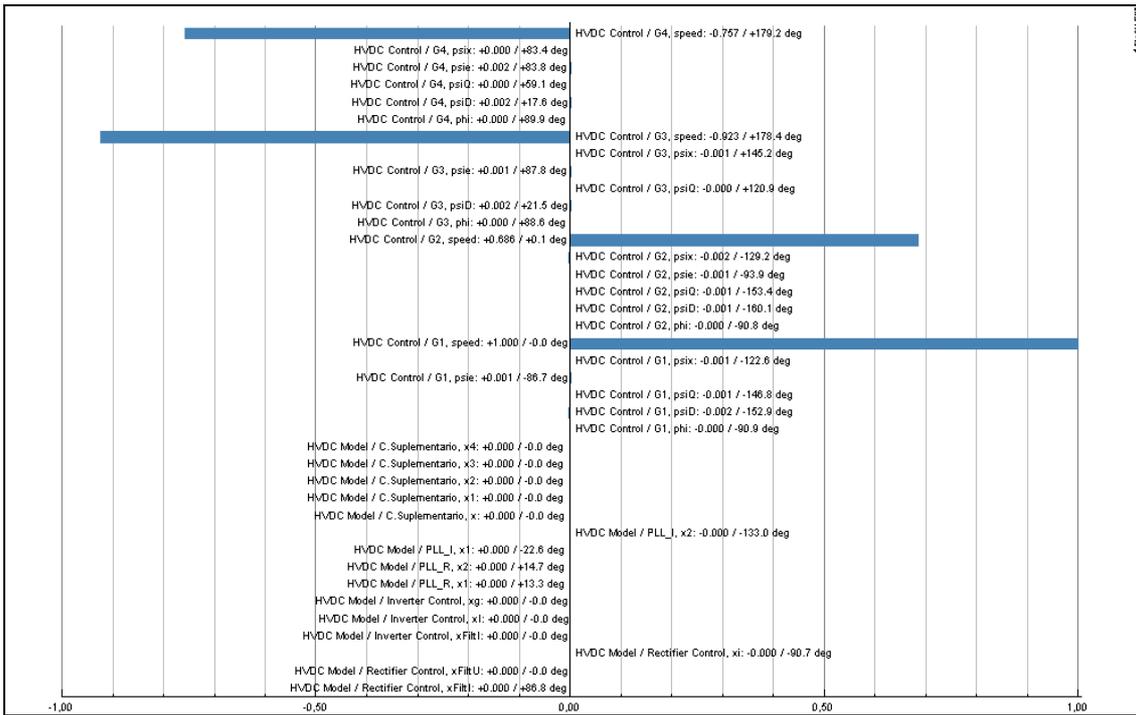


Figura 5. 6: Diagrama de participaciones modo interárea 18.

Los factores de participación del modo interárea se detallan en la tabla 5.7, en donde es posible apreciar que dentro del área 1, es G1 quien presenta la magnitud más elevada de participación, mientras que en el área 2 es el generador G3 el que tiene mayor preponderancia.

Nombre	Variable de estado	Participación
G1	Velocidad	$1 < 0^\circ$
G2	Velocidad	$0.686 < 0.1^\circ$
G3	Velocidad	$-0.923 < 178.4^\circ$
G4	Velocidad	$-0.757 < -179.2^\circ$

Tabla 5. 7: Participación de las máquinas en el modo interárea 18.

5.1.6 Análisis de fallas

La señal utilizada como entrada al control suplementario es la potencia AC que circula por las líneas adyacentes al punto de falla. Se sitúa para este propósito un medidor de potencia en la barra 8, en el cubículo 1, el cual hace referencia a la línea 7-8 1.

El objetivo, como se mencionó anteriormente, consistirá en construir un esquema de control suplementario para amortiguar oscilaciones electromecánicas del tipo inter-área, basándose en la modulación de la potencia. Para lograr aquello, en primer lugar se mide la potencia oscilatoria resultante en la línea 7-8 1 después de una falla. Luego, esta señal es utilizada como entrada para el bloque de control suplementario. De esta forma, el bloque suplementario modula la señal de potencia, para posteriormente ser limitada y sumada a la potencia de referencia o setpoint. La señal de salida de este bloque finalmente se conecta al Control Maestro del enlace HVDC. Por último, es el Control Maestro el que entregará en su salida la corriente de orden que será enviada al control del polo rectificador e inversor.

5.1.6.1 *Falla trifásica en la línea 8-9 2*

Se aplica una falla trifásica con impedancia de falla nula en $t = 4$ [s] y una duración de 83 [ms] en la línea 8-9 2.

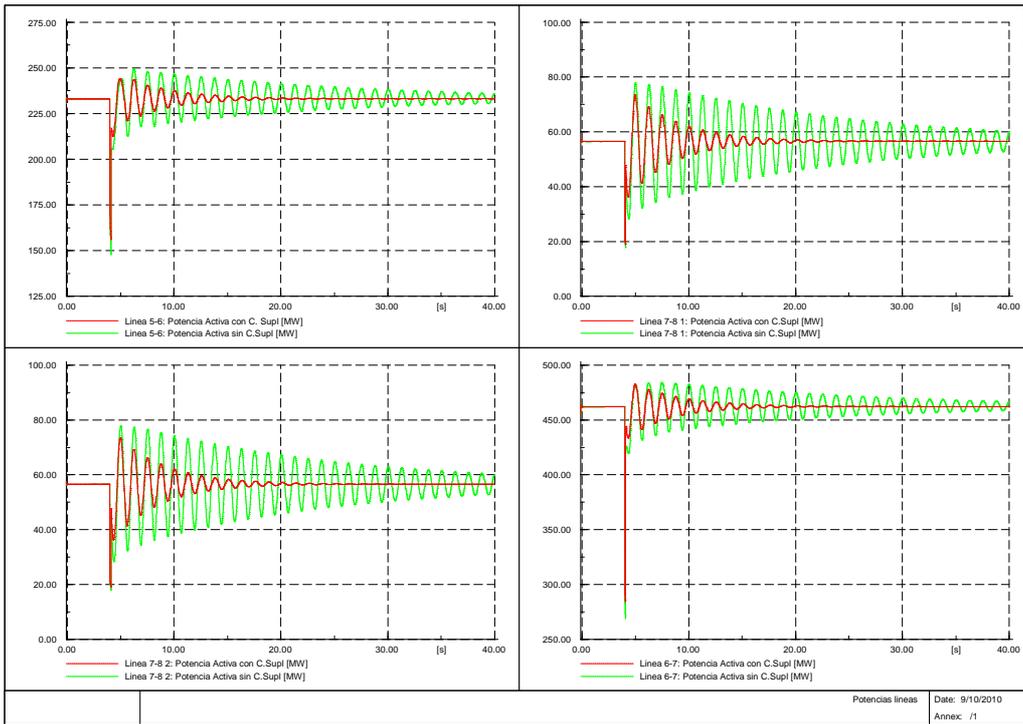


Figura 5. 7: Potencias activas por las líneas falla trifásica línea 8-9 2 (1).

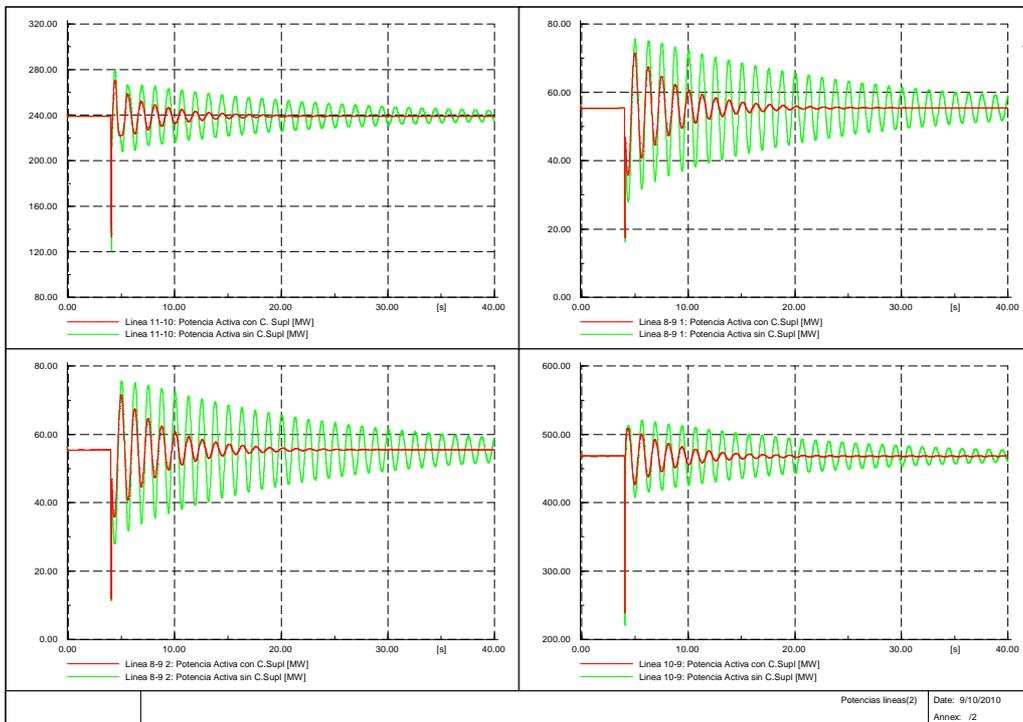


Figura 5. 8: Potencias activas por las líneas falla trifasica línea 8-9 2 (2).

Las figuras 5.7 y 5.8, correspondientes a las potencias activas que circulan por las líneas, muestran claramente el amortiguamiento logrado para el sistema. La situación sin control suplementario refleja que luego de ocurrida la falla, el sistema presenta un comportamiento oscilatorio, con poca amortiguación del modo, permaneciendo su inestabilidad por más de 40 [s], según se aprecia de 5.7 y 5.8. Debido a sus características, este comportamiento se puede asociar a un tipo de inestabilidad oscilatoria causada por un déficit de torque amortiguador. La frecuencia de la oscilación es aproximadamente de 0.58 [Hz], la que corresponde a una del tipo inter-área, en la cual generadores del área 1 oscilan en contra los del área 2.

Al aplicar el control suplementario es posible notar que el modo está ahora bien amortiguado y cumple de este modo el objetivo trazado.

Su efecto además incide sobre la velocidad de los rotores de las máquinas, según se indica en la figura 5.9, impulsándolos a retornar a su posición de equilibrio, sin salirse de paso. De no ocurrir lo anterior, se tornaría un peligro para la red, debido a que las máquinas no podrían girar a la velocidad que les permitiese generar tensiones a 50 [Hz], lo que podría ocasionar un desmembramiento del sistema, pérdida parcial o total de él o la operación de las protecciones.

Es posible notar, que deben transcurrir unos 10 segundos post falla para que el control establezca la normalidad de la potencia, siendo más rápida su recuperación en la velocidad del rotor, variable que se encuentra de forma más pronta sobre sus rangos permitidos (variación menor al 0,2%).

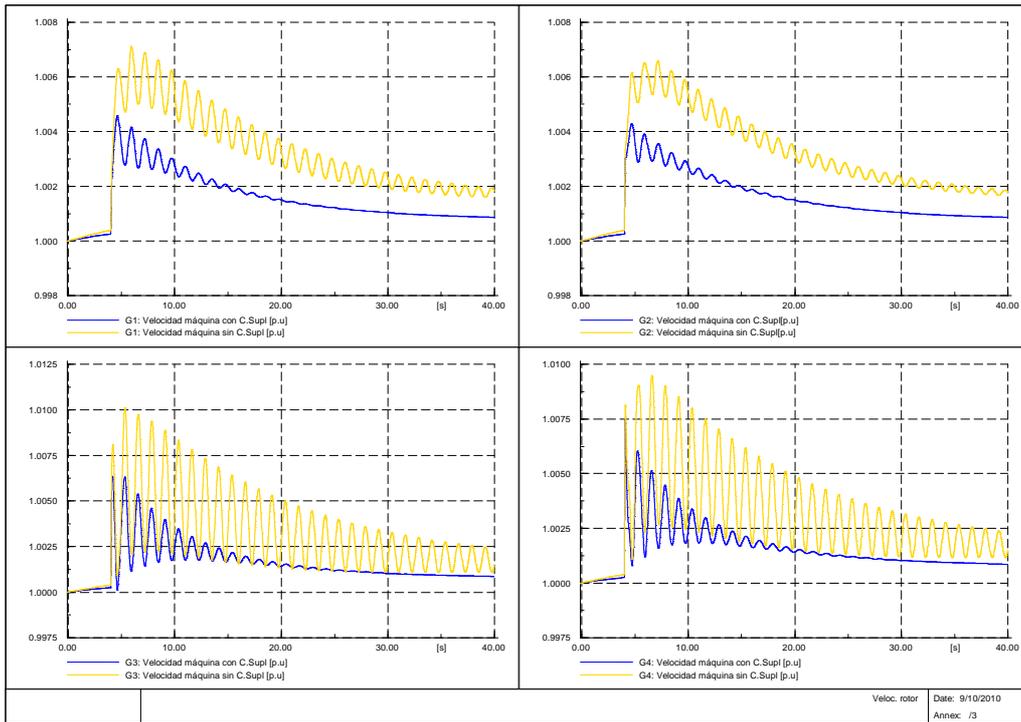


Figura 5. 9: Velocidad del rotor falla trifasica linea 8-9 2.

De lo mostrado en la figura 5.10, las tensiones en los bornes de los generadores presentan menor amplitud en la primera oscilación comparado con las potencias, siendo su caída más rápida y prontamente recupera su estado inicial de equilibrio.

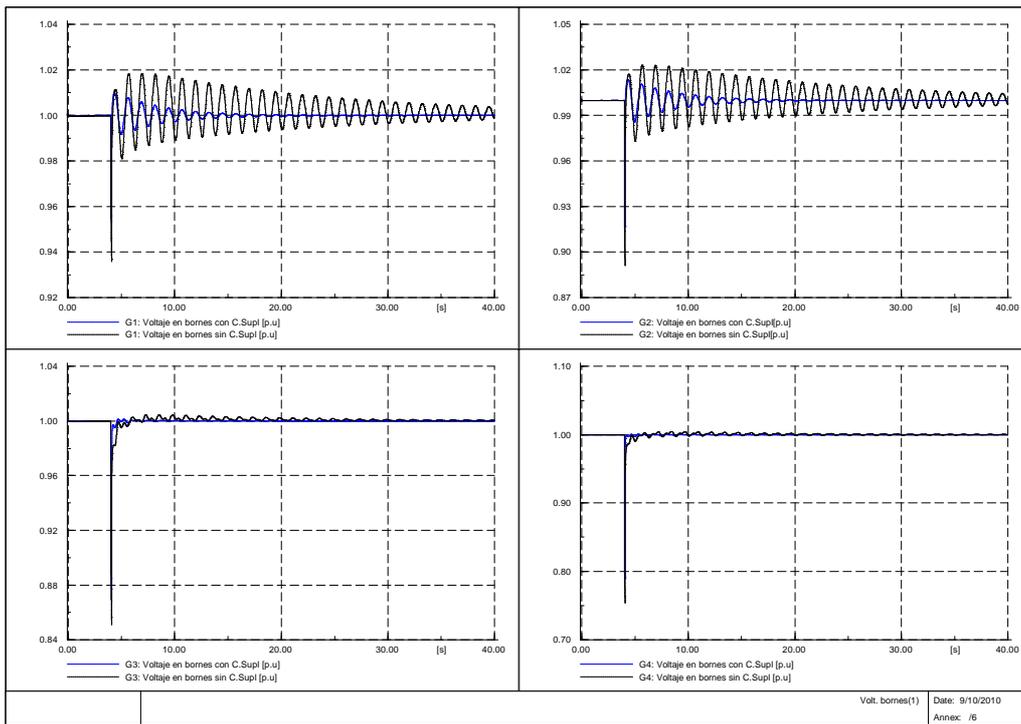


Figura 5. 10: Voltaje en bornes falla trifásica línea 8-9 2.

5.1.6.2 Falla trifásica en la barra Inversora

Se aplica una falla trifásica de 5 ciclos en la barra inversora del enlace HVDC, en $t = 4$ [s] y se despeja en $t = 4.1$ [s]. Este tipo de falla representa una gran exigencia para el sistema, en particular introduce un escenario particularmente difícil para los controladores del enlace, puesto que este tipo de contingencia tiene una probabilidad alta de ocasionar sucesivas fallas de conmutación [28]. Las figuras 5.11 y 5.12 muestran las potencias activas de las líneas de transmisión. A diferencia del caso anterior, en el transitorio se aprecia que el control suplementario produce que las oscilaciones de potencia tengan amplitudes un poco mayores que las producidas en la situación sin control suplementario. En la primera oscilación se observa que la potencia por las líneas en la situación que incorpora el bloque suplementario alcanza un promedio de 12.8 % de sobreoscilación comparada con la situación sin control suplementario, siendo el caso más crítico lo que sucede con las líneas 7-8 1 y 7-8 2, en cuyos casos asciende a un 24% la diferencia del peak de oscilación, inmediatamente después de ocurrida la falla en la barra Inversora. El efecto amortiguador del bloque suplementario comienza a ser tangible aproximadamente

luego de 7 segundos después de acontecida la falla, estabilizando de buena forma la oscilación de tipo interárea.

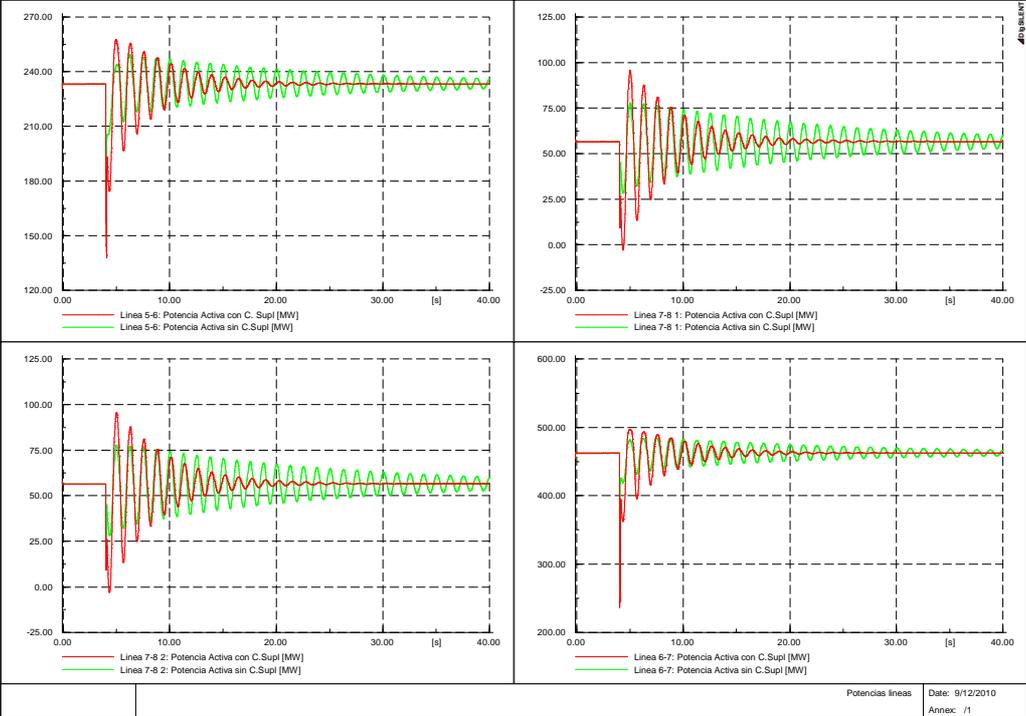


Figura 5. 11: Potencias por las líneas (1).

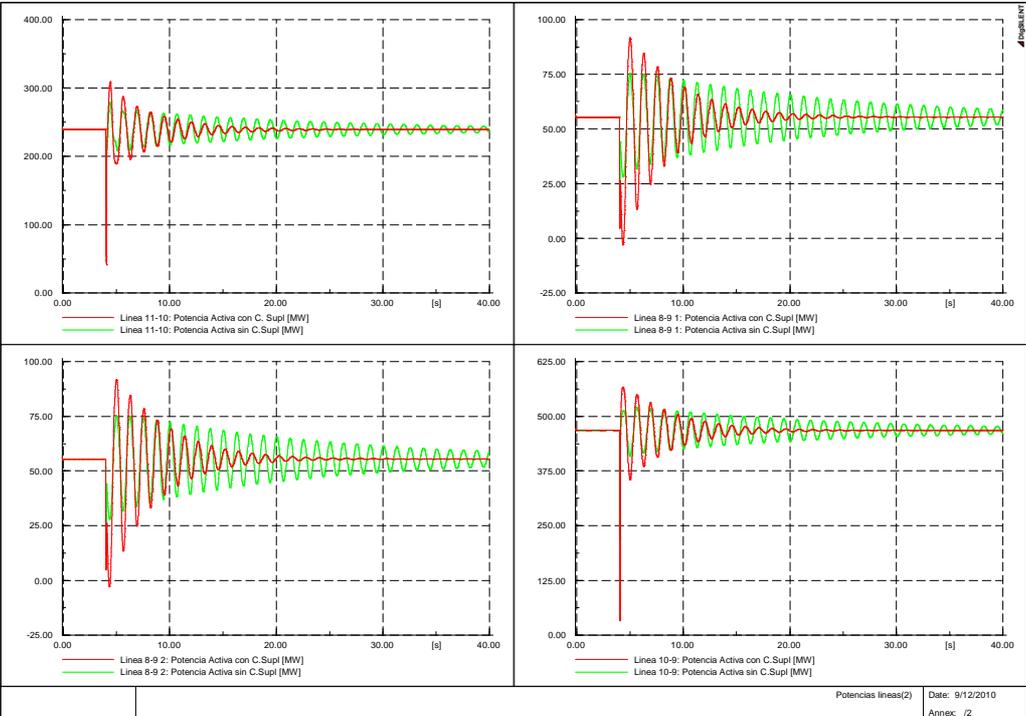


Figura 5. 12: Potencias por las líneas (2).

Las velocidades adquiridas por las máquinas después de esta falla, se indican en la figura 5.13. Es posible notar que el sistema compensado presenta una vibración de mayor amplitud en el transitorio, donde las máquinas aún no pierden sincronismo. Luego de este breve periodo, las velocidades mecánicas de los generadores recuperan su estado de equilibrio debido a la acción del control suplementario, tardando 10 segundos aproximadamente en retornar a sus valores iniciales, mientras que la situación sin control suplementario presenta oscilaciones remanentes, siendo los peaks más altos de velocidad presentados por las máquinas G3 y G4, cuya excursión alcanza a 1.016 p.u.

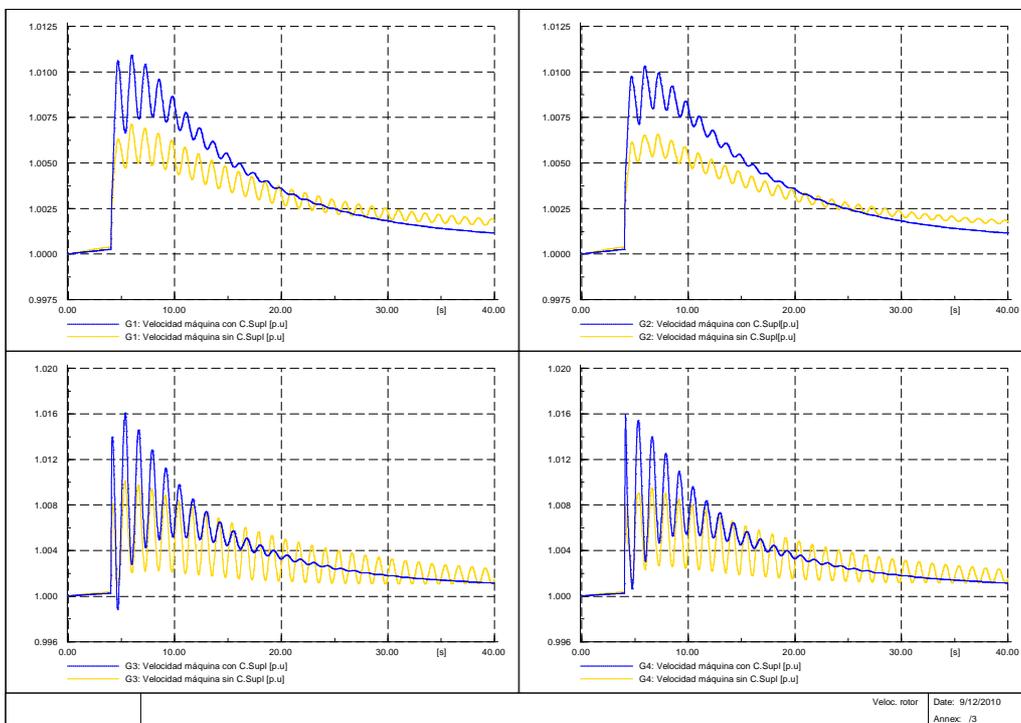


Figura 5. 13: Velocidad rotores.

De la figura 5.14, se puede verificar también que los voltajes en bornes de las máquinas G3 y G4 nos sufren modificaciones serias comparadas con su homólogo sin control suplementario, en tanto que G1 y G2 varían su tensión de manera similar, para luego amortiguarse luego de 7 segundos.

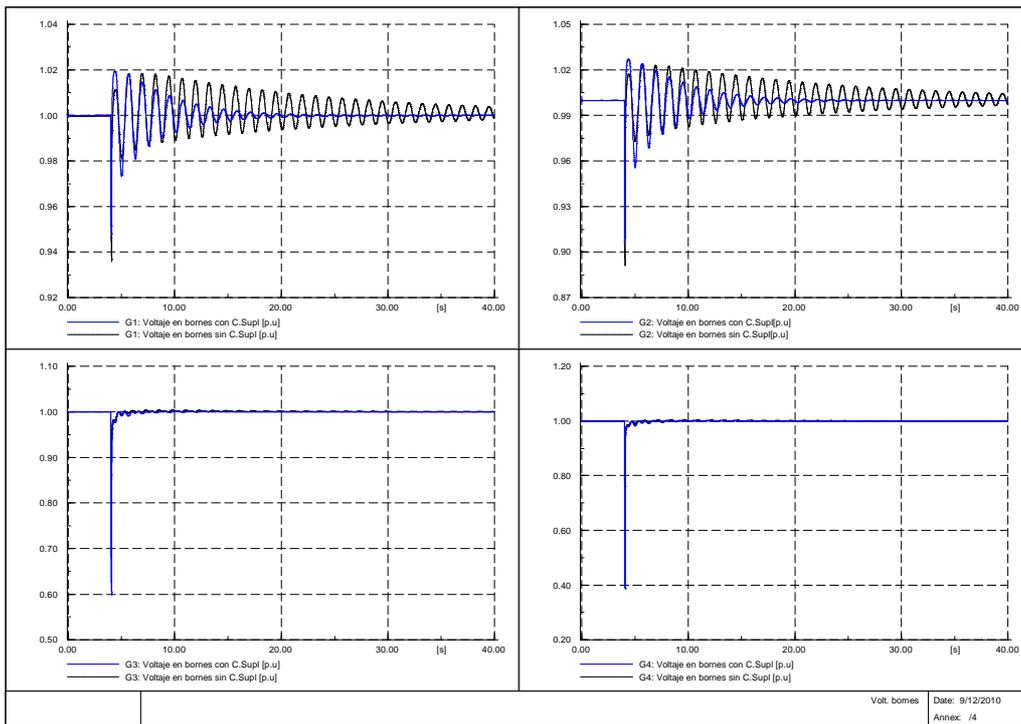


Figura 5. 14: Voltaje en bornes.

5.2 Caso SIC reducido con enlace HVDC monopolar

5.2.1 Descripción del problema

Con el objeto de llevar este estudio al contexto nacional ante la eventual implementación de un enlace HVDC en Chile, se realiza un equivalente reducido del Sistema Interconectado Central (SIC), incluyendo un enlace HVDC que transportará potencia eléctrica a consumos situados en el centro del país. El enlace de transmisión en corriente continua transportará 1000 [MW] con una tensión nominal de 500 [kVdc] y una longitud de 1000 [km]. Los datos del circuito utilizado se encuentran detallados en el Anexo C, sección C.2.

Los generadores sincrónicos son los elementos del SEP más relevantes en lo que se refiere a estudios de oscilaciones electromecánicas, debido a que cuando se producen perturbaciones se producen oscilaciones durante las cuales las máquinas intercambian energía entre sí. Estas consecuencias se deben a los modos o

respuestas naturales del sistema. Cuando se presentan estas situaciones, son los rotores de los generadores los que oscilan entre sí intercambiando energía cinética.

DigSilent Power Factory proporciona modelos bastante precisos de generadores síncronos que pueden ser utilizados tanto en modelos simplificados para ejecutar flujos de potencia y cortocircuitos, como también modelos muy complejos para realizar estudios de estabilidad transitoria.

Se definen las máquinas síncronas equivalentes que representarán dos áreas del SIC, con parámetros que se encuentran dentro de los rangos sugeridos por [4] para unidades de tipo térmicas y unidades de tipo hidráulicas, en cuyos modelos se utiliza la transformación de Park. La transformación de Park simplifica bastante el análisis de máquinas síncronas, llevando el circuito trifásico del estator a dos ejes que giran solidarios a la misma velocidad. El eje directo d está alineado con el eje magnético del enrollado de campo, mientras que el eje en cuadratura q se encuentra posicionado de forma ortogonal al eje d . La ventaja de esta representación radica en que la máquina queda representada por dos circuitos equivalentes acoplados, cuyos parámetros son constantes.

En [17] se comprobó que la inclusión de excitadores rápidos en los generadores sólo tiene un pequeño efecto sobre los modos interárea, principalmente aumentando levemente su frecuencia. Los excitadores controlados manualmente o excitadores lentos, reducen de manera considerable la tasa de amortiguamiento de este modo. Por su parte, la compensación añadida por el PSS es esencialmente un adelanto de fase, lo cual incrementa su ganancia de alta frecuencia, siendo su contribución mayoritariamente a la mitigación del modo local de oscilación rápida [32]. Además, los factores de participación de las unidades alejadas del SIC son nulos, lo cual implica que la inclusión de PSS en estas unidades tampoco afecta las características del modo interárea. Lo anterior conlleva a que en este caso de estudio no se implementen estos controladores asociados a las máquinas síncronas, con lo cual será posible observar la genuina contribución que agrega el bloque de control suplementario en el aumento del factor de amortiguamiento de las oscilaciones lentas.

Para este caso de estudio, el equivalente SIC Norte ha sido tomado en la barra Nogales, en donde se ha dispuesto un equivalente de 5 unidades térmicas de rotor cilíndrico de 4 polos, las cuales, por simplicidad, han sido conectadas a una barra de 500 [kV]. El equivalente SIC Sur se ha considerado en la barra Charrúa, en cuyo lugar

se instala un equivalente de 8 unidades de tipo hidráulicas de polos salientes, que se conectan a una barra de 500 [kV]. Los parámetros de los generadores son escogidos para una potencia de base 100 [MVA].

Se modela un consumo centralizado en la barra Jahuel de 6500 [MW] de potencia activa y 1320 [MVAR] de potencia reactiva, escenario correspondiente a la demanda del Sistema Interconectado Central del año 2010. Se utiliza además compensación de reactivos, a través de un condensador instalado en la barra de consumo para asegurar un perfil de voltajes satisfactorio. El diagrama unilineal del caso de estudio descrito se muestra en la figura 5.15.

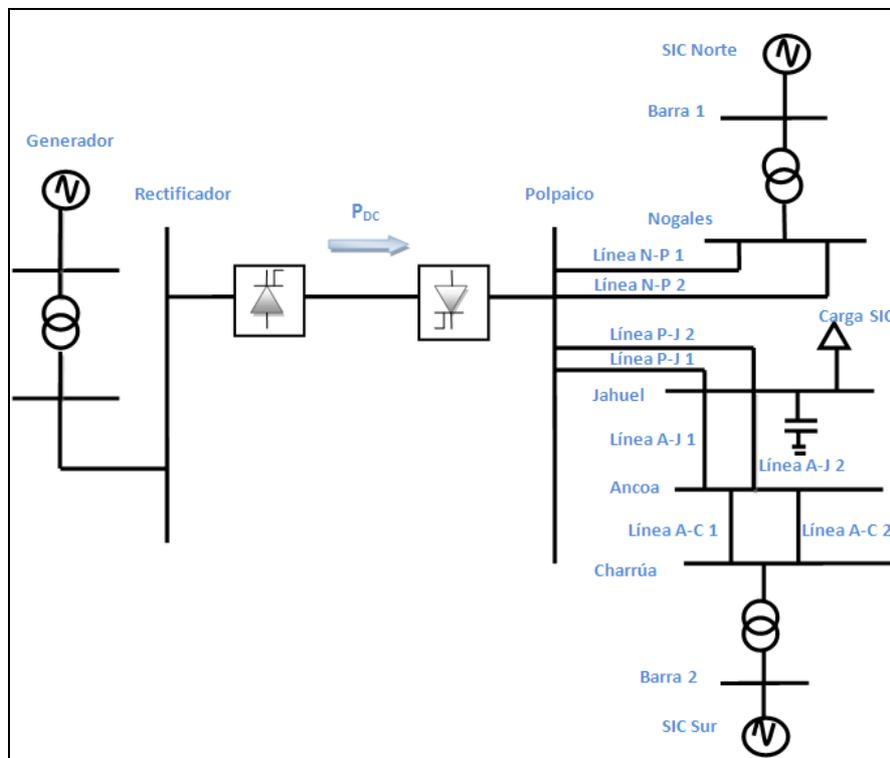


Figura 5. 15: Unilineal caso de estudio SIC reducido.

Para el caso que se estudiará ahora, la red posee deliberadamente una razón de amortiguamiento alta del modo interárea, de tal forma que esta situación impondrá cierta dificultad al control suplementario para llevar a cabo notoriamente su acción mitigadora de este tipo de oscilaciones.

Por otra parte, según lo estipulado en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio [23], para el caso de líneas de transmisión de 500 [kV] (como corresponde a

la situación estudiada) se requiere que el tiempo de despeje máximo de la fallas sea inferior a 6 ciclos. Por la razón anterior, el análisis se inicia estudiando fallas trifásicas de 6 ciclos, verificando posteriormente la recuperación dinámica de las variables más importantes. El análisis continúa exponiendo al sistema a fallas de distinta naturaleza.

Para comprobar el correcto funcionamiento del lazo de control suplementario se aplican distintos tipos de contingencias al sistema. Se incluye en el cuerpo de la tesis los resultados obtenidos para la primera de las fallas realizadas. Las simulaciones restantes se encuentran disponibles en el anexo C.4.

5.2.2 Análisis modal sin control suplementario

Se analiza en primer lugar la situación sin compensar, de tal manera de observar el comportamiento oscilatorio natural que presenta el sistema. Para ello, se obtienen los modos de oscilación mediante el software DigSilent Power Factory. El proceso consiste en la linealización del sistema en torno a un punto de operación dado por el flujo de potencia, la posterior determinación de la matriz de estados, calculando finalmente los valores propios asociados a dicha matriz. Luego del análisis realizado, es posible afirmar que en total existen 28 modos, siendo solamente 4 de ellos (2 pares complejos conjugados) de carácter oscilatorio, como se resume en las tablas 5.8 y 5.9.

Modo interárea	Real	Imaginario	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
Modo 15	-2.0943	1.538	0.24	0.806

Tabla 5. 8: Modo interárea lazo sin compensar.

Modo torsional	Real	Imaginario	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
Modo 21	-4.999	29.581	4.707	0.167

Tabla 5. 9: Modo torsional lazo sin compensar.

Como se dijo anteriormente, se puede apreciar que el sistema naturalmente presenta un buen amortiguamiento del modo interárea, situación que pone dificultad especial al control suplementario en su afán de lograr el porcentaje adicional de amortiguamiento

requerido según la Norma Técnica. Los modos complejos conjugados 21 y 22 son atribuibles al modo torsional incluido por las variables de estado del control básico que se encuentra incorporado al enlace DC, que interactúan con la dinámica eje-turbina de los generadores.

5.2.3 Análisis modal con control suplementario

Agregando en esta oportunidad el bloque de control suplementario, se obtienen ahora 33 modos de oscilación, de los cuales sólo tres pares complejos conjugados poseen parte imaginaria diferente de cero, como se resume en las tablas 5.10, 5.11 y 5.12.

Modo torsional	Real [1/s]	Imaginario [rad/s]	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
Modo 15	-4,999	29,580	4,707	0,167

Tabla 5. 10: Modo torsional sistema compensado.

Modo interárea	Real	Imaginario	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
Modo 22	-3,849	1,305	0,210	0,947

Tabla 5. 11: Modo interárea 22 sistema compensado.

Modo interárea	Real	Imaginario	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
Modo 24	-2,836	2,201	0,367	0,789

Tabla 5. 12: Modo interárea 24 sistema compensado.

El modo 15 ya se había observado anteriormente debido al control básico del enlace. Por otra parte, tanto los modos 22 y 24 poseen frecuencias típicas del tipo interárea. El modo 24 presenta una desviación de frecuencia mayor a la observada para el lazo de control sin compensar y tiene a su vez un factor de amortiguamiento similar en ambos casos. En cambio, el modo 22 efectivamente produce un desplazamiento más a la izquierda de la parte real del modo interárea comparado con el caso sin control suplementario, presentando ahora un factor de amortiguamiento de $\xi = 0.947$. De lo anterior, se desprende que al agregar el diagrama de bloques del control

suplementario para modular la potencia del enlace, es posible lograr un incremento de la tasa de amortiguamiento de $\Delta\xi = 14.1\%$, lo cual satisface el criterio exigido por la Norma Técnica chilena.

5.2.4 Diagrama de Participaciones

Como se vio en el apartado anterior, el modo que responde a las necesidades del control del modo interárea corresponde al modo 22, el cual aporta el amortiguamiento necesario para este caso. Haciendo uso de DigSilent, es posible graficar el diagrama de participaciones para este modo, verificándose que en estas circunstancias se produce una oscilación de la máquina equivalente del SIC Norte contra la máquina representante del SIC Sur, siendo la velocidad mecánica de los generadores la principal variable de estado involucrada en la oscilación, tal como lo indica la figura 5.16 y la tabla 5.13.

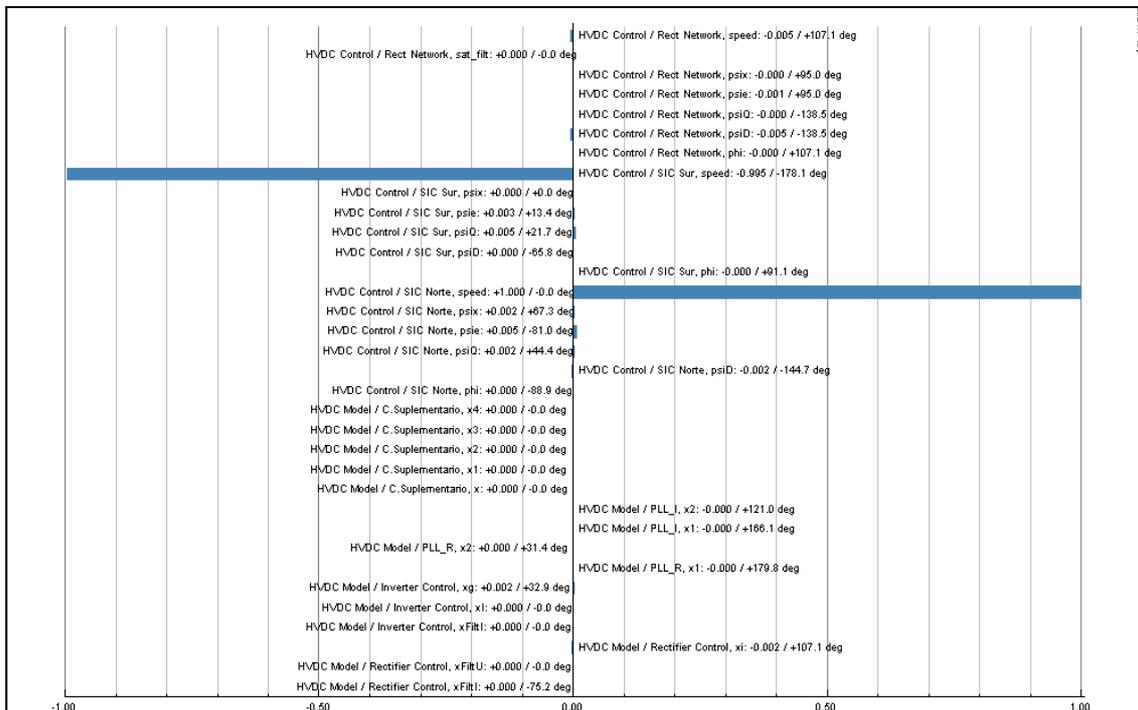


Figura 5. 16: Modo interárea 22 con Control Suplementario.

Nombre	Variable de estado	Participación
SIC Norte	Velocidad	$1.0 < 0^\circ$
SIC Sur	Velocidad	$-0.995 < -178,1^\circ$

Tabla 5. 13: Magnitud de participaciones modo interárea 22.

5.2.5 Análisis de fallas

Dada la naturaleza no-lineal de los sistemas dinámicos de potencia, iniciar el análisis desde un punto de vista lineal es a menudo requerido. Sin embargo, cualquier diseño de control basado en técnica de análisis lineal de un sistema reducido, debería ser chequeado de manera extensa mediante simulaciones no-lineales [32].

5.2.5.1 Falla trifásica Línea Nogales-Polpaico

Se realiza una falla trifásica en la línea N-P 1 con impedancia de falla igual a cero, cuya aplicación se lleva a cabo en $t = 4$ [s] y tiene una duración de 6 ciclos, extinguiéndose de este modo en $t = 4.12$ [s]. La figura 5.17 muestra las potencias activas por las líneas. El peak de potencia más alto inmediatamente después de ocurrida la falla lo presenta la línea Jahuel-Polpaico, con un valor máximo de 750 [MW], siguiéndolo en magnitud la línea Nogales-Polpaico, con aproximadamente 600 [MW]. Tanto Ancoa-Jahuel y Ancoa-Charrúa tienen comportamientos similares. En este caso, todas las líneas presentan un buen amortiguamiento frente a esta contingencia, logrando la estabilidad aproximadamente 10 segundos después de ocurrido el cortocircuito trifásico.

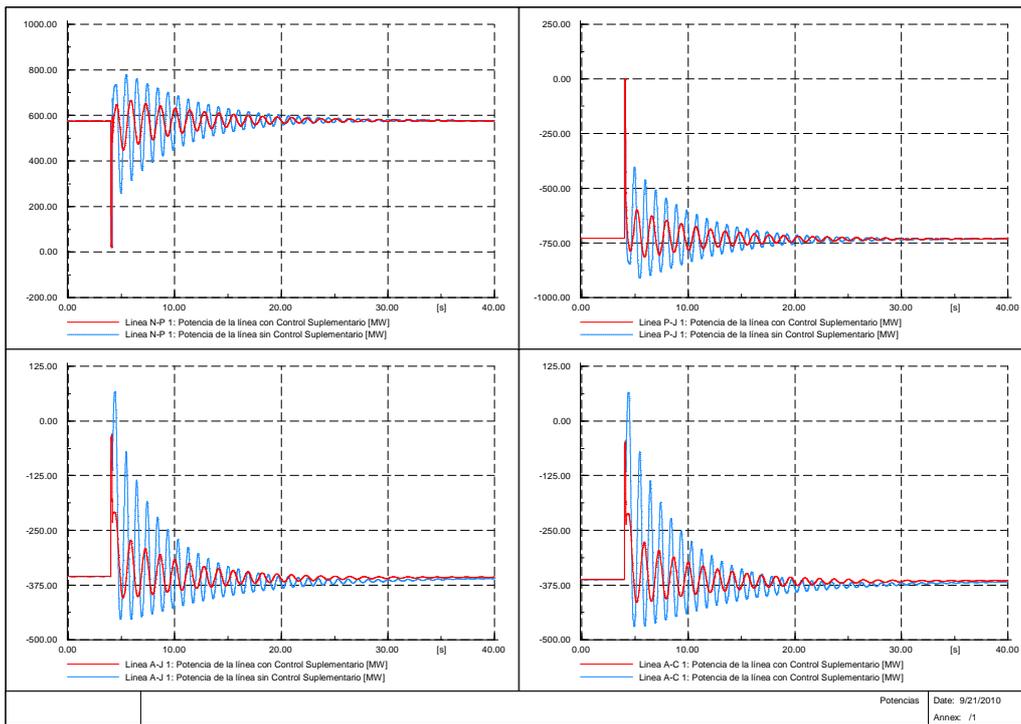


Figura 5. 17: Potencias activas por las líneas falla trifásica línea Nogales-Polpaico.

La tensión en bornes del equivalente del SIC Norte presenta una leve mejoría ante esta contingencia. Sin embargo, la potencia generada por este conjunto de máquinas y el ángulo de rotor de este grupo térmico presenta una notable mejoría con respecto al sistema sin compensar, como se muestra en la figura 5.18. Del mismo modo, como lo indica la figura 5.18, la velocidad del rotor también se ve beneficiada con el control suplementario, puesto que su oscilación es bastante más pequeña en magnitud, llegando como máximo al valor 1.01 p.u, valor que se encuentra dentro de los rangos admisibles.

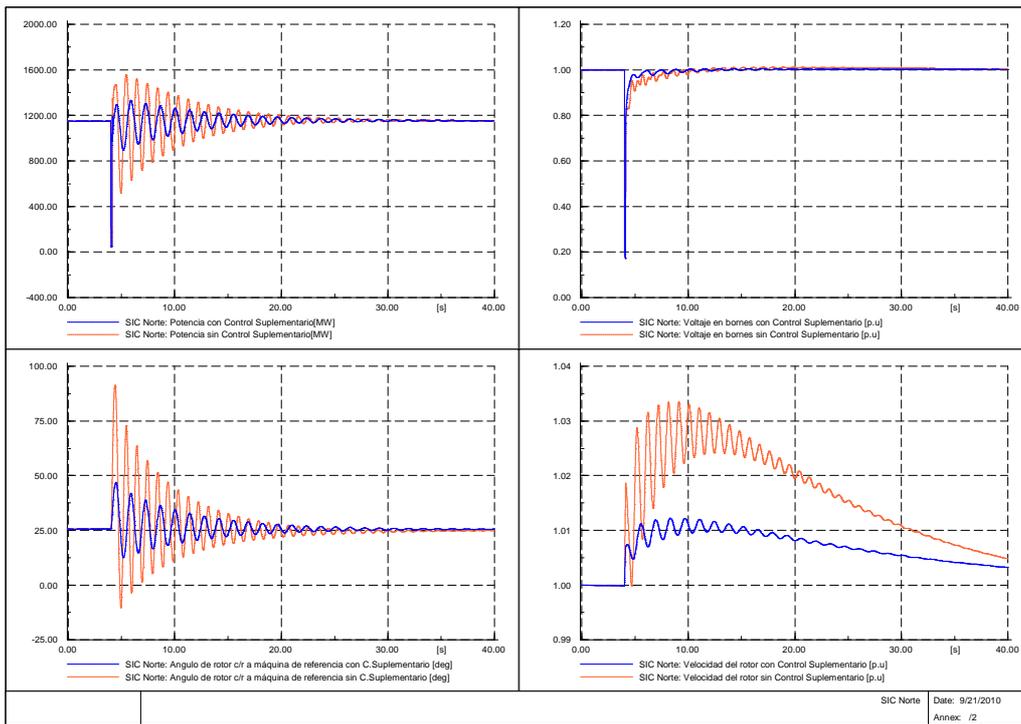


Figura 5. 18: Variables electromecánicas SIC Norte falla trifásica Nogales-Polpaico.

Situación similar ocurre para el SIC Sur, en donde prevalece su condición de máquina Slack, teniendo una primera oscilación próxima a los 1000 [MW], situación que se ve compensada, según la curva mostrada en color negro de la figura 5.19. La tensión de sus bornes se presenta de un modo más oscilatorio, pero luego se estabiliza.

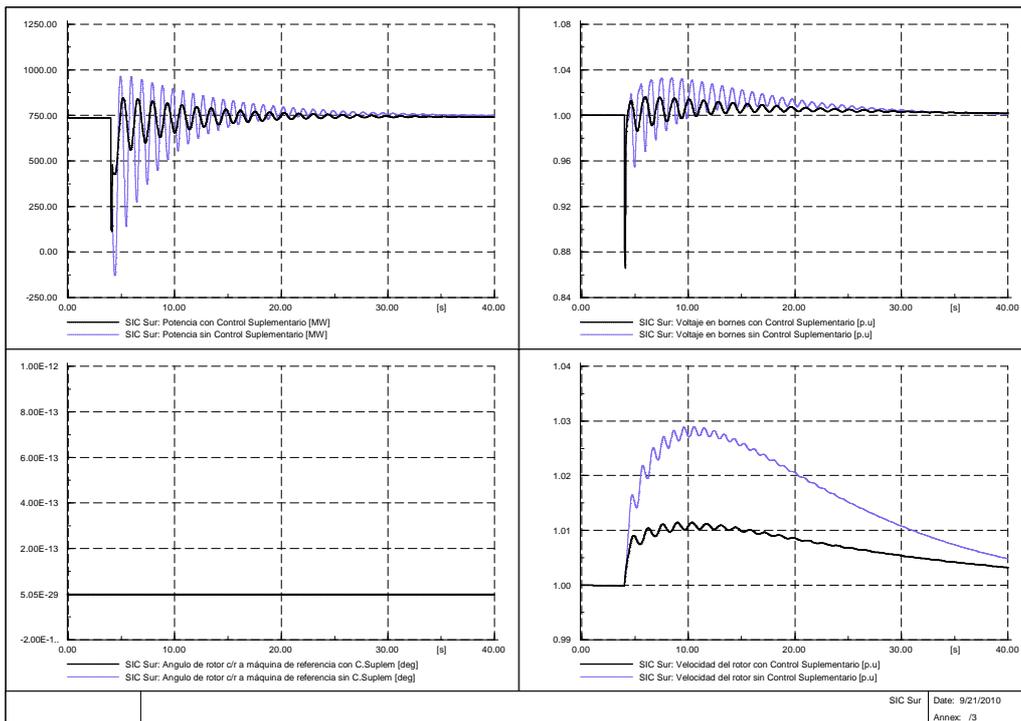


Figura 5. 19: Variables electromecánicas SIC Sur falla trifásica Nogales-Polpaico.

5.2.5.2 Falla trifásica Jahuel- Polpaico

Se realiza una falla trifásica en la línea P-J 1 con impedancia de falla igual a cero, cuya aplicación se lleva a cabo en $t = 4$ [s] y tiene una duración de 6 ciclos, extinguiéndose de este modo en $t = 4.12$ [s]. Las respuestas a esta contingencia se pueden encontrar en el anexo C.4.1

En este caso, nuevamente el peak de potencia más alto debido a la contingencia se encuentra en la línea Jahuel-Polpaico, con aproximadamente 750 [MW], según se indica en la figura C.2. En todas las potencia graficadas, se observa claramente la contribución al amortiguamiento del modo proveniente del esquema de control que modula la potencia.

De la figura C.3, es posible verificar que la velocidad de SIC Norte tiende a escaparse como respuesta a la falla. Esta situación se ve solucionada con la adición del lazo de compensación, con el cual presenta una pequeña excursión. Las demás variables como la potencia generada, el ángulo de rotor y la tensión en bornes de la máquina se observan claramente amortiguadas.

Según la figura C.4, el SIC Sur sólo difiere del comportamiento anteriormente descrito en la tensión en los bornes de su equivalente, el cual presenta un comportamiento inicial más oscilatorio que el del SIC Norte, pero que se ve subsanado mediante el control adicional.

5.2.5.3 Falla trifásica Ancoa-Jahuel

Se realiza una falla trifásica en la línea P-J 1 con impedancia de falla igual a cero, cuya aplicación se lleva a cabo en $t = 4$ [s] y tiene una duración de 6 ciclos, extinguiéndose de este modo en $t = 4.12$ [s]. Las simulaciones obtenidas para esta contingencia se pueden observar del Anexo C.4.2.

Según muestra la figura C.5, se puede apreciar que en esta oportunidad la oscilación de potencia naturalmente es más reducida en cuanto a magnitud, sin embargo, el control suplementario sigue contribuyendo a su amortiguamiento, pese a lo anterior.

De las figuras C.6 y C.7, se desprende que el SIC Norte y SIC Sur presentan un buen comportamiento. Ningún grupo de generadores pierde su sincronismo, teniendo todas sus variables más relevantes una evolución satisfactoria.

5.2.5.4 Falla trifásica Ancoa-Charrúa

Se realiza una falla trifásica en la línea A-C 1 con impedancia de falla igual a cero, cuya aplicación se lleva a cabo en $t = 4$ [s] y tiene una duración de 6 ciclos, extinguiéndose de este modo en $t = 4.12$ [s]. Los resultados se muestran en el anexo C.4.3.

El comportamiento del sistema también se ve poco afectado por esta falla, en donde el control suplementario persiste aportando su reducción en el efecto oscilatorio del modo, como puede desprenderse de la figura C.8.

Como se aprecia de las figuras C.9 y C.10, tanto las variables del SIC Norte y SIC Sur presentan un comportamiento amortiguado luego de ocurrida la falla, mejorado aún con la presencia de la modulación de la potencia por el enlace HVDC.

5.2.5.5 Falla de severidad 2

Se aplica una contingencia de severidad 2 que, según lo estipulado en la NTSyCS, corresponde a una falla de tipo monofásica, sin impedancia de falla, aplicada sobre una línea de doble circuito o una de simple circuito, seguido de la apertura en tiempo normal de la fase fallada y posterior reconexión. Se aplican entonces fallas de este tipo en $t = 4$ [s], teniendo la falla un tiempo de duración de 5 ciclos, según lo sugerido en la Norma Técnica.

5.2.5.6 Falla monofásica línea Nogales-Polpaico

Los resultados de esta contingencia se encuentran en el anexo C.4.4. Las potencias activas por las líneas se observan claramente amortiguadas con tiempos de estabilización apropiados, según se indica en la figura C.11. Tanto el SIC Norte como el SIC Sur presentan sus variables estabilizadas en una mayor medida, gracias a la acción amortiguadora de la adición del bloque suplementario, como se observa de las figuras C.12 y C.13.

5.2.5.7 Falla monofásica Línea Jahuel-Polpaico

Las simulaciones obtenidas para este caso se encuentran en el anexo C.4.5. Nuevamente se aprecia un comportamiento adecuado de las potencias activas por las líneas de transmisión que forman el sistema de estudio, en donde se aprecia de manera evidente el amortiguamiento del modo, según se desprende de la figura C.14.

Las unidades generadoras del SIC Norte y SIC Sur también presentan sus variables electromecánicas dentro del amortiguamiento esperado, según los gráficos de las figuras C.15 y C.16.

5.2.5.8 Falla monofásica Ancoa-Charrúa

Las simulaciones obtenidas se encuentran en el anexo C.4.6. De la figura C.17, la evolución temporal de las potencias activas por las líneas muestra un comportamiento oscilatorio amortiguado sin mayores contratiempos.

De igual forma, según figuras C.18 y C.19, las velocidades y ángulos de rotor como las tensiones en bornes y potencias generadas por las máquinas SIC Norte y SIC Sur, no presentan mayores problemas, siendo bien amortiguadas.

Falla de severidad 4

En este apartado se procede a aplicar fallas de severidad 4, es decir, cortocircuitos bifásicos a tierra en las fases a y b, sin impedancia de falla, sobre uno de los circuitos de las líneas de transmisión que sean de doble circuito. Siguiendo lo sugerido en la Norma Técnica, se aplican cortocircuitos de esta naturaleza en $t = 4$ [s], con una duración de 5 ciclos.

5.2.5.9 Falla bifásica a tierra Línea Nogales-Polpaico

Los resultados obtenidos se encuentran en el anexo C.4.7. De la figura C.20, se observa con claridad la mitigación de la oscilación de potencia debido al control suplementario del enlace HVDC, aportando su tasa incremental de amortiguamiento. La situación oscilatoria debido a esta falla se evidencia más en las variables electromecánicas de las máquinas, siendo en todas sus modalidades bien amortiguadas, según se observa de las figuras C.21 y C.22.

5.2.5.10 Falla bifásica a tierra Jahuel-Polpaico

Las simulaciones de este caso se detallan en C.4.8. Según se observa de la figura C.23, permanece el modo interárea bien amortiguado ante esta contingencia, mostrando un control satisfactorio de las oscilaciones en todas las variables estudiadas, como también se verifica en las figuras C.24 y C.25.

5.2.5.11 Falla bifásica a tierra Ancoa-Jahuel

Se aprecia de la figura C.26 que la amortiguación de la oscilación de potencia activa resulta exitosa en todas las líneas, permaneciendo el sistema estable ante esta contingencia. Las máquinas permanecen en sincronismo y siguen su evolución correcta hasta recuperar el equilibrio inicial, como lo muestran las figuras C.27 y C.28.

5.2.5.12 Falla trifásica en barra AC inversora Polpaico

Se expone a la barra inversora Polpaico del enlace HVDC a una falla trifásica de 6 ciclos, iniciada en $t = 4$ [s]. Esta contingencia en particular le imprime un alto grado de dificultad al control del enlace, por estar altamente expuesto a la ocurrencia de fallas de conmutación sucesivas. Los resultados de las simulaciones obtenidas para esta contingencia se detallan en el Anexo C, sección C.4.10.

De la figura C.29, es posible notar que las primeras dos oscilaciones del caso sin control suplementario son aproximadamente de 800 [MW] y 600 [MW] respectivamente, siendo claramente amortiguadas posteriormente por el control suplementario. De este modo, se aprecia que el control satisface los requerimientos incluso en este tipo de fallas, no observándose caídas del enlace por fallas de conmutación, como era de esperar.

De la misma forma, las variables más relevantes de los equivalentes SIC Norte y SIC Sur tienen un comportamiento correcto ante esta contingencia, según se indica en las figuras C.30 y C.31, respectivamente.

Capítulo 6

Conclusiones y trabajo a futuro

Los sistemas de control resultan de vital importancia para garantizar la operación estable y eficiente de los sistemas eléctricos de potencia actuales. Pese a la gran experiencia acumulada en los últimos 20 años, la continua y compleja evolución de estos sistemas genera nuevos desafíos para la ingeniería eléctrica, con el propósito de garantizar la operación robusta de ellos.

Las simulaciones obtenidas para los casos de estudio analizados muestran la efectividad de la técnica de modulación de potencia. El lazo de control suplementario permite aumentar la tasa de amortiguamiento natural del sistema, permitiendo mitigar las oscilaciones de potencia interárea.

En lo que respecta al primer caso de estudio analizado, el sistema actuando en presencia sólo del control básico del enlace, presenta un modo interárea cuyo factor de amortiguamiento inicial es de 1.2 %, valor que se encuentra por debajo de lo exigido para este tipo de oscilación. Luego de incorporar el control suplementario para modular la potencia por el enlace, se obtiene ahora un modo de oscilación lento interárea, cuya frecuencia es de 0.779 [Hz], adquiriendo ahora un factor de amortiguamiento de 5.1 %, lo cual está inserto dentro de los valores adecuados para la mitigación de este modo oscilatorio. Además, se observa también una mejora en el modo local de oscilación presente en el sistema, el cual inicialmente contaba con un factor de amortiguamiento de 8,2 %, llegando posteriormente a obtener una tasa de amortiguación del 11%, mediante la acción del control suplementario.

Para el segundo caso de estudio, SIC reducido, las simulaciones obtenidas para los distintos tipos de fallas muestran un correcto amortiguamiento de las oscilaciones de potencia activa que circula por las líneas. Se comprueba de aquello que el bloque de control suplementario cumple los requisitos impuestos, logrando estabilizar las potencias activas por las líneas y también las variables electromecánicas que gobiernan el comportamiento de los generadores sincrónicos. Empleando la herramienta de análisis modal otorgada por DigSilent Power Factory, se puede

concluir que efectivamente el bloque suplementario realiza una traslación de la parte real del modo interárea más a la izquierda del plano complejo, lo cual implica que resulta más estable. De este análisis, se desprende que la tasa incremental de amortiguamiento obtenida para el modo interárea es de $\xi = 14.1\%$, valor que se encuentra contenido dentro de los márgenes de estabilidad requeridos para este tipo de oscilación. Lo anterior fue posible verificarlo gráficamente mediante el diagrama de participaciones, realizado por la plataforma computacional, donde es más directo evidenciar la oscilación aproximadamente en contrafase que se presenta entre los equivalentes del SIC Norte y el SIC Sur, pudiendo incluso conocer la magnitud de la participación de las variables de estado más influyentes en este modo, como resulta ser la velocidad mecánica de los rotores de las unidades generadoras.

La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio establece que la potencia transmitida por los enlaces HVDC debe ser compatible en todo momento con los niveles de cortocircuito del lado de corriente alterna. En el presente caso de estudio, la razón efectiva de cortocircuito es de 2.5, valor que está dentro del límite mínimo recomendado por la Norma Técnica chilena. En ella, se señala además que luego de ocurrida una contingencia simple, el factor de amortiguamiento ξ de las oscilaciones electromecánicas, medido sobre las oscilaciones de potencia activa en la línea de transmisión que transporta mayor potencia y cuya localización sea la más cercana al lugar de la contingencia, deberá tener un valor mínimo del 5%, valor que se logra incrementalmente para todos los tipos de fallas aplicados en el segundo caso de estudio.

Con respecto a las tensiones, la Norma señala que cuando la red se encuentra en Estado Normal, la tensión no debe descender más allá de 0.7 p.u, luego de 10 ms de haber sido despejada la contingencia en todas las barras del sistema de transmisión, situación que se cumple satisfactoriamente.

De todo lo anterior se concluye que el módulo de control suplementario implementado cumple los objetivos trazados al comienzo de esta tesis, amortiguando de manera satisfactoria las oscilaciones de potencia interárea en un sistema AC, alimentado por un sistema HVDC.

Dentro del trabajo a futuro se pueden proponer variaciones a la solución aquí entregada, como por ejemplo:

- El módulo de control básico y suplementario aquí utilizados resulta relativamente sencillo de extender al caso bipolar, en la estructura dinámica utilizada por DigSilent, para realizar estudios de oscilaciones en sistemas más complejos.
- Diseñar una estrategia de control suplementario basada principalmente en la diferencia de frecuencia entre los extremos de las barras AC de las estaciones de conversión, probando su efectividad.
- Realizar análisis de sensibilidad de los parámetros del control básico y suplementario, para determinar rangos óptimos de operación.
- Emplear diseños basados en estrategias de control robusto, determinando la contribución al amortiguamiento de los modos de oscilación interárea.
- Verificar la incidencia de los equipos FACTS en el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia.
- Estudiar el comportamiento de las oscilaciones electromecánicas de acuerdo a distintos modelos de cargas.

Capítulo 7

Referencias

- [1]. J.I. Frau, J. Gutiérrez, “Transporte de energía eléctrica en corriente continua: HVDC”, *Electrónica de Potencia, Revista Automática e Instrumentación*, Abril 2005.
- [2]. Y.H. Liu, N.R. Watson, J. Arrillaga, “Flexible Power Transmission, The HVDC Options”, John Wiley & Sons, Ltd.
- [3]. Muhammad Rashid, “Power Electronics Handbook”, 2004, Prentice Hall.
- [4]. P. Kundur, “Power System Stability and Control”, 1994, McGraw Hill Professional.
- [5]. Graham Rogers, “Power System Oscillations”, Kluwer’s Power Electronics and Power Systems Series, Series Editor M.A.Pai.
- [6]. L. Reyes, “Amortiguación de oscilaciones electromecánicas utilizando control de HVDC”, *Memoria DIE, Universidad de Chile*, 2009.
- [7]. F. Elgueta, “Control de sistemas HVDC”, *Memoria DIE, Universidad de Chile*, 2008.
- [8]. A. Ayçaguer, “Rectificadores Controlados”, 2008, Apunte de clases *Electrónica de Potencia, Universidad de Chile*.
- [9]. W. Brokering, R. Palma, L. Vargas, “Los Sistemas Eléctricos de Potencia, Ñom Lufke”, 2008, Prentice Hall.
- [10]. K. Ogata, “Ingeniería de Control Moderna”, 1998, Prentice Hall.
- [11]. Vijay K. Sood, “HVDC and Facts Controller”, 2004, Kluwer Academic Publisher.
- [12]. M.O. Faruque, Yuyan Zhang, Venkata Dinavahi, “Detailed modeling of CIGRÉ HVDC Benchmark System using PSCAD/EMTDC and PSB/Simulink”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, January, 2006.

- [13]. Seminario internacional Cigré 2005, Confiabilidad de los sistemas eléctricos, ABB.
- [14]. Gabriel Arguello, Hermógenes Flores, “Estudio de estabilidad de pequeña señal en el sistema nacional interconectado aplicando el método de análisis modal”, XIX Jornadas en Ingeniería Eléctrica y Electrónica.
- [15]. H. Avila, “Study of Supplementary Controls for embedded HVDC link in AC power systems”, Thesis of the Degree of Master of Science, Chalmers University of Technology, 2008.
- [16]. H.Breulmann, W. Winter, P. Dupuis, J.Zerenyi, J. Dudzik, L. Martin, “Analysis and Damping of Inter-Área Oscillations in the UCTE/CENTREL Power System” CIGRE Int. Conf., 38-113, Paris, 2000.
- [17]. M. Klein, G. Rogers, P. Kundur, “A Fundamental Study of Inter-Área Oscillations in Power Systems”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, N° 3, August 1991.
- [18]. IEEE Committee Report, “Dynamic Performance Characteristics of North American HVDC Systems for Transient and Dynamics Stability Evaluations”, IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. Pas-100, N° 7, pp. 3356-3364, July 1991.
- [19]. R. Cresap, D. Scott, W. Mittelstadt, C. Taylor, “Damping of the Pacific AC Intertie Oscillations Via Modulation of the Parallel Pacific HVDC Intertie”, CIGRE Paper, 14-05, Paris, 1978.
- [20]. IEEE Transaction on Power System, “Load Representation for dynamic performance analysis”, vol 8, N°2, 1993.
- [21]. Pichai Aree, “Effects of static and dynamic load models on power system load representation”, Departament of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Thammasat University, Thailand.
- [22]. C. Concordia and S. Ihara, “Load Representation in Power System Stability Studies”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol-PAS 101, N°4, April 1982.

- [23]. Comisión Nacional de Energía, Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, Octubre 2009, Santiago de Chile.
- [24]. T. Embaie, D. Holmberg, U. Jonsson (Sweden); E.Auranne, E. Hagman, K. Jääskeläinen (Finland), "Fenno-Skan HVDC Link as a part of interconnected AC/DC System", Cigré International Conference on Large High Voltage Electric Systems, Paris, 1988.
- [25]. DigSilent Technical Reference, DigSilent Technical Documentation, Gomaringen, Germany, 2007.
- [26]. Jesús Játiva, Rommel Aguilar (Ph.D), "Análisis de pequeña señal de un sistema máquina-barra infinita", Departamento de Energía Eléctrica, Escuela Politécnica Nacional.
- [27]. Viviana Agudelo I., Diego Parra L., "Control de oscilaciones electromecánicas en sistemas eléctricos de potencia usando el análisis modal", Universidad Tecnológica de Pereira, Facultad de Ingeniería Eléctrica, Electrónica, Ciencias de la Computación y Física, Pereira, 2008.
- [28]. Alejandro González F., "Fallas de conmutación en HVDC: Origen, efectos y mitigación", Memoria DIE, Universidad de Chile, 2010.
- [29]. C.Jing, J.D.McCalley, "An energy approach to analysis of interarea oscillations in power systems", IEEE Transactions on Power Systems, Mayo 1996.
- [30]. Erik V. Persson, "Calculation of transfer functions in grid-controlled convertor systems", IEEE, vol. 117, Mayo 1970.
- [31]. P.Kundur, D.C. Lee, H.Zein-el-din, "Power Sytem Stabilizers for thermal units: Analytical Techniques and On-site validation", IEEE Trans, 1981.
- [32]. Graham J.Rogers, "Control for stability in interconnected power systems", Conference on Neural Networks, IEEE Control Systems Society, Washington, 1989.
- [33]. J.He, C.Lu, X.Wu, P.Li, J.Wu, "Design and experiment of wide area HVDC supplementary damping controller considering time delay in China southern power grid", The Institution of Engineering and Technology, Department of Electric Engineering, Tsinghua University, Beijing, March 2008.

- [34]. Roberto Rudervall, Jan Johansson, Seminario Internacional de Interconexiones Regionales Cigré, “Interconexión de sistemas eléctricos con HVDC”, ABB Power Technologies Sweden, Santiago de Chile, 2003.

Anexo A: Controladores utilizados en casos de estudio

A.1 Control Maestro y Control Rectificador

El control maestro es el encargado de proporcionar la corriente de referencia al controlador del rectificador y al controlador del inversor, como lo muestran la figura A.1. El control maestro genera la corriente de referencia limitada sobre los correctos rangos de operación que servirá de entrada tanto para la estación rectificadora como para la estación inversora. Para efectos del control suplementario del enlace HVDC, el control maestro recibe como entrada la señal modulada de potencia DC $P_{d\text{supl}}$, de modo tal de incidir sobre la referencia de potencia, amortiguando así la oscilación que se presente.

Se ha agregado al control básico un bloque que selecciona el máximo valor entre la tensión DC medida en el rectificador y una tensión mínima. Esta elección se debe a que, cuando acontece una falla sobre las líneas de transmisión, el voltaje del extremo rectificador disminuye hasta prácticamente anularse, situación que no permite dividir la potencia por la tensión para generar la corriente de orden. El switch que compone el bloque del control maestro es ahora puesto su posición inferior con la finalidad de recoger la nueva señal de corriente otorgada por la acción del bloque de control suplementario. Además, está compuesto por un VDCOL, que es el encargado de limitar la I_{dref} de la salida del control maestro, cuando existen voltajes reducidos en los extremos AC del enlace. Tiene la forma de una rampa cuyos límites están definidos por los valores $I_{\min} = 0.22 p.u$ y $I_{\max} = 1.3 p.u$. Por su parte, el control del Rectificador tiene por objeto generar el ángulo de disparo α apropiado para la estación rectificadora, como se muestra en la figura A.1. La diferencia entre la corriente de referencia y la corriente DC medida y posteriormente filtrada sirve como entrada a un controlador PI, al cual se le impone como límite inferior $\alpha_{\min} = 5^\circ$ ($\beta_{\max} = 175^\circ$), para garantizar el encendido exitoso de las válvulas de tiristores, y $\alpha_{\max} = 150^\circ$ ($\beta_{\min} = 30^\circ$), puesto que en ciertas ocasiones para poder asistir al enlace en caso que así se requiera, el rectificador puede operar en régimen de inversión. Primero se mide la corriente en el rectificador, para luego ser pasada por un filtro que elimina parte de su zumbido y así compararse con la corriente de referencia. El bloque PI se encarga de

La salida de los controladores PI está limitada por $\alpha_{\min} = 110^\circ$ ($\beta_{\max} = 70^\circ$), para evitar que el inversor pase a operar en régimen de rectificación y $\alpha_{\max} = 150^\circ$ ($\beta_{\max} = 30^\circ$), de tal manera de obtener el gamma mínimo necesario para que no exista falla de conmutación. La figura A.2 muestra el diagrama de bloques DigSilent para el control del inversor.

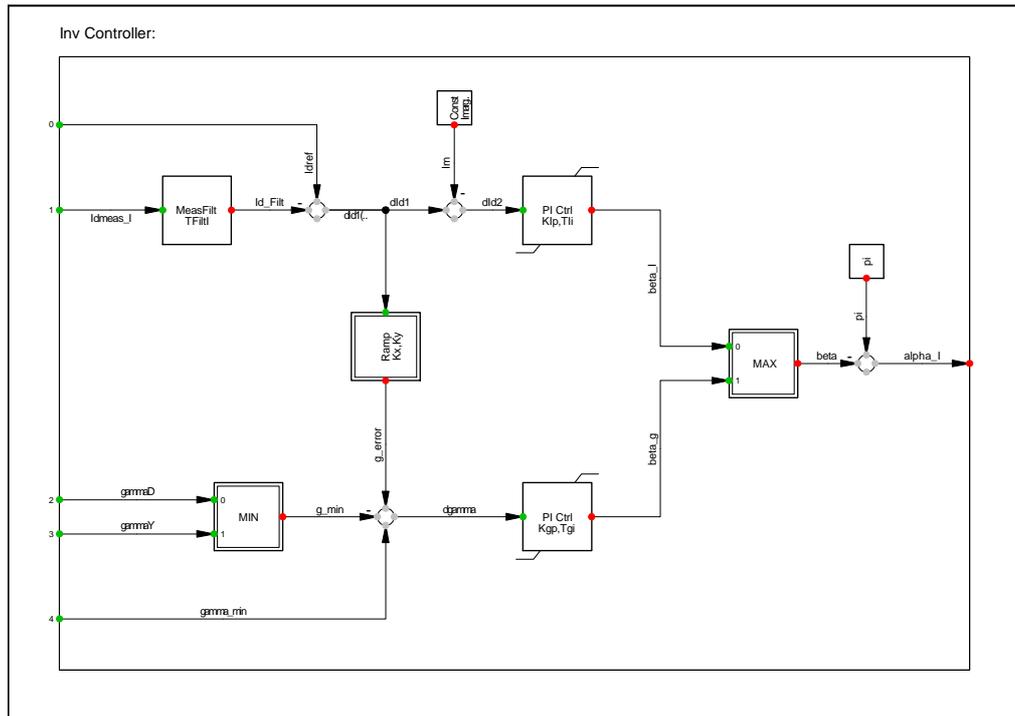


Figura A. 2: Control Inversor.

A.3 Control Suplementario

Este bloque mide la potencia activa AC oscilatoria, señal que será utilizada como variable de entrada al bloque de control suplementario. Luego, se minimiza la componente DC de esta señal en el filtro "washout". El filtro "washout" corresponde a un filtro que elimina la componente DC de la señal oscilatoria. Posteriormente, se transfiere a una sucesión de bloques de compensación de adelanto o atraso de fase, con lo cual se satisfacen las condiciones angulares impuestas por el diseño para lograr la estabilidad deseada. Después, esta señal es llevada a un limitador, el cual dará el espectro de la banda de modulación. Finalmente, esta señal es sumada a la potencia de orden establecida para el enlace HVDC, resultando a la salida del bloque una señal

de potencia modulada, aproximadamente en contrafase con la señal oscilatoria de entrada, que será conectada con el control maestro del enlace, como se muestra en la figura A.3.

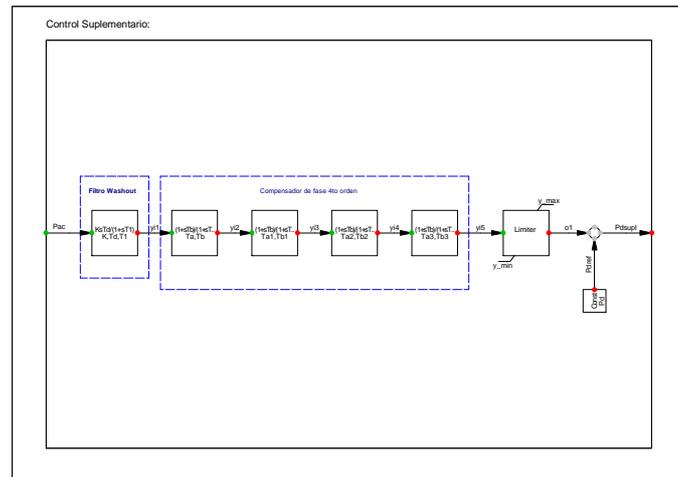


Figura A. 3: Control Suplementario para modular potencia DC.

A.4 Modelo Compuesto de los controladores para casos de estudio

Se presenta el sistema jerárquico de control asociado al enlace HVDC realizado en la estructura de "Composite Model" de DigSilent, según lo indica la figura A.4.

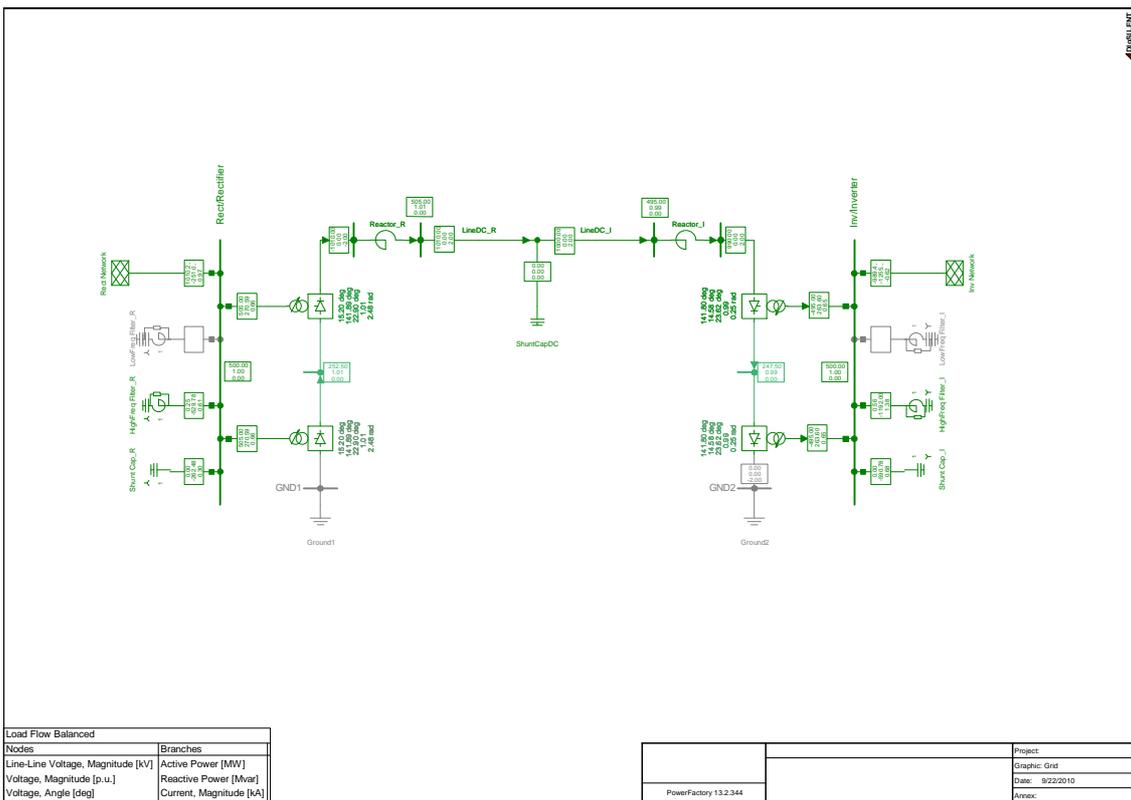


Figura A. 5: Modelo Benchmark HVDC adaptado.

Es importante mencionar que el enlace se encuentra conectado a sistemas AC débiles, los que están caracterizados según una razón de cortocircuito baja (SCR = 2.5), lo que produce características de operación particularmente difíciles para el control.

Las simulaciones se realizan utilizando la opción *Transiente Electromagnético* brindada por DigSilent versión 14.519, con un paso integración de 50 [μs] y una ventana de tiempo de 2 [s]. Se concluye de las pruebas que las repuestas son muy similares a las obtenidas en trabajos anteriores dedicados a esto [5], [11]. Esto permite afirmar que el punto de partida para adicionar el bloque de control suplementario satisface las condiciones correctas de operación.

A.5.1 Falla monofásica en el inversor de 1 ciclo

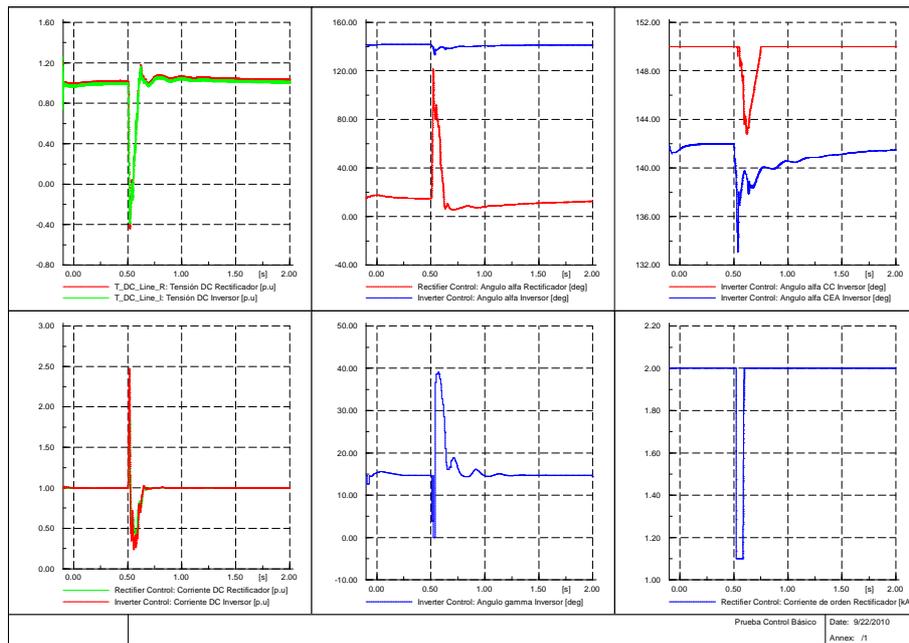


Figura A. 6: Falla monofásica en el inversor de 1 ciclo.

A.5.2 Falla monofásica en el inversor de 5 ciclos

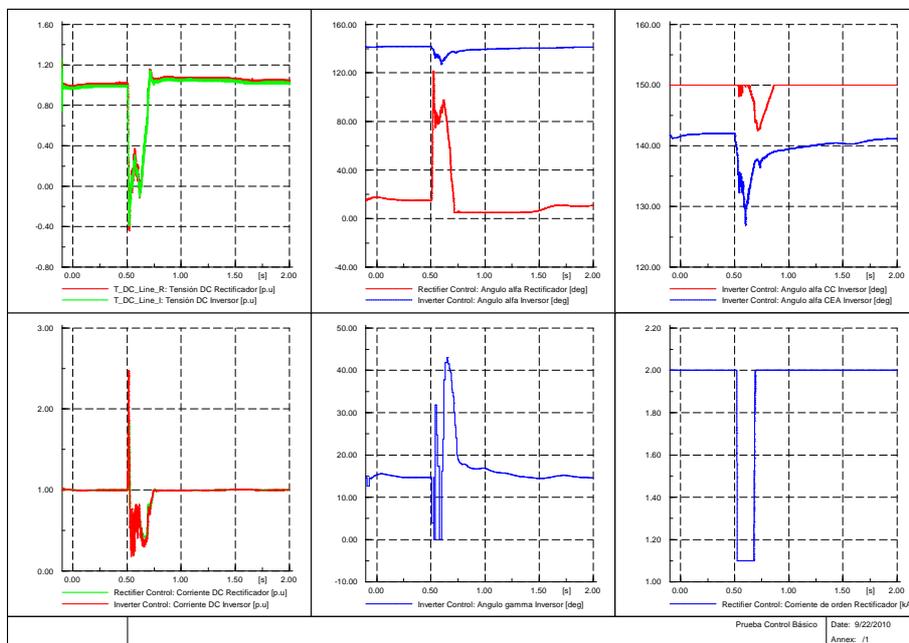


Figura A. 7: Falla monofásica en el inversor de 5 ciclos.

A.5.3 Falla trifásica en el inversor de 5 ciclos

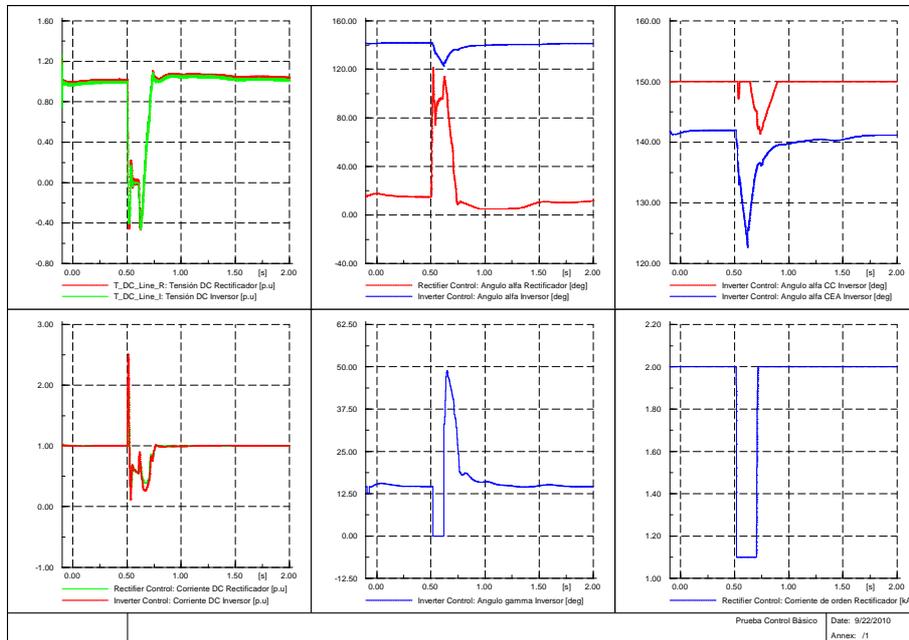


Figura A. 8: Falla trifásica en el inversor de 5 ciclos.

A.5.4 Falla monofásica en el rectificador de 5 ciclos

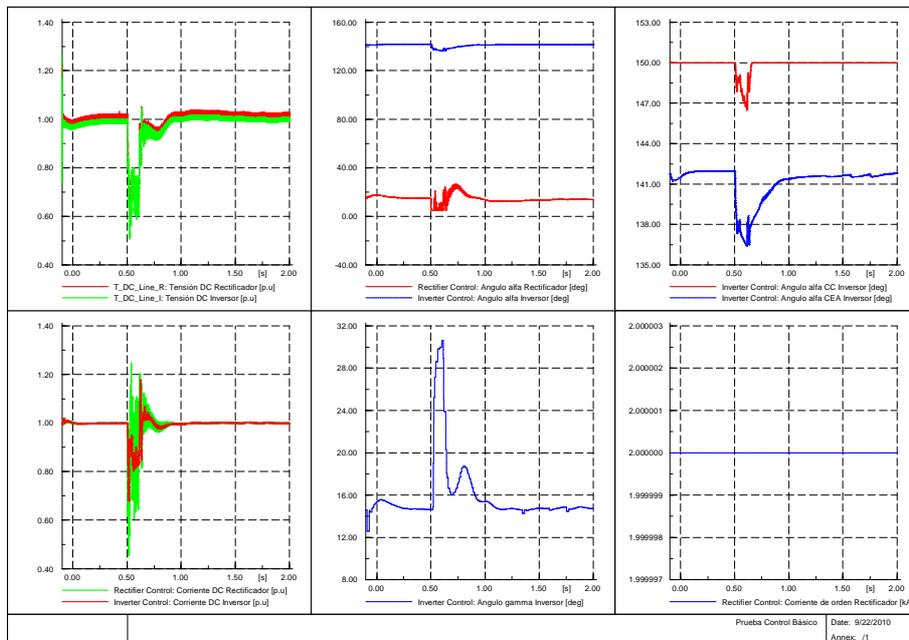


Figura A. 9: Falla monofásica en el rectificador de 5 ciclos.

A.5.5 Falla trifásica en el rectificador de 5 ciclos

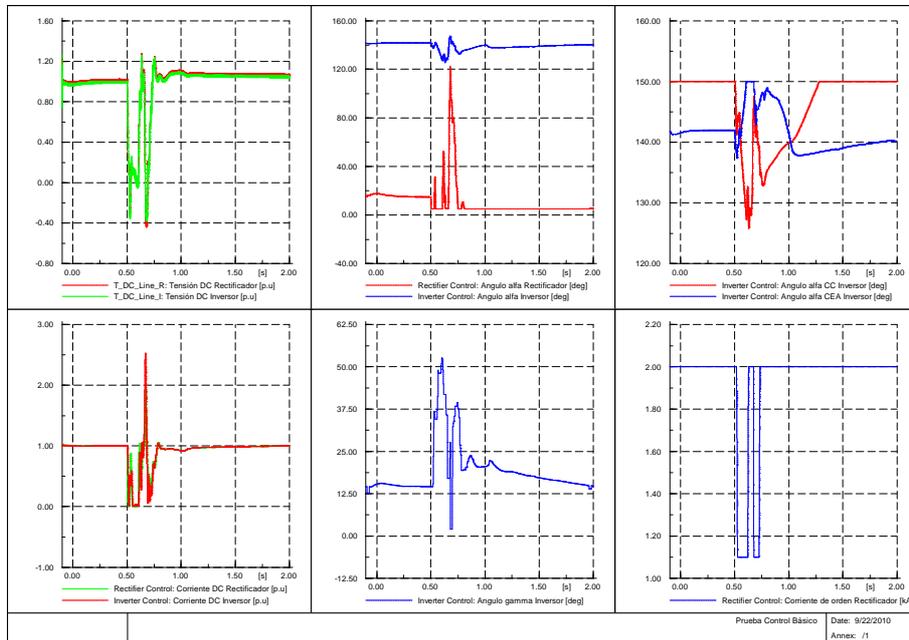


Figura A. 10: Falla trifásica en el rectificador de 5 ciclos.

A.5.6 Falla monofásica línea DC

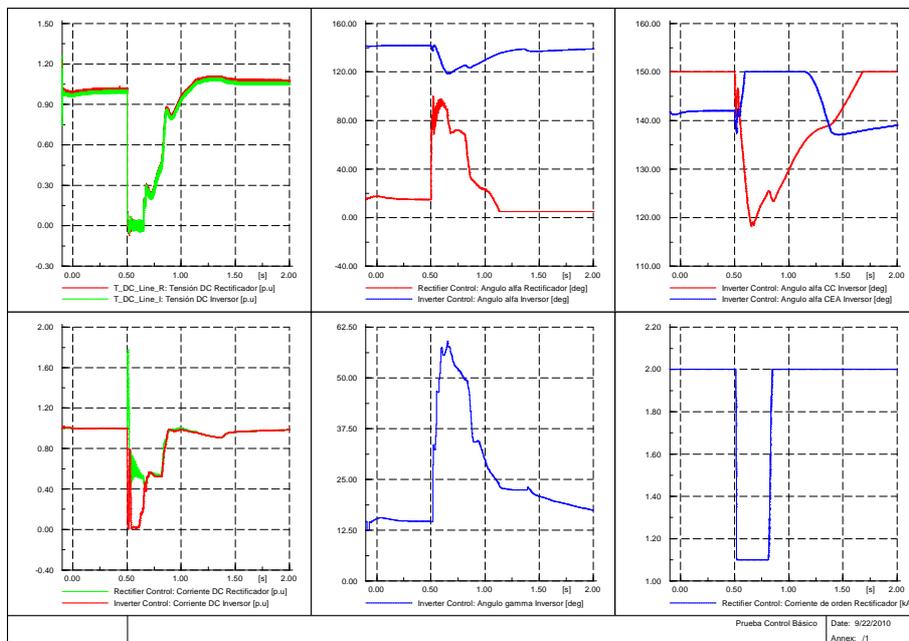


Figura A. 11: Falla en la línea DC.

Anexo B: Caso de estudio P. Kundur

B.1 Unilineal caso Kundur implementado en DigSilent.

El sistema consiste de un enlace HVDC en paralelo con líneas de transmisión AC. El sistema de transmisión DC se representa mediante una configuración monopolar de 200 [MW], con convertidores de 12 pulsos, con una tensión nominal de 56 [kVdc] y una corriente nominal de 3,6 [kA]. Los valores de los parámetros de los elementos AC que componen el circuito están dados en el anexo B, tabla B.1, mientras que los de los parámetros DC del enlace están detallados en la tabla B .2 del mismo apartado.

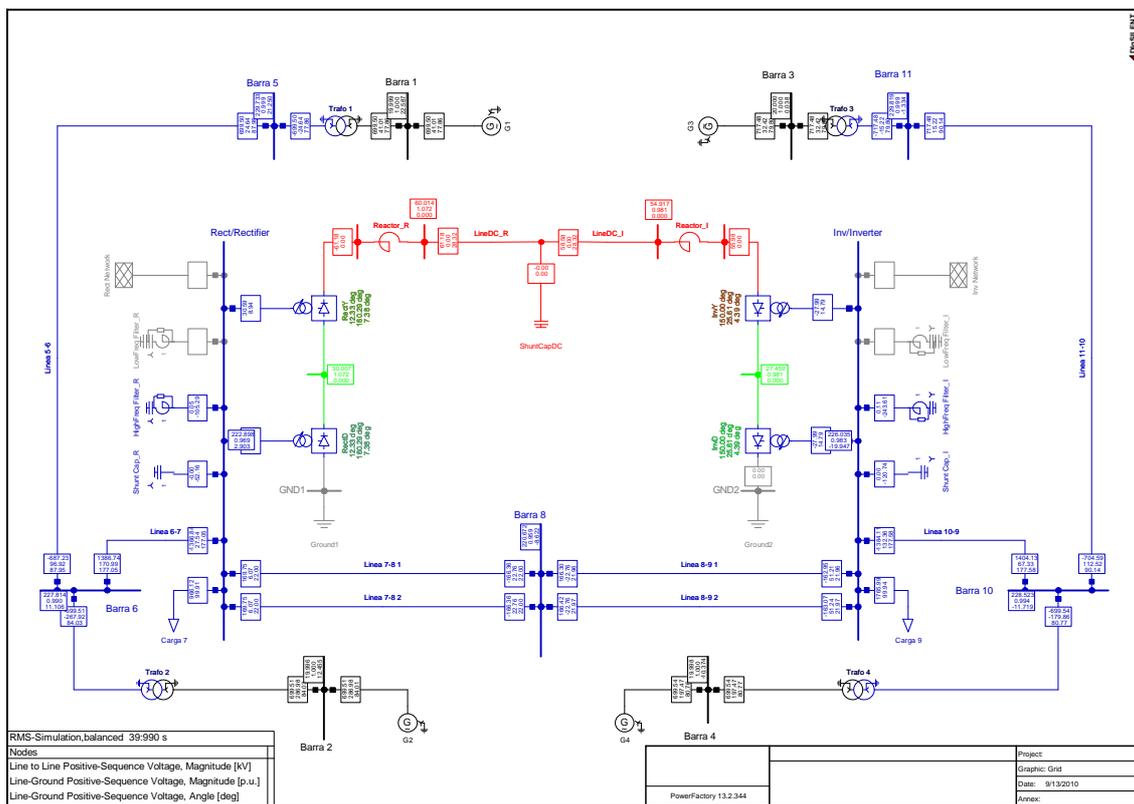


Figura B. 1: Caso Kundur HVDC implementado en DigSilent.

B.2 Parámetros del circuito

Elementos AC	Parámetros
<u>Generadores G1, G2, G3 y G4</u> Potencia base = 900 [MVA] Tensión nominal = 20 [kV]	$x_d = 1.8$ p.u $x'_d = 0.3$ p.u $x''_d = 0.25$ p.u $x_q = 1.7$ p.u $x'_q = 0.55$ p.u $x''_q = 0.25$ p.u $x_l = 0.2$ p.u $R_a = 0.0025$ p.u $T'_{d0} = 8$ [s] $T''_{d0} = 0.03$ [s] $T'_{q0} = 0.4$ [s] $T''_{q0} = 0.05$ [s] $A_{sat} = 0.015$ $B_{sat} = 9.6$ $H = 6.5$ (para G1 y G2) $H = 6.175$ (para G3 y G4)
<u>Transformadores</u> Potencia base = 900 [MVA] Tensión base = 20 / 230 [kV]	$x_t = j0.15$ p.u
<u>Líneas de Transmisión</u> Potencia base = 100 [MVA] Tensión base = 230 [kV]	$r = 0.0001$ p.u/km $x = 0.001$ p.u/km $b = 0.00175$ p.u/km
<u>Cargas</u>	$P_{L7} = 967$ [MW] $Q_{L7} = 100$ [MVAR]

Potencia base = 100 [MVA] Tensión base = 230 [kV]	$P_{L9} = 1767$ [MW] $Q_{L9} = 100$ [MVAR]
--	--

Tabla B. 1: Parámetros AC del SEP.

Elementos DC	Valores
Potencia enlace P_d	200 [MW]
Tensión nominal V_d	56 [kV]
Corriente nominal I_d	3.6 [kA]
Resistencia de la línea R_d	1.5 [Ω]
Inductancia L	100 [mH]
Reactancia de conmutación X_c	0.57 [Ω]
Reactor de alisamiento X_s	50 [mH]

Tabla B. 2: Parámetros enlace HVDC monopolar.

B.3 Parámetros de los controladores

Parámetros	Valor
Kp	1
Ti	0.01
P_I	0
Pd	1
TFiltU	0.02
Tfiltl	0.0012
m0	0
m2	1
u1	0.4
u2	0.5
i1	0.55
i2	0.9
amin	5
amax	150

Tabla B. 3: Control Maestro y Rectificador.

Parámetro	Valor
Kgp	0.1
Tgi	0.01
Klp	0.1
Tli	0.01
Imargin	0.1
Tfiltl	0.0012
Kx	0.1
Ky	0.3
α_{g_min}	90
α_{l_min}	70
α_{g_max}	150
α_{l_max}	150

Tabla B. 4: Control Inversor.

Parámetro	Valor
K	2.5
Td	1
T1	10
Ta	0.2
Tb	0.55
Ta1	0.2
Tb1	0.55
Ta2	0.2
Tb2	0.55
Ta3	0.2
Tb3	0.55

Tabla B. 5: Control Suplementario.

Anexo C: Caso de estudio SIC reducido

C.1 Unilineal caso SIC reducido

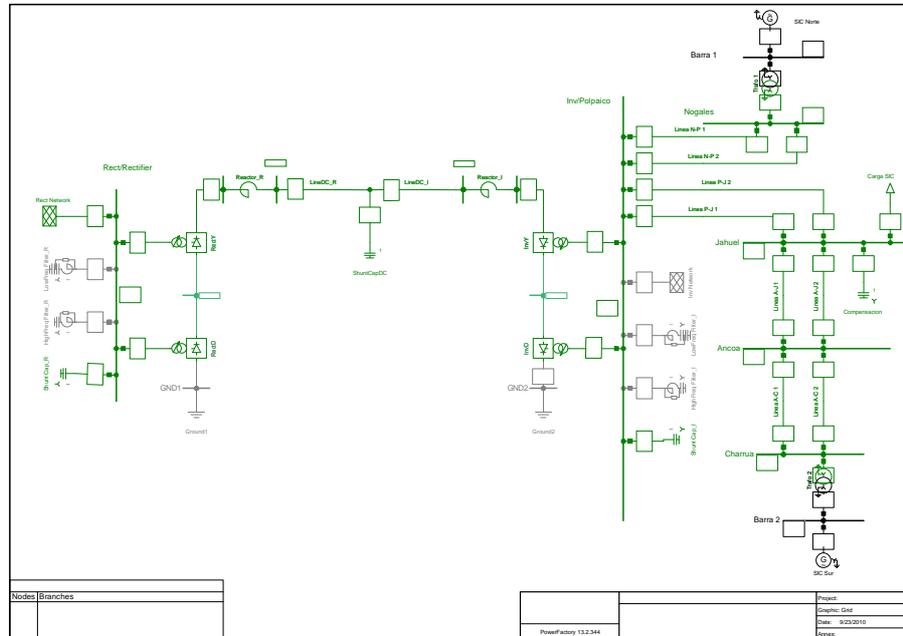


Figura C. 1: Implementacion en DigSilent caso de estudio.

C.2 Parámetros caso SIC reducido

Equivalente SIC	SIC Norte	SIC Sur
Potencia aparente nominal [MVA]	863	977
Tensión nominal [kV]	13,8	13,8
Inercia H [MWs/MVA]	6,397	5,189
Resistencia de estator [p.u]	0,0025	0,0025
Reactancia de fuga estator[p.u]	0,2	0,015
Constantes de tiempo transitorias		
T_{d0}' [s]	8	8
T_{q0}' [s]	0,4	-----
Constantes de tiempo subtransitorias		
T_{d0}'' [s]	0,03	0,03
T_{q0}'' [s]	0,05	0,08
Reactancias síncronas		
X_d [p.u]	1,8	1,4
X_q [p.u]	1,7	0,7
Reactancias transitorias		

$X_{d'}$ [p.u]	0,3	0,4
$X_{q'}$ [p.u]	0,55	-----
Reactancias subtransitorias		
$X_{d''}$ [p.u]	0,25	0,3
$X_{q''}$ [p.u]	0,25	0,4

Tabla C. 1: Descripción de equivalentes SIC Norte y SIC Sur.

Enlace HVDC	Rectificador	Inversor
Potencia nominal [MW]	1000	1000
Tensión nominal [kV]	500	500
Razón de transformación	0.42268	0.42268
Setpoint de corriente [kA]	2	2
alpha min [grados]	10	100
alpha max [grados]	180	180
Reactancia de conmutación [Ohm]	13.445	13.445

Tabla C. 2: Datos enlace HVDC monopolar.

Línea DC	
Tensión nominal [kV]	500
Corriente nominal [kA]	2
R' [Ohm]	0,01

Tabla C. 3: Datos línea DC.

Reactor de alisamiento	
Tensión nominal [kV]	500
Corriente nominal [kA]	2
Inductancia [mH]	596,8

Tabla C. 4: Reactor de alisamiento.

Condensadores	
Tensión nominal [kV]	500
Capacitancia [μ F]	7,64

Tabla C. 5: Condensadores.

Transformadores	Norte	Sur
Potencia nominal [MVA]	863	980
Frecuencia nominal [Hz]	50	50
Tensión nominal HV [kV]	500	500
Tensión nominal LV [kV]	13,8	13,8
Impedancia sec. Positiva	0,03	0,03
Unidades en paralelo	5	8

Tabla C. 6: Transformadores.

Líneas AC	
Tensión nominal [kV]	500
Corriente nominal [kA]	2,039
R' [Ohm/km]	0,02
X' [Ohm/km]	0,27
RO' [Ohm/km]	0,16
xO' [Ohm/km]	1,09
B' [μ S/km]	4,03
BO' [μ S/km]	1,67

Tabla C. 7: Líneas de transmisión 500 [kV].

C.3 Parámetros de los controladores

Parámetros	Valor
Kp	1
Ti	0.01
P_l	0
Pd	1
TFiltU	0.02
Tfiltl	0.0012
m0	0
m2	1
u1	0.4
u2	0.5
i1	0.55
i2	0.9
amin	5
amax	150

Tabla C. 8: Control Maestro y Rectificador.

Parámetro	Valor
Kgp	0.1
Tgi	0.01
Klp	0.1
Tli	0.01
lmargin	0.1
TFiltl	0.0012
Kx	0.1
Ky	0.3
α_{g_min}	90

α_{l_min}	70
α_{g_max}	150
α_{l_max}	150

Tabla C. 9: Control Inversor.

Parámetro	Valor
K	2.5
Td	1
T1	10
Ta	0.279
Tb	0.57
Ta1	0.279
Tb1	0.57
Ta2	0.279
Tb2	0.57
Ta3	0.279
Tb3	0.57

Tabla C. 10: Control Suplementario.

C.4 Fallas realizadas al caso SIC reducido

C.4.1 Falla trifásica Jahuel- Polpaico

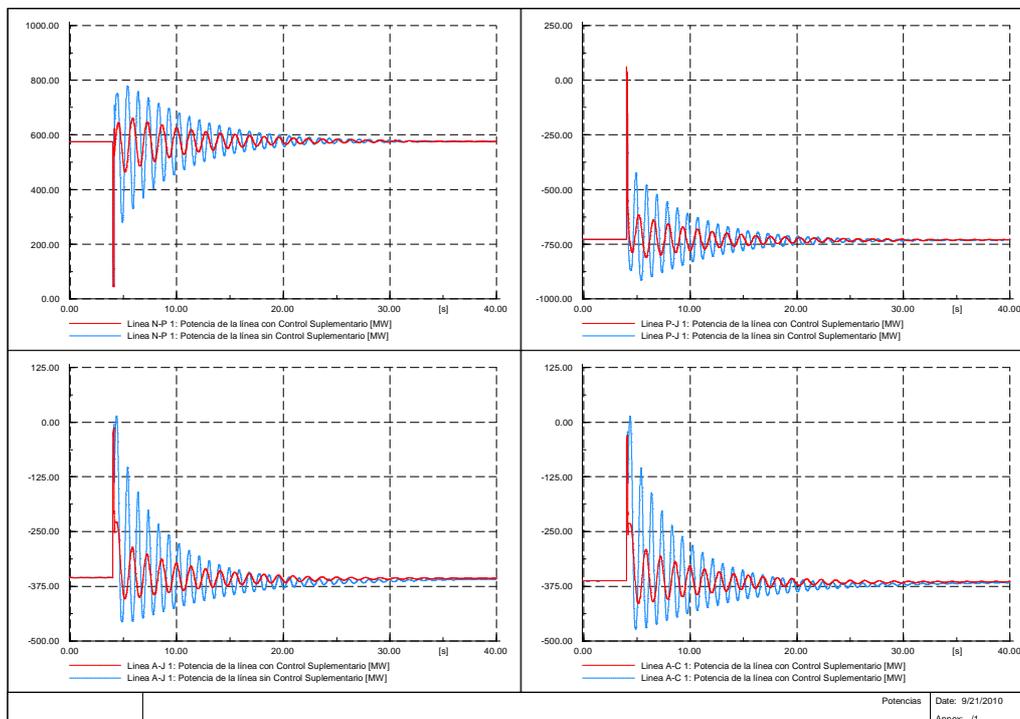


Figura C. 2: Potencias activas por las líneas falla trifásica Jahuel-Polpaico.

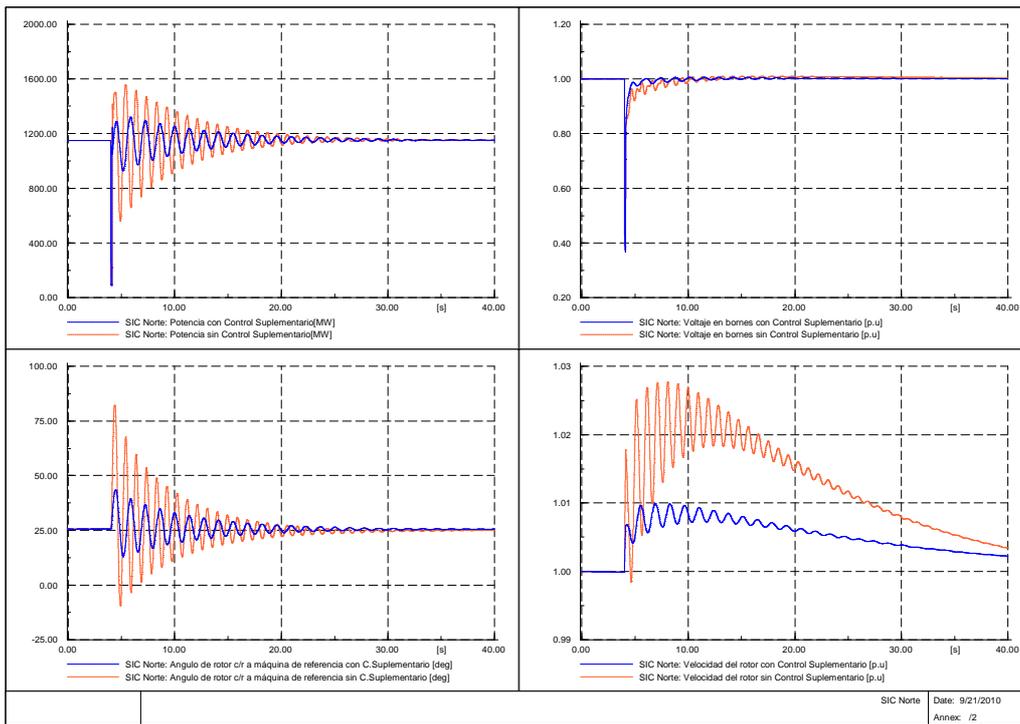


Figura C. 3: Variables electromecánicas SIC Norte falla trifásica Jahuel-Polpaico.

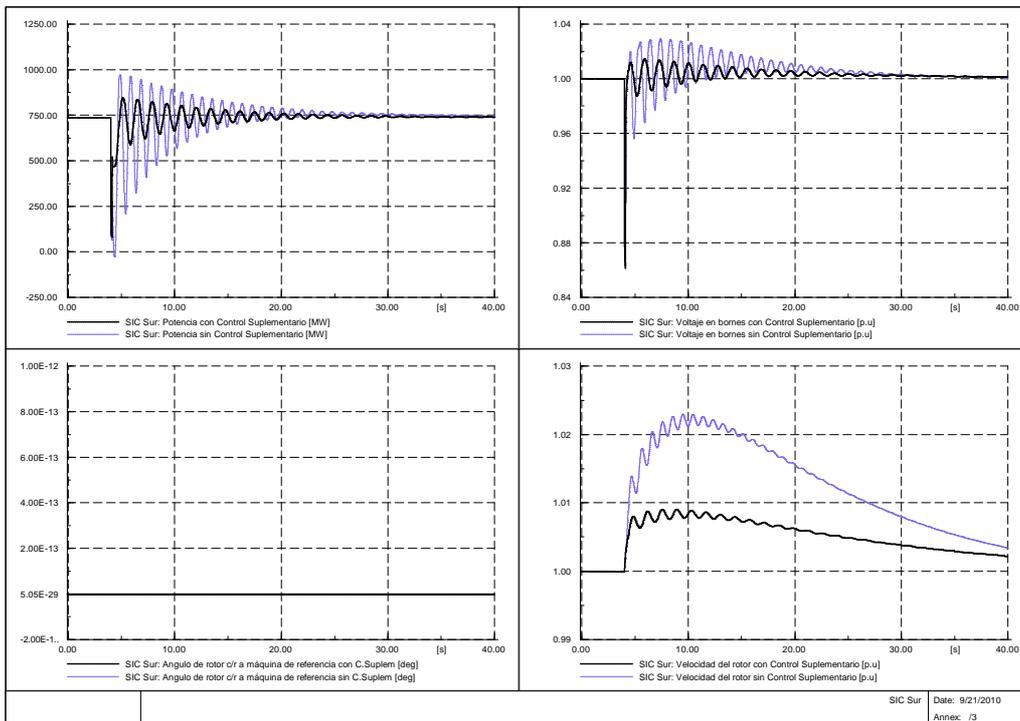


Figura C. 4: Variables electromecánicas SIC Sur falla trifásica Jahuel-Polpaico.

C.4.2 Falla trifásica Ancoa-Jahuel

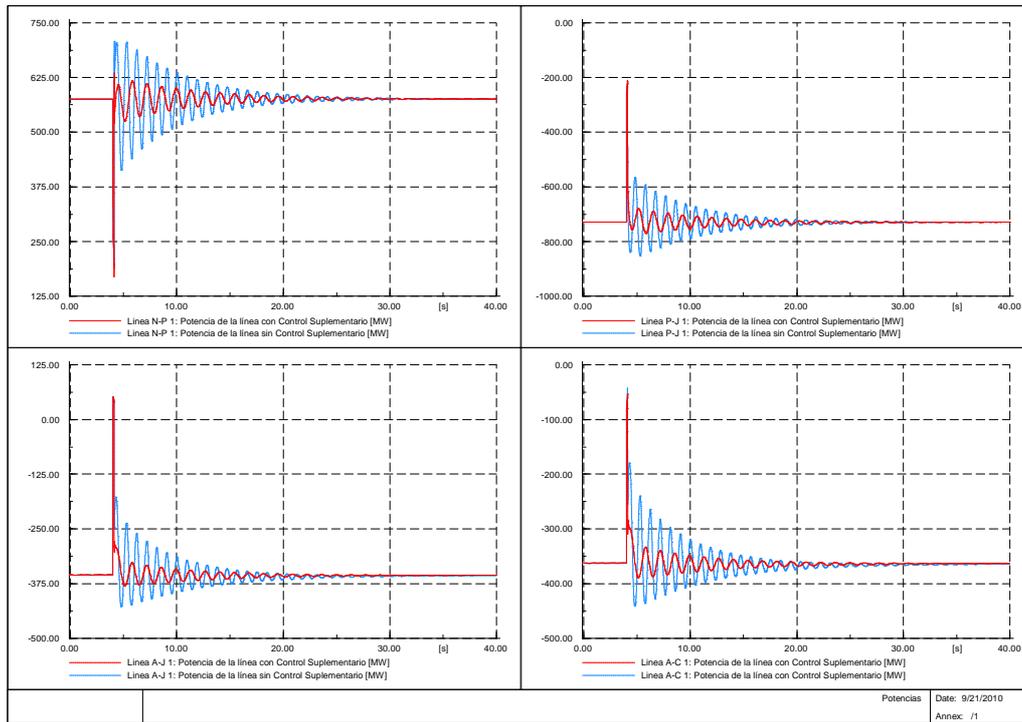


Figura C. 5: Potencias activas por las líneas falla trifásica Ancoa-Jahuel.

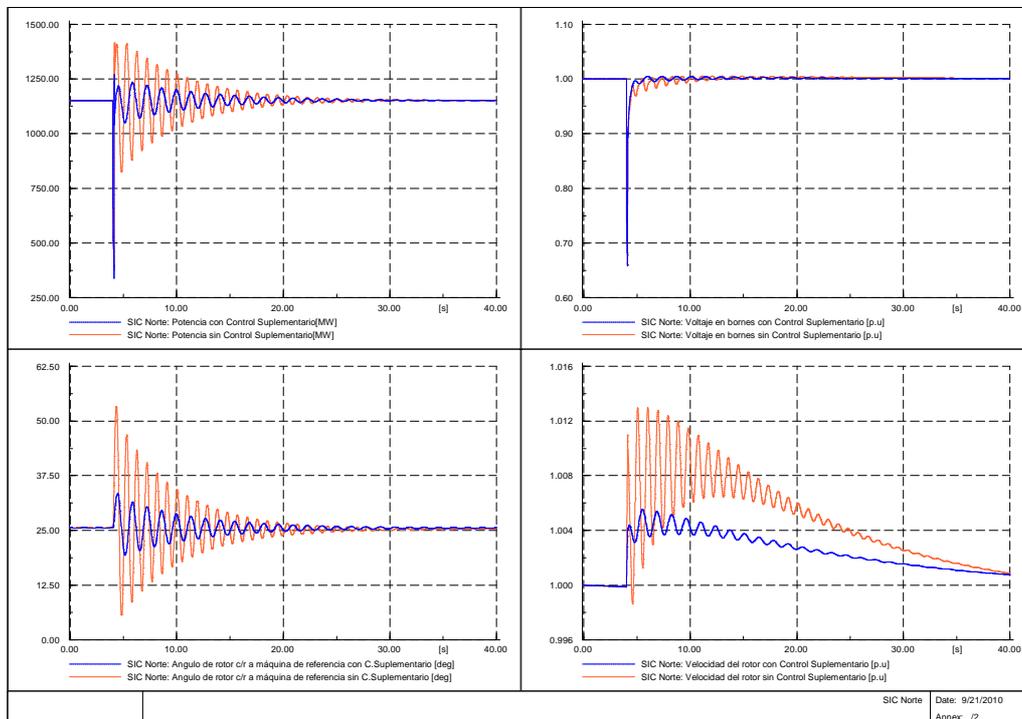


Figura C. 6: Variables electromecánicas SIC Norte falla trifásica Ancoa-Jahuel.

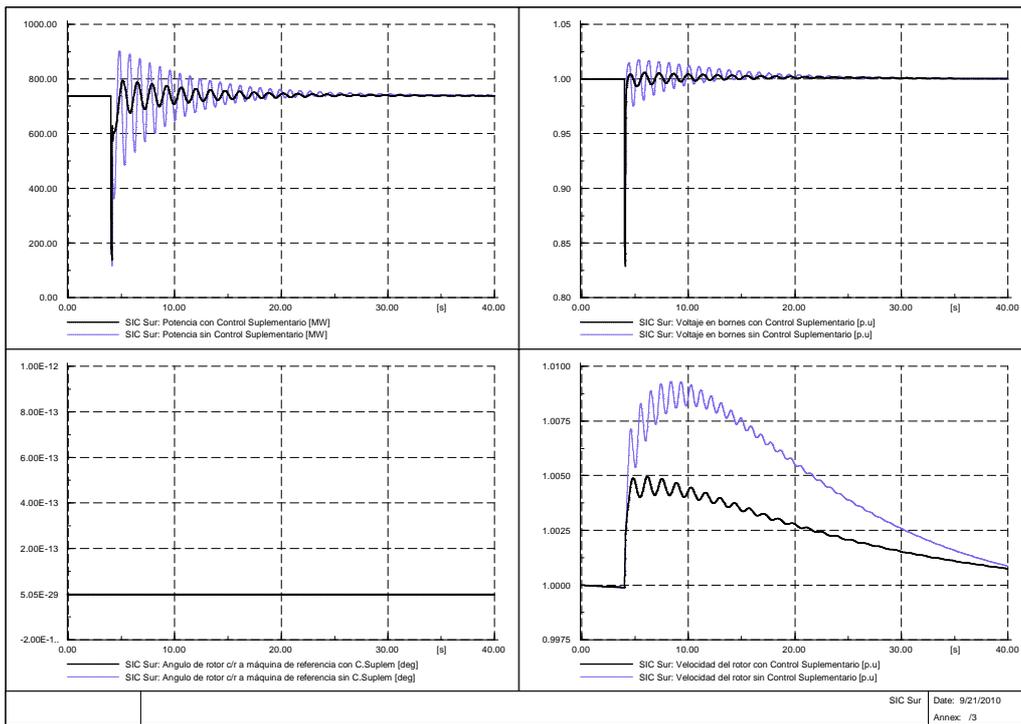


Figura C. 7: Variables electromecánicas SIC Sur falla trifásica Ancoa-Jahuel.

C.4.3 Falla trifásica Ancoa-Charrúa

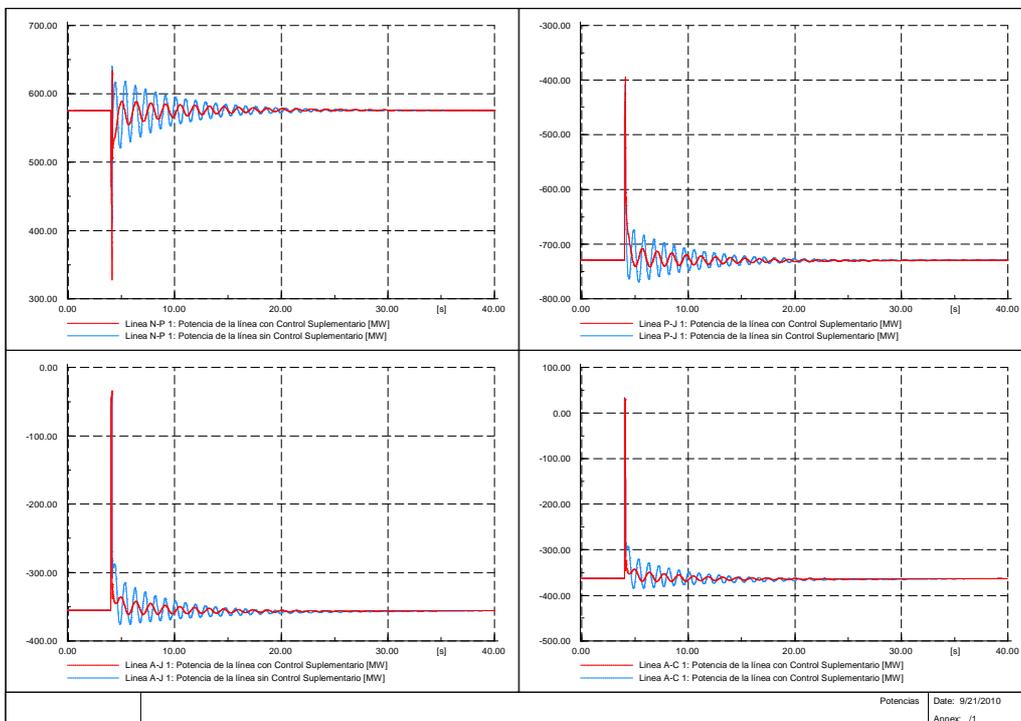


Figura C. 8: Potencias activas por las líneas falla trifásica Ancoa-Charrúa.

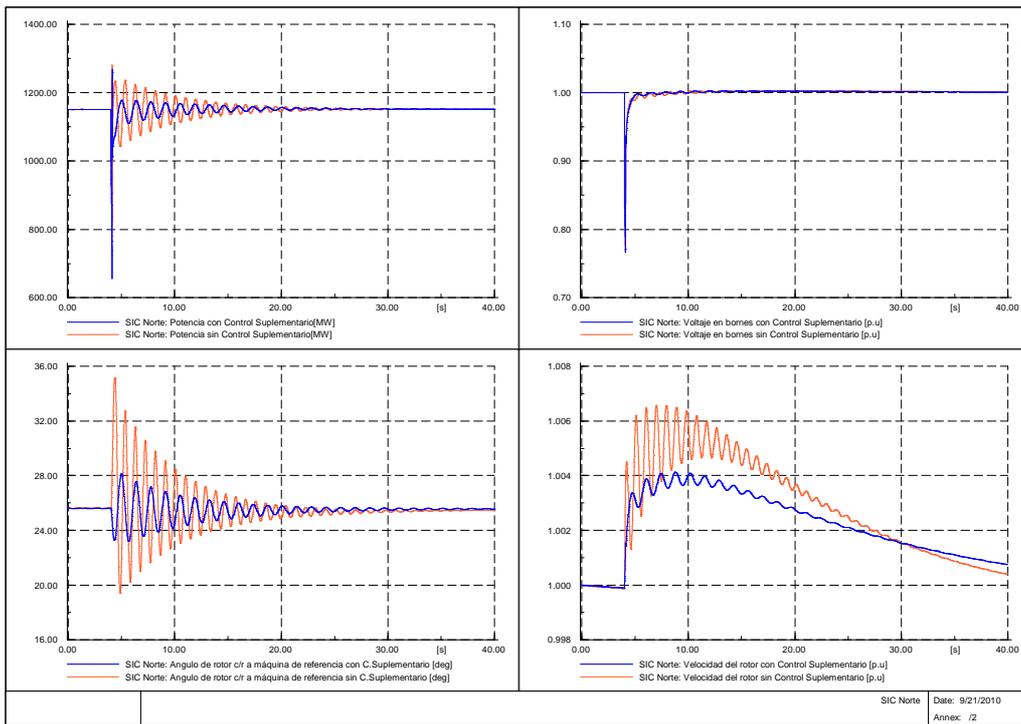


Figura C. 9: Variables electromecánicas SIC Norte falla trifásica Ancoa-Charrúa.

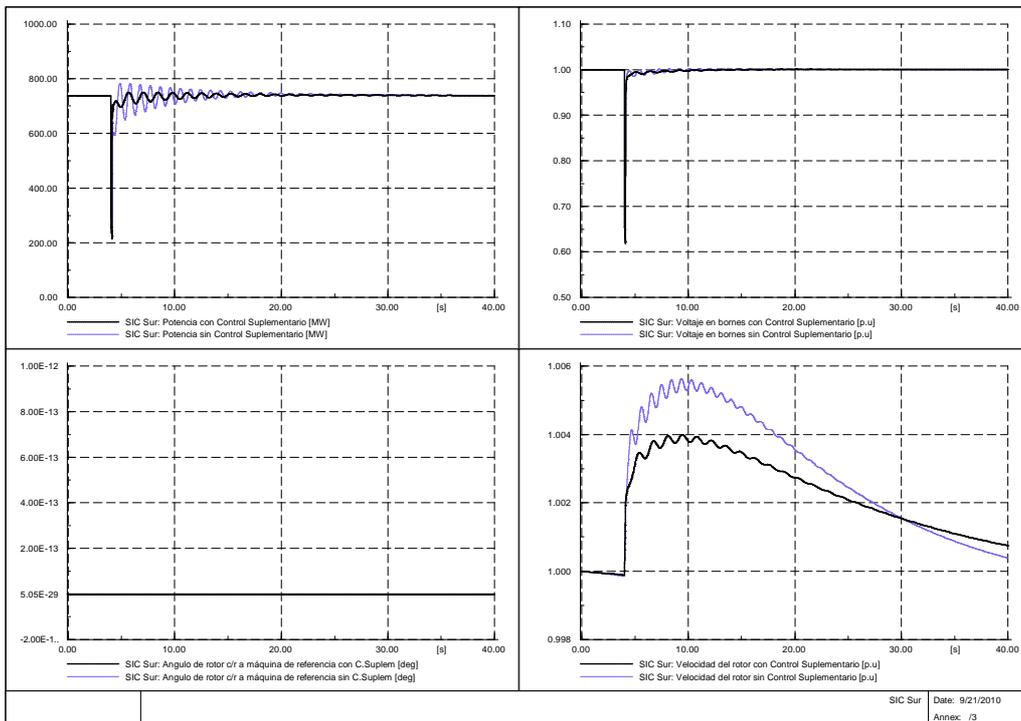


Figura C. 10: Variables electromecánicas SIC Sur falla trifásica Ancoa-Charrúa.

C.4.4 Falla monofásica línea Nogales-Polpaico

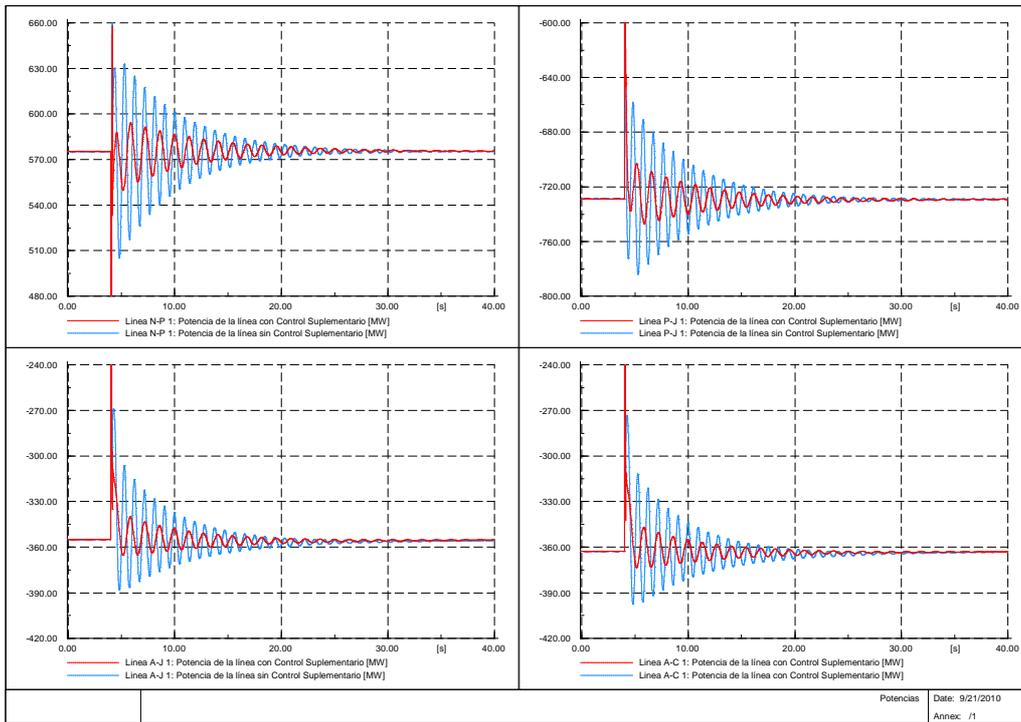


Figura C. 11: Potencias activas por las líneas falla monofásica Nogales-Polpaico.

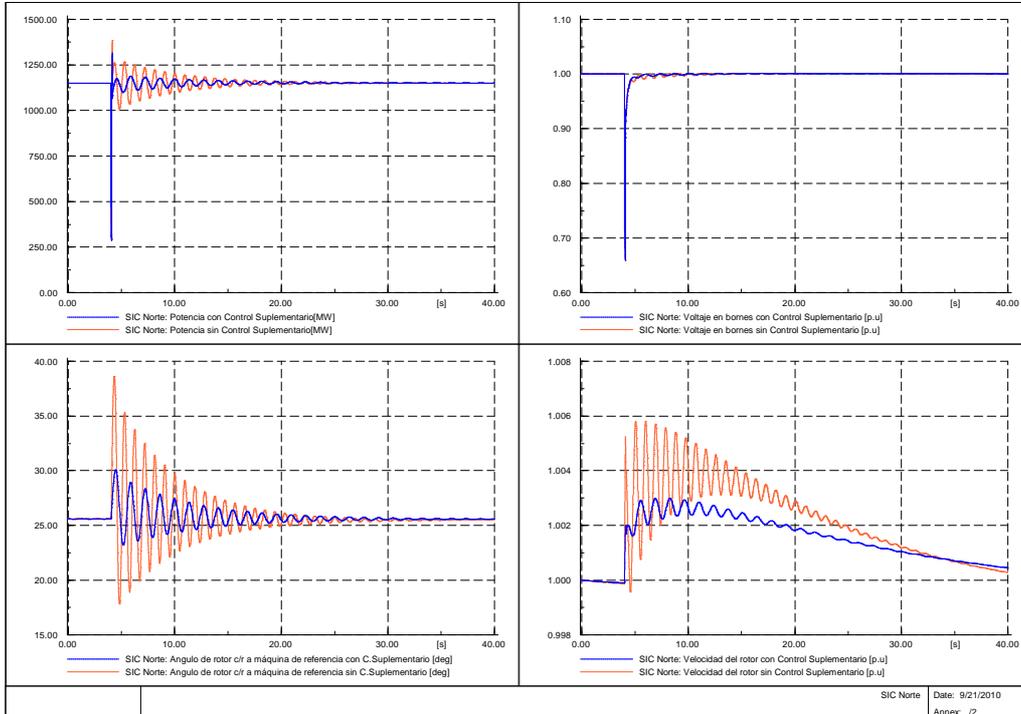


Figura C. 12: Variables electromecánicas SIC Norte falla monofásica Nogales-Polpaico.

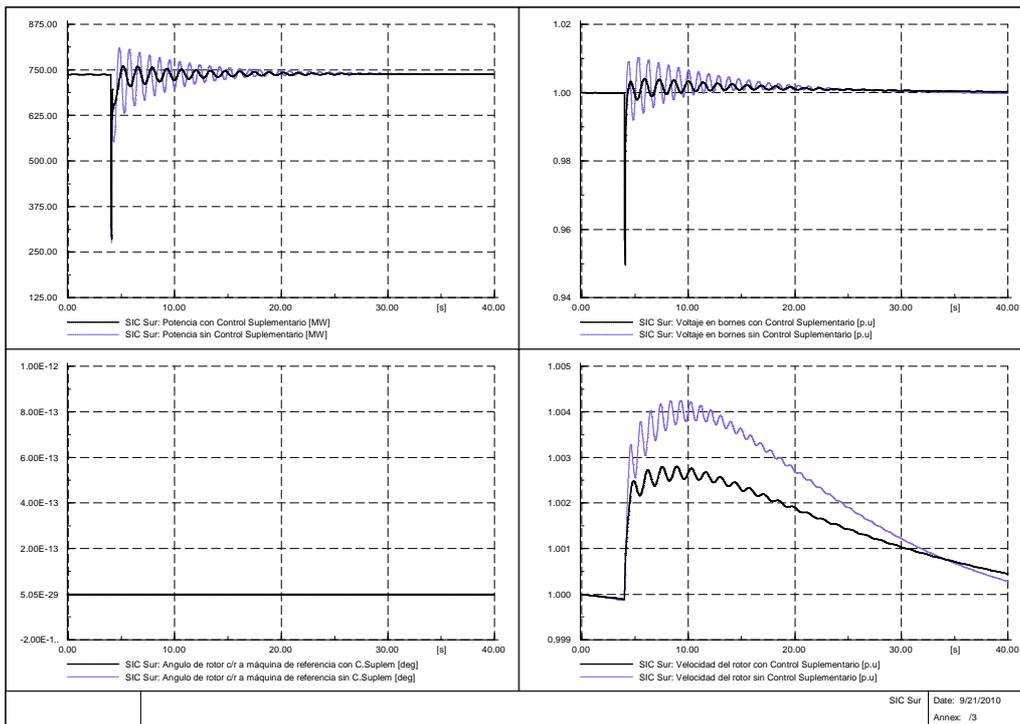


Figura C. 13: Variables electromecánicas SIC Sur falla monofásica Nogales-Polpaico.

C.4.5 Falla monofásica Línea Jahuél-Polpaico

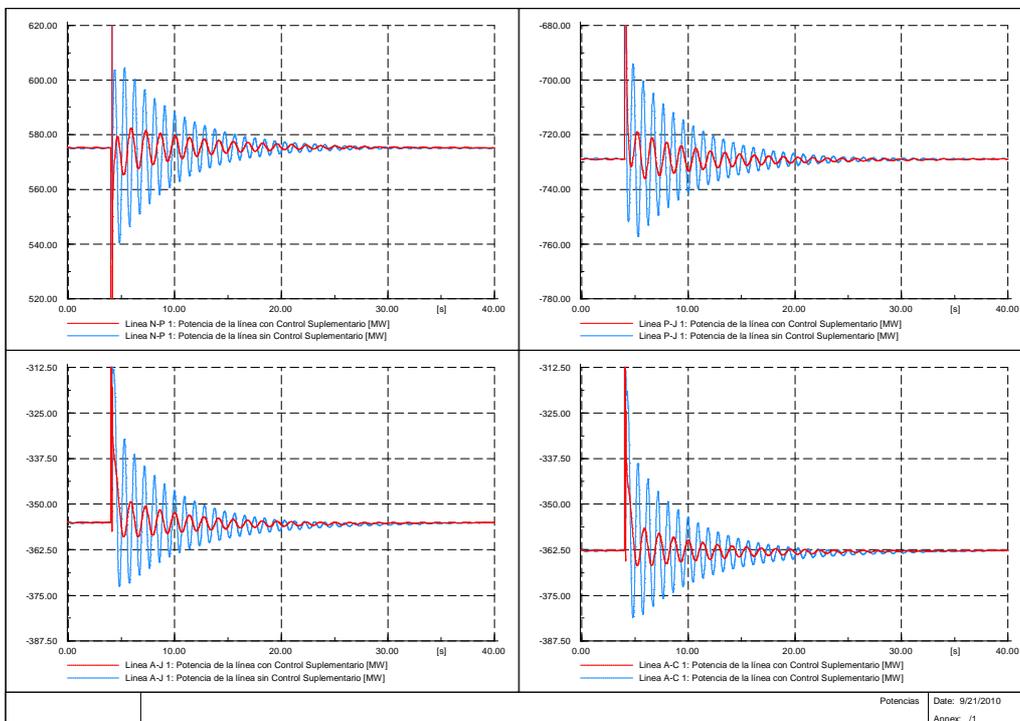


Figura C. 14: Potencias activas por las líneas falla monofásica línea Jahuél-Polpaico.

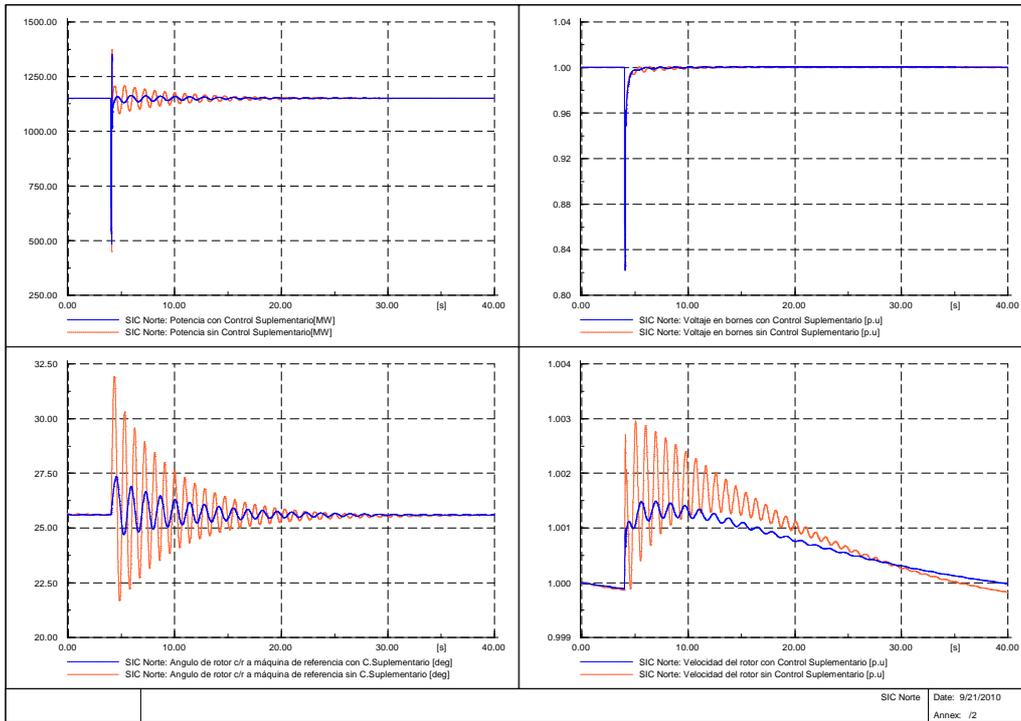


Figura C. 15: Variables electromecánicas SIC Norte falla monofásica línea Jahuel-Polpaico.

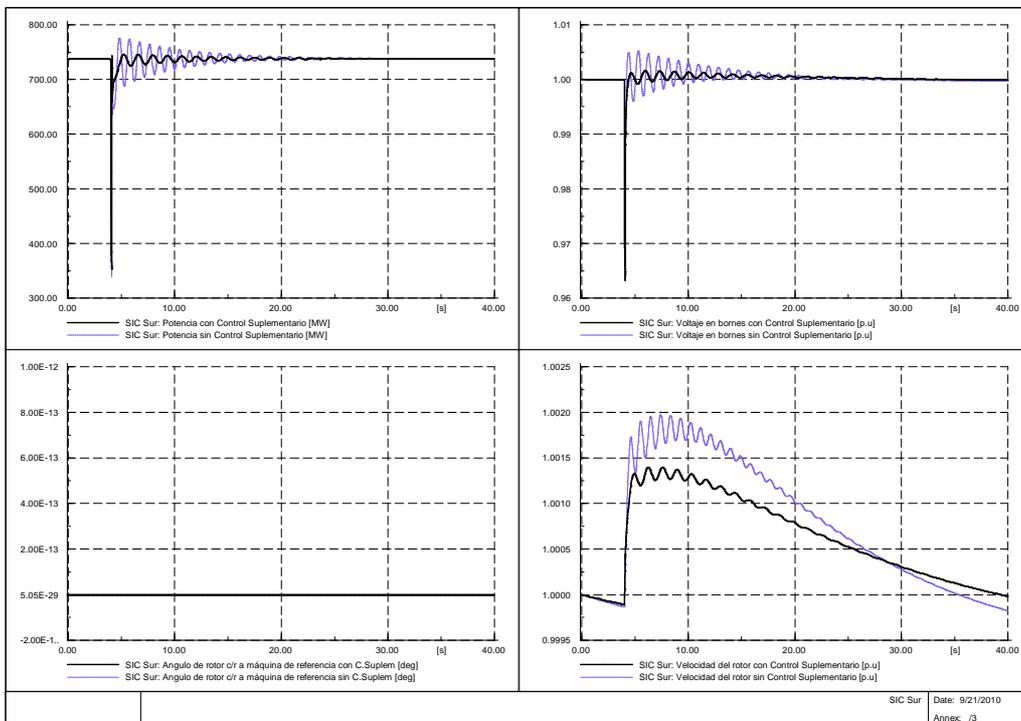


Figura C. 16: Variables electromecánicas SIC Sur falla monofásica Jahuel-Polpaico.

C.4.6 Falla monofásica Ancoa-Charrúa

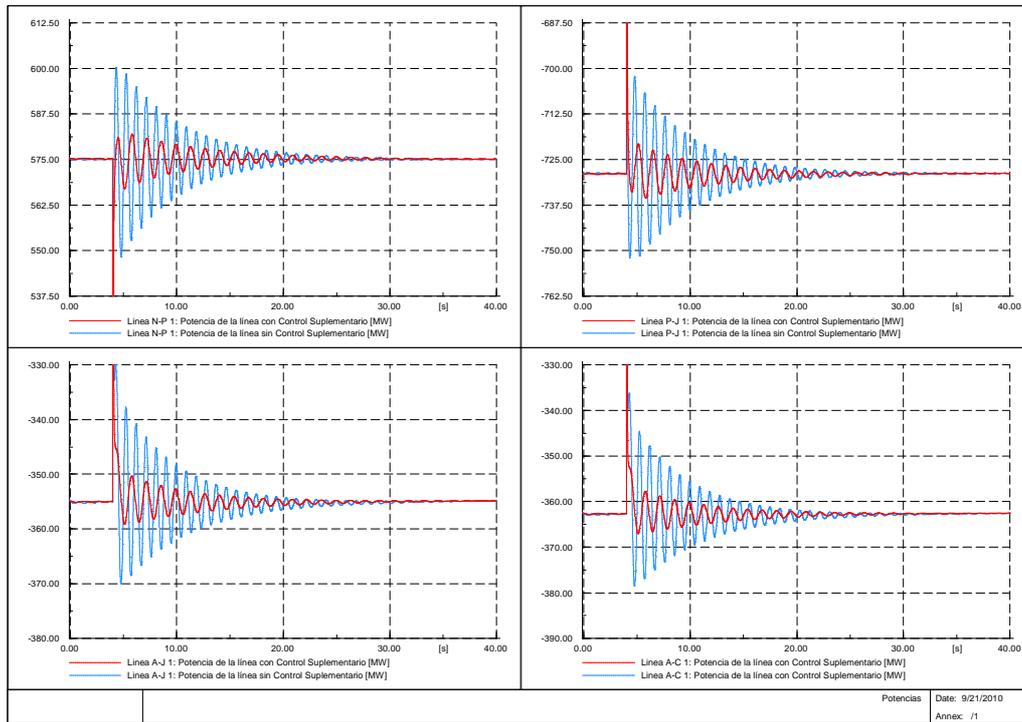


Figura C. 17: Potencias activas por las líneas falla monofásica línea Ancoa-Charrúa.

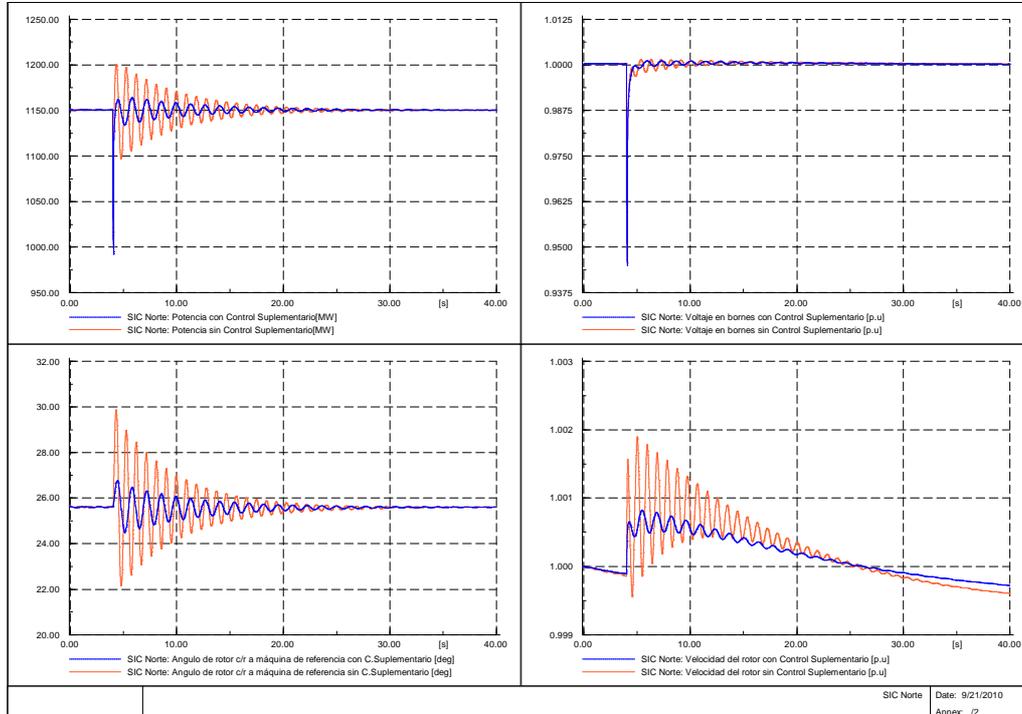


Figura C. 18: Variables electromecánicas SIC Norte falla monofásica línea Ancoa-Charrúa.

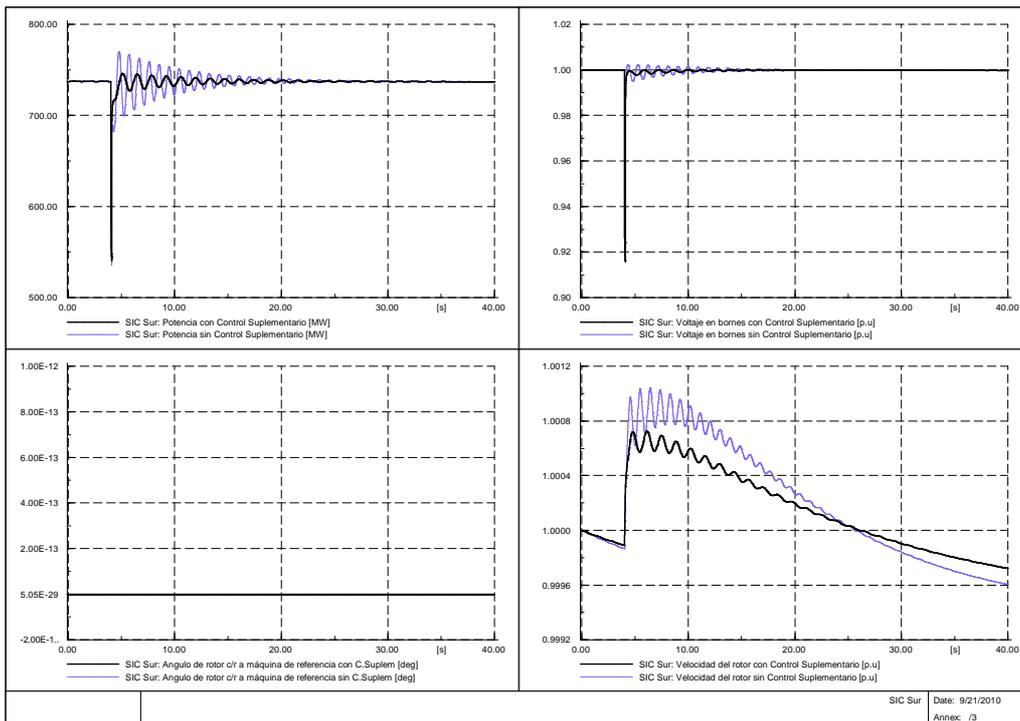


Figura C. 19: Variables electromecánicas SIC Sur falla monofasica Ancoa-Charrúa.

C.4.7 Falla bifásica a tierra Línea Nogales-Polpaico

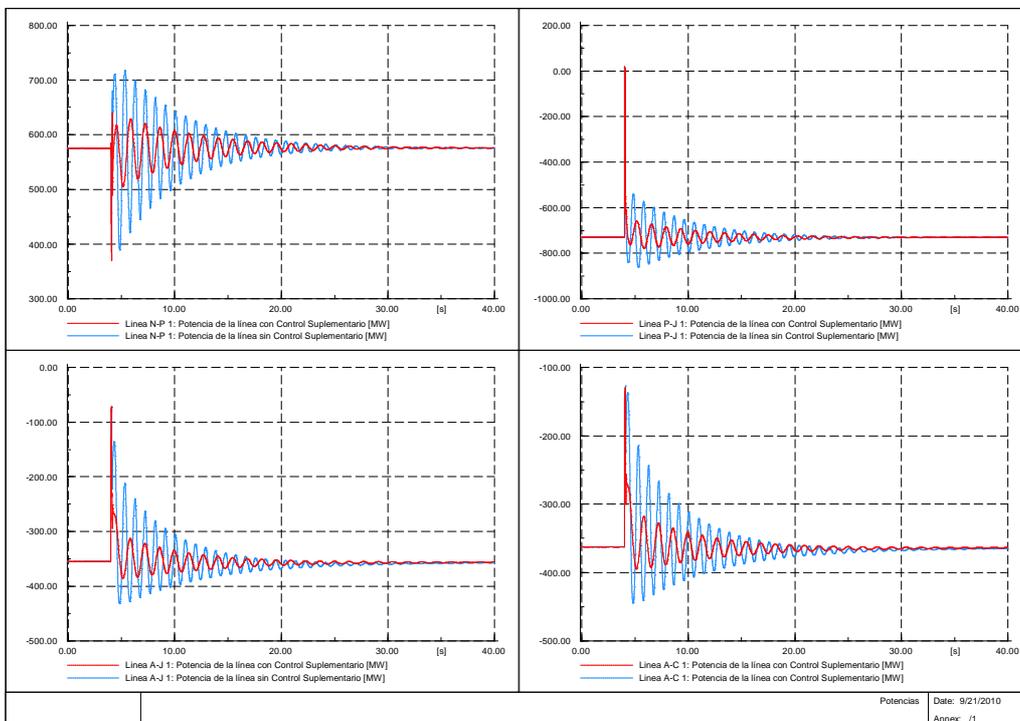


Figura C. 20: Potencias activas por las líneas falla bifásica a tierra línea Nogales-Polpaico.

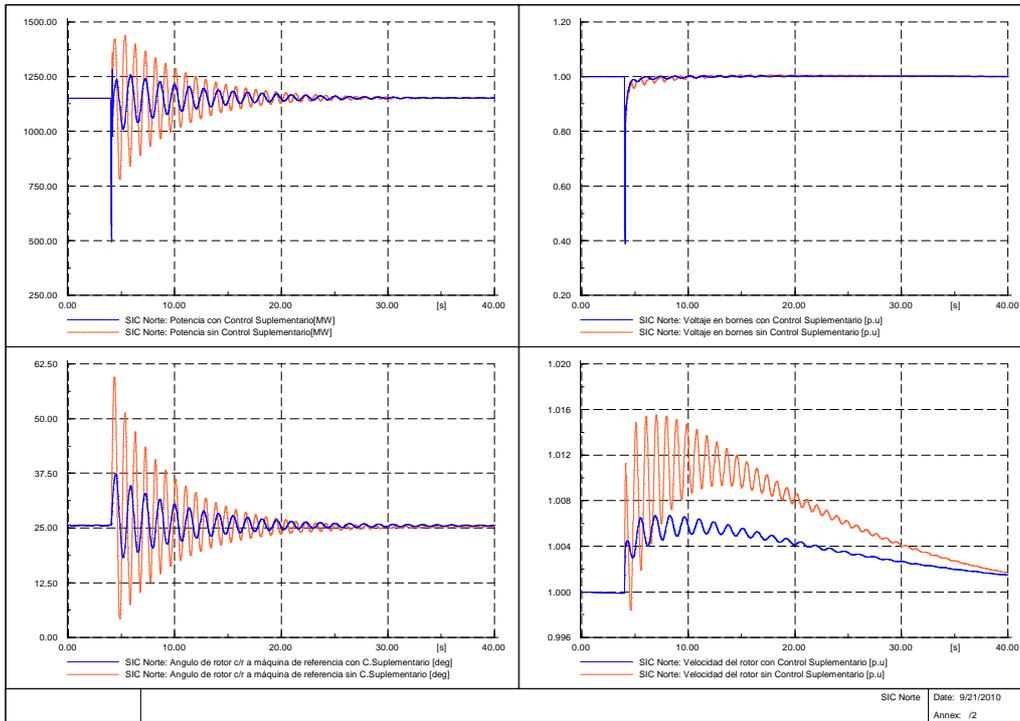


Figura C. 21: Variables SIC Norte falla bifásica a tierra línea Nogales-Polpaico.

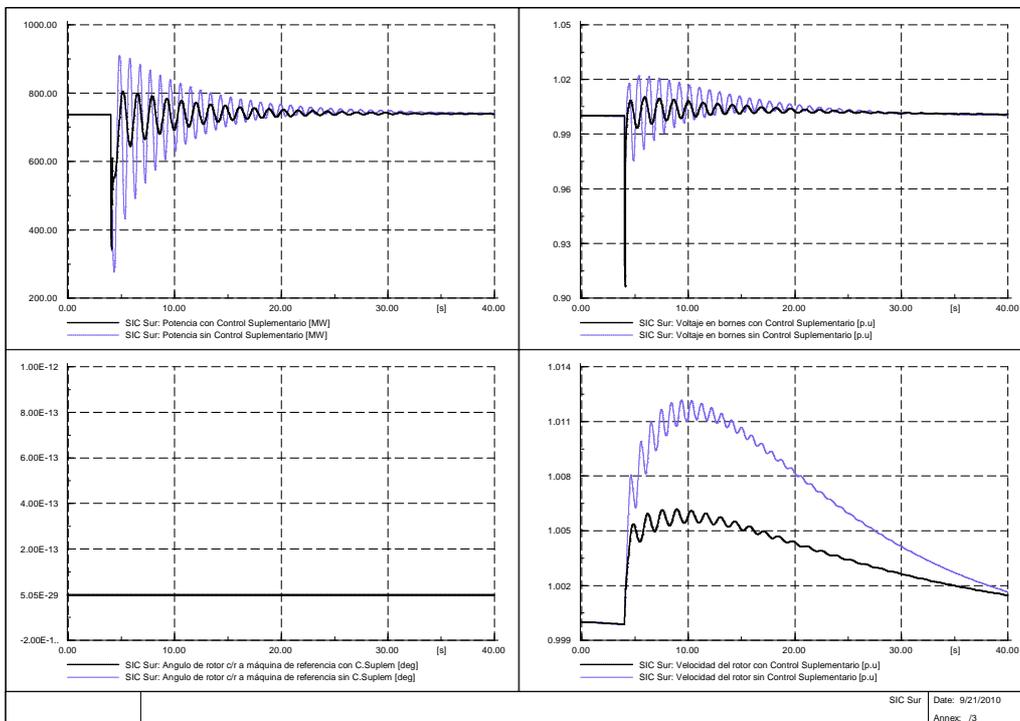


Figura C. 22: Variables SIC Sur falla bifásica a tierra línea Nogales-Polpaico.

C.4.8 Falla bifásica a tierra Jahuel-Polpaico

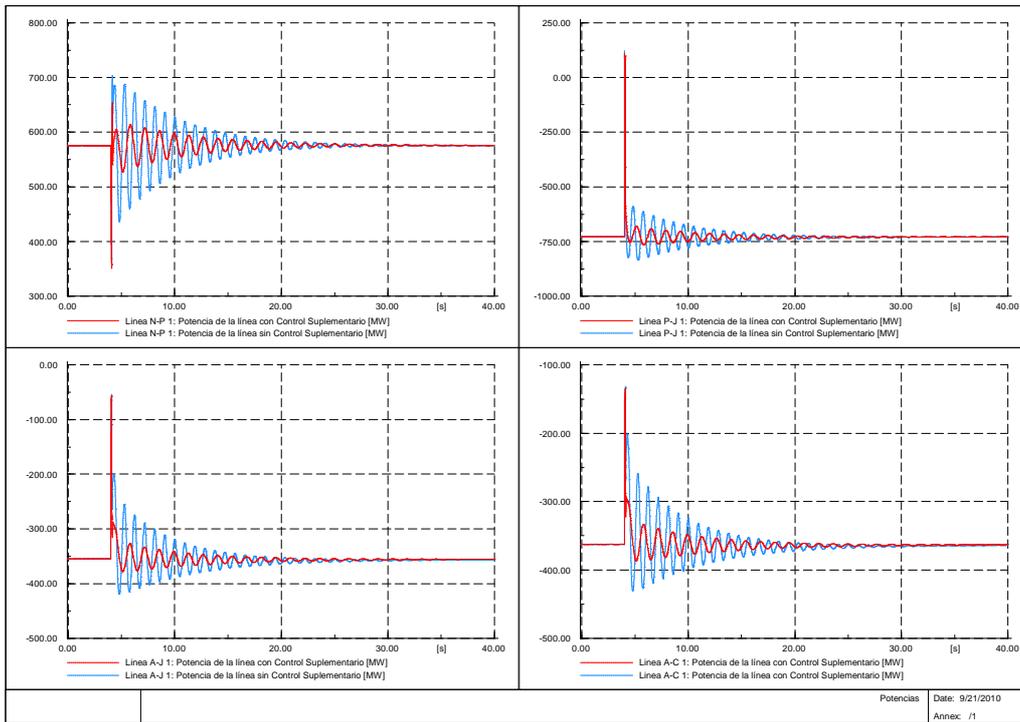


Figura C. 23: Potencias activas por las líneas falla bifásica a tierra línea Jahuel-Polpaico.

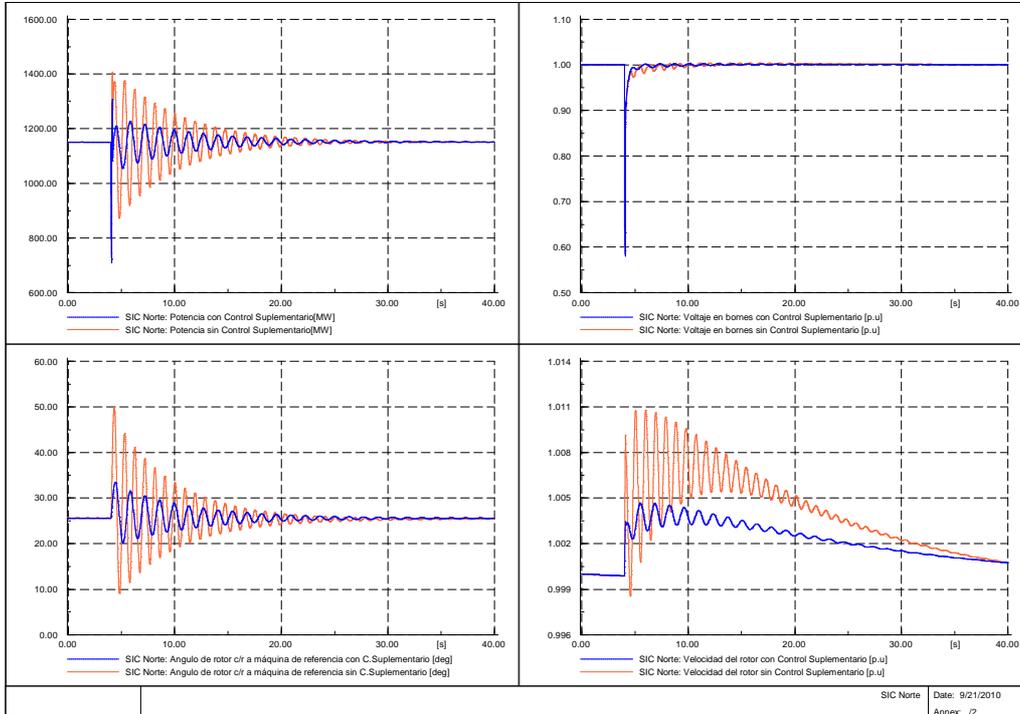


Figura C. 24: Variables SIC Norte falla bifásica a tierra línea Jahuel-Polpaico.

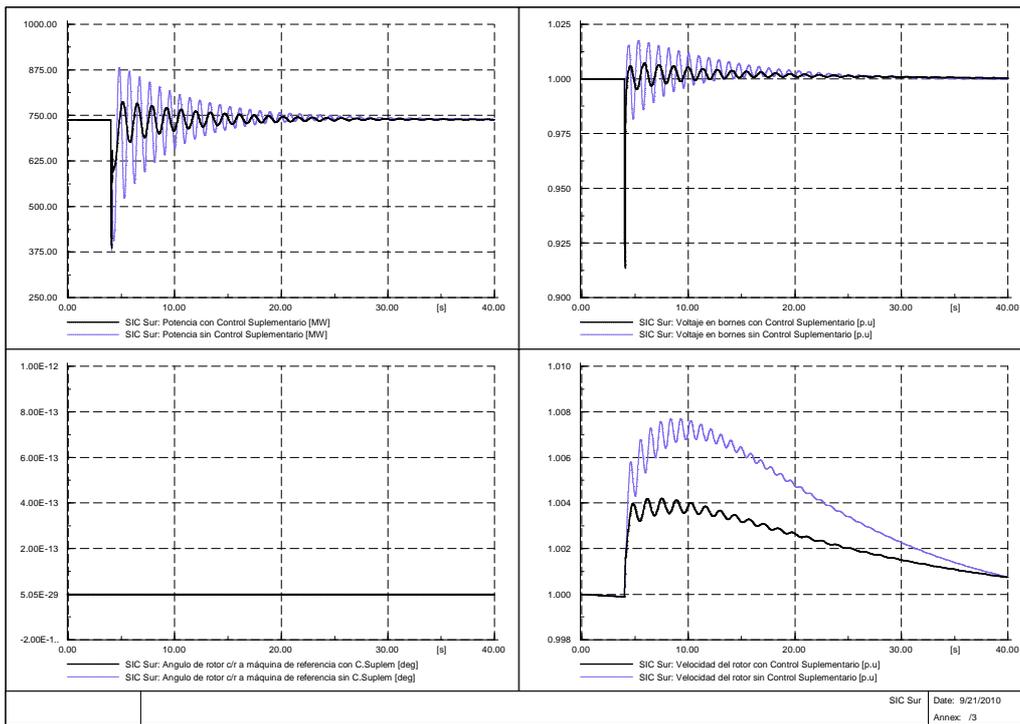


Figura C. 25: Variables SIC Sur falla bifásica a tierra línea Jahuel-Polpaico.

C.4.9 Falla bifásica a tierra Ancoa-Jahuel

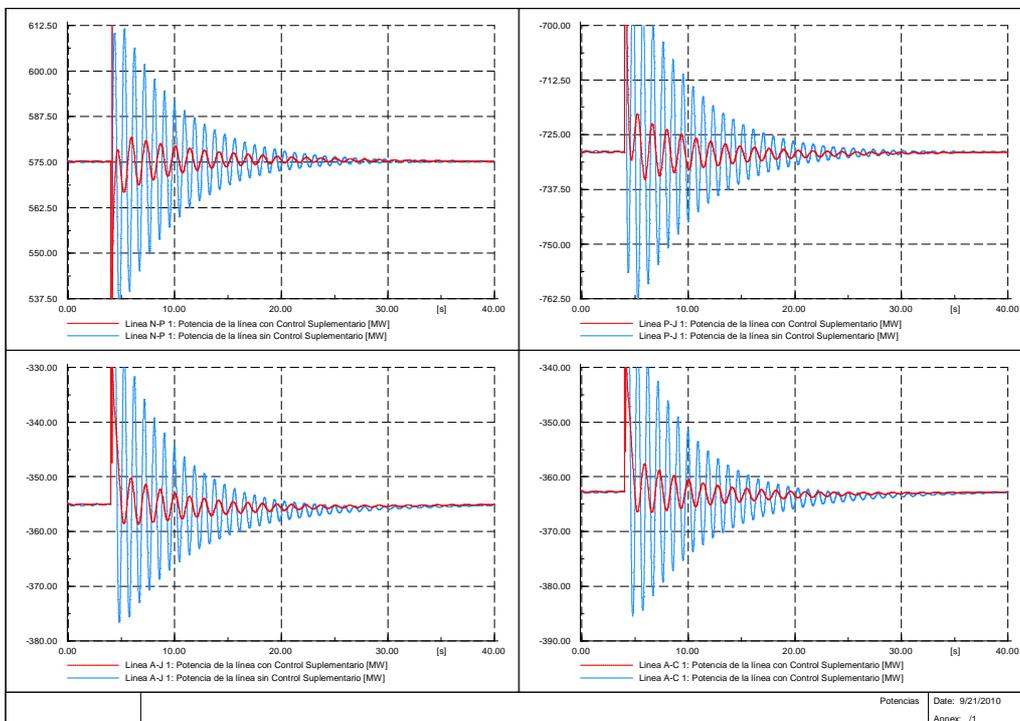


Figura C. 26: Potencias activas por las líneas falla bifásica a tierra línea Ancoa-Jahuel.

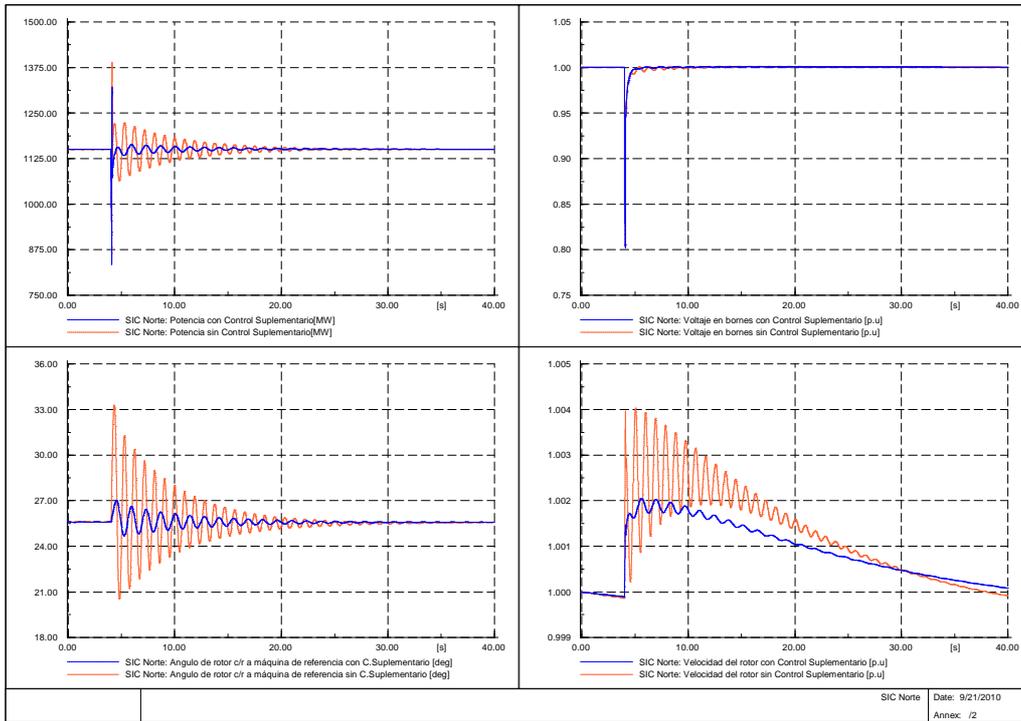


Figura C. 27: Variables SIC Norte falla bifásica a tierra línea Ancoa-Jahuel.

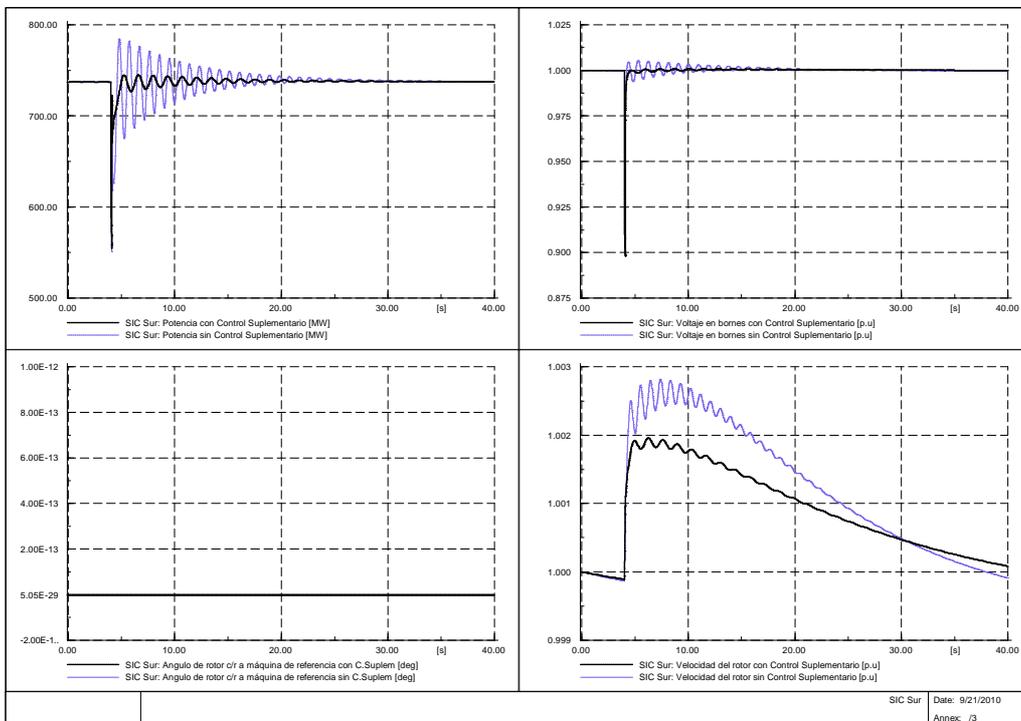


Figura C. 28: Variables SIC Sur falla bifásica a tierra línea Ancoa-Jahuel.

C.4.10 Falla trifásica en barra AC inversora Polpaico

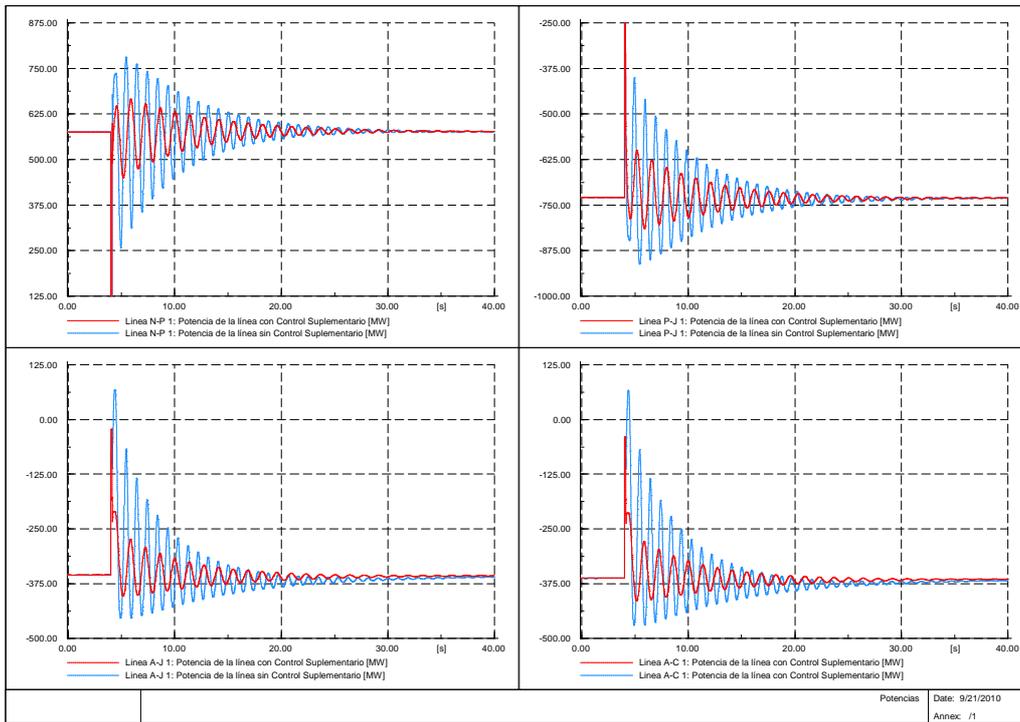


Figura C. 29: Potencias activas por las líneas falla trifásica barra Inversora.

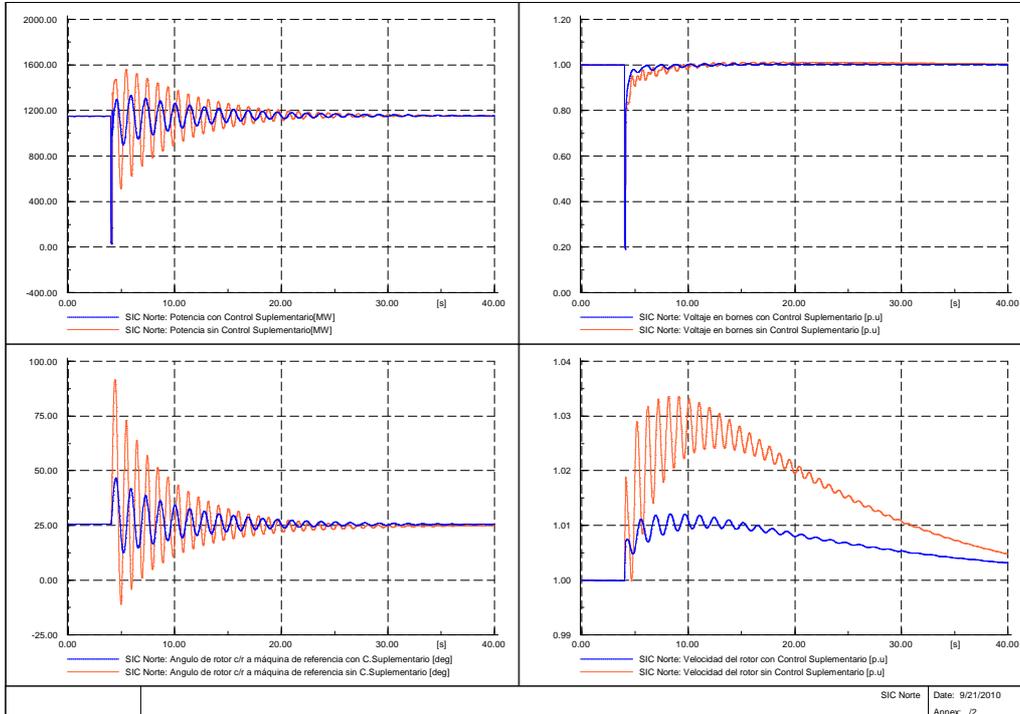


Figura C. 30 : Variables SIC Norte falla trifásica barra Inversora.

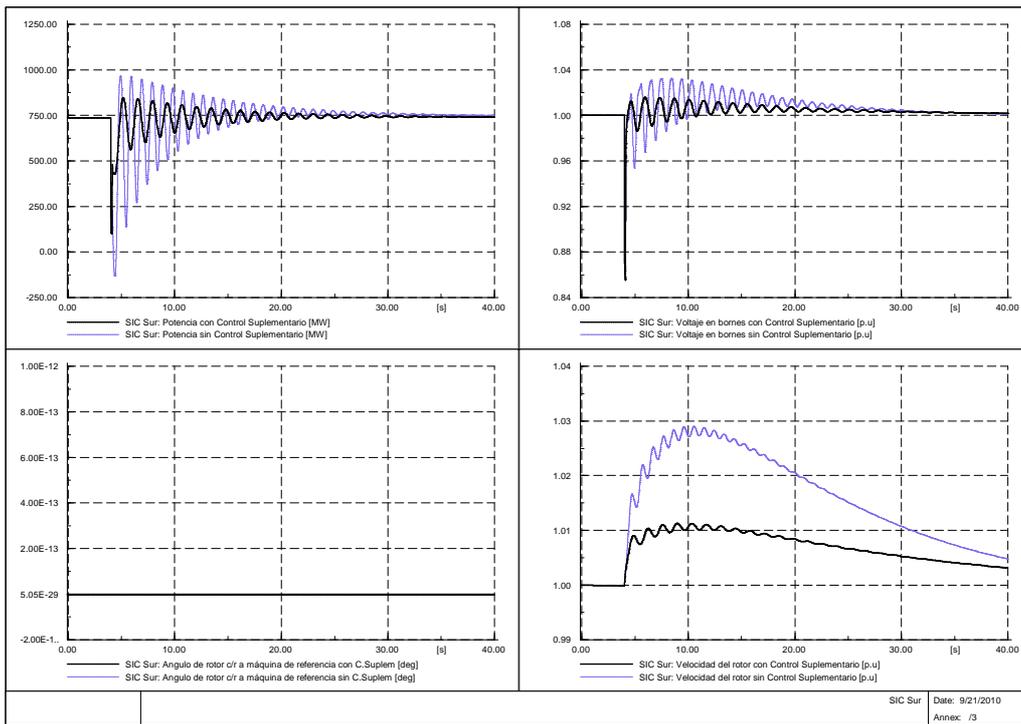


Figura C. 31: Variables SIC Sur falla trifásica barra Inversora.

