



UNIVERSIDAD DE CHILE  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

ESQUEMA DE DETECCIÓN DE INESTABILIDAD PARA OPERACIÓN EN ISLA  
ELÉCTRICA UTILIZANDO SINCRÓFASORES

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

FELIPE ANTONIO ARRAÑO VARGAS

PROFESOR GUÍA:  
LUIS VARGAS DÍAZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
ARIEL VALDENEGRO ESPINOZA  
JUAN VEGA ARAYA

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por Enacsel EIS S.A., Tecma Tecnología y Maquinarias S.A. y Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.

SANTIAGO DE CHILE  
ABRIL 2014

## ESQUEMA DE DETECCIÓN DE INESTABILIDAD PARA OPERACIÓN EN ISLA ELÉCTRICA UTILIZANDO SINCRÓFASORES

En cualquier sistema eléctrico de potencia, sea éste complejo o no, existen perturbaciones o contingencias que pueden causar inestabilidad angular, de frecuencia y/o de tensión. El no poder recuperar el estado de equilibrio inicial se puede traducir en una segregación del sistema en dos o más partes, masivas pérdidas de suministro eléctrico o, lo que es peor aún, un apagón total.

En los últimos años los sistemas de medición dinámica han experimentado un importante avance gracias a mediciones sincronizadas, éstas permiten adquirir varias muestras por segundo y proveer información coherente entre los ángulos de las medidas, haciéndolas comparables entre sí. Estas medidas otorgan información suficiente para evitar inestabilidades luego de ocurrida una perturbación, realizando acciones correctivas de protección sistémica tales como desprendimientos de carga, desprendimientos de generación y segregación en islas eléctricas de forma controlada.

Considerando que esta tecnología puede ser aplicada en Chile, y particularmente en el sector sur del Sistema Interconectado Central (SIC), este trabajo propone un esquema de detección de inestabilidad para operación en isla eléctrica utilizando mediciones sincrofásoriales, con el objetivo de mantener el suministro eléctrico en la Isla Grande de Chiloé cuando el colapso del sistema es inminente luego de ocurrida una contingencia.

El esquema verifica que tanto la diferencia angular, la primera y segunda derivada entre dos puntos del sistema permanezcan en una región estable o controlable. En caso de que alguna variable presente valores fuera de los límites establecidos se determina que el colapso del sistema es posible y que la segregación del sector seleccionado del resto de la red permitiría mantener el suministro eléctrico.

Para la construcción de este esquema se simulan, en el *software* DIGSILENT y con la base del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) del SIC actualizada a la fecha, tres contingencias reales y seis contingencias extremas para cuatro escenarios de operación. El esquema logra tener una exactitud de 88,9% y una sensibilidad de un 66,7%; por otro lado, la operación en isla eléctrica sería posible en solo un escenario de operación, siendo necesaria la implementación de Esquemas de Desconexión de Carga y de Generación para que sea posible en otros dos.

*Dedicado a mi familia, especialmente a mis padres quienes  
me han apoyado a lo largo de esta experiencia.*

*“No intentes acomodarte a los patrones establecidos para alcanzar el éxito.*

*Expresa tus propios deseos y sé tú mismo.”*

*Karen Katafiasz*

# Agradecimientos

En primer lugar quiero agradecer a mis padres por los valores que me han enseñado a lo largo de mi vida y que hoy son parte fundamental de la forma en que veo el mundo. También agradecerles el apoyo que he tenido a lo largo de mi formación académica.

A mis familiares, por estar siempre preocupados de mí y ayudándome si es necesario. Agradezco a mis hermanas Constanza y Sofía por las palabras de ánimo, pero lo más importante por estar siempre ahí.

Agradezco a Carolina por ser un soporte fundamental durante todo momento, por sus palabras de apoyo, sus consejos y su constante alegría. Agradecerle también por la ayuda presentada, como estudiante de ingeniería eléctrica, en este trabajo.

A mi profesor guía, Luis Vargas, quien ha sabido apoyarme, especialmente en los momentos en que no se veía un rumbo claro hacia el cumplimiento de los objetivos.

A las personas de Enacsel EIS S.A. y Tecma Tecnología y Maquinarias S.A., por darme la oportunidad de realizar el trabajo de título en sus dependencias y ayudarme en todo cuanto necesité. En especial a Francisco Beltrán por la idea de desarrollar mi memoria en este tema y su constante preocupación por los avances de la misma; a Juan Vega por su apoyo teórico en temas relacionados con la electricidad y por sus consejos para un buen desarrollo de este trabajo; y a Carlos Garrido por permitir que todo esto haya sido posible.

Por último, pero no menos importante, agradecer a todos mis amigos, que de manera directa o indirecta siempre han estado presentes.

# Tabla de contenido

Índice de tablas	viii
Índice de figuras	x
<b>Capítulo 1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Motivación . . . . .	1
1.2. Objetivos . . . . .	2
1.2.1. Objetivo general . . . . .	2
1.2.2. Objetivos específicos . . . . .	2
1.3. Alcance . . . . .	2
1.4. Estructura del trabajo . . . . .	3
<b>Capítulo 2. Estabilidad en sistemas eléctricos de potencia</b>	<b>4</b>
2.1. Conceptos de estabilidad . . . . .	4
2.2. Estabilidad angular . . . . .	6
2.3. Estabilidad de frecuencia . . . . .	7
2.4. Estabilidad de tensión . . . . .	8
2.5. Herramientas de análisis para estabilidad . . . . .	9
2.6. Análisis de estabilidad basado en sincrofasores . . . . .	10
2.6.1. Índice de estabilidad de voltaje . . . . .	10
2.6.2. Detector de oscilaciones angulares . . . . .	12
2.6.3. <i>Out-Of-Step Tripping</i> . . . . .	15
<b>Capítulo 3. Sistemas de Medición de Área Amplia y sincrofasores</b>	<b>17</b>
3.1. WAMS . . . . .	17
3.1.1. Generalidades . . . . .	17
3.1.2. Aplicaciones de los WAMS . . . . .	18
3.1.3. Elementos que componen un WAMS . . . . .	19
3.1.3.1. Unidad de Medición Fasorial . . . . .	19
3.1.3.2. Sistema de Posicionamiento Global . . . . .	19
3.1.3.3. Concentrador de Datos Fasoriales . . . . .	20
3.1.3.4. Transmisión de datos . . . . .	20
3.1.3.5. Visualización . . . . .	21
3.2. Sincrofasores . . . . .	22
3.2.1. Generalidades . . . . .	22
3.2.1.1. Origen de los fasores . . . . .	22
3.2.1.2. Fasores sincronizados . . . . .	22

3.2.1.3.	Muestreo y procesamiento de la señal . . . . .	24
3.2.1.4.	Obtención de la fase y de la amplitud de una señal . . . . .	24
3.2.2.	Aplicaciones de los sincrofasores . . . . .	25
3.2.3.	Ejemplos en sistemas eléctricos reales . . . . .	27
3.2.3.1.	Aplicación al sistema eléctrico de Croacia . . . . .	27
3.2.3.2.	Aplicación al sistema eléctrico de Vietnam . . . . .	29
<b>Capítulo 4.</b>	<b>Aplicación de sincrofasores al Sistema Interconectado Central</b>	<b>31</b>
4.1.	Planteamiento . . . . .	31
4.2.	Propuesta . . . . .	33
4.2.1.	Esquema de detección de inestabilidad para operación en isla eléctrica	33
4.2.2.	Fundamentos . . . . .	35
4.2.2.1.	Fase como indicador de rendimiento de la dinámica de un sistema eléctrico . . . . .	35
4.2.2.2.	Diferencia angular como indicador de operación en isla . . . . .	36
4.2.2.3.	Caracterización del plano A-S . . . . .	37
4.2.3.	Implementación del esquema . . . . .	41
4.3.	Metodología . . . . .	42
<b>Capítulo 5.</b>	<b>Caso de estudio</b>	<b>44</b>
5.1.	Descripción del modelo . . . . .	44
5.1.1.	Modelo eléctrico utilizado . . . . .	44
5.1.1.1.	Modificaciones . . . . .	44
5.1.1.2.	Características generales . . . . .	46
5.1.1.3.	Escenarios de operación . . . . .	46
5.1.2.	Contingencias estudiadas . . . . .	47
5.1.2.1.	Contingencias reales . . . . .	47
5.1.2.2.	Contingencias extremas . . . . .	48
5.1.3.	Recursos generales de control de contingencias y sistema de protecciones	49
5.1.4.	Criterios utilizados . . . . .	50
5.2.	Construcción del esquema . . . . .	52
5.2.1.	Simulación de contingencias . . . . .	52
5.2.2.	Definición de parámetros . . . . .	52
5.2.2.1.	Detección de la falla . . . . .	52
5.2.2.2.	Esquema de detección de inestabilidad para operación en isla eléctrica . . . . .	53
5.3.	Operación del esquema e isla eléctrica . . . . .	55
5.3.1.	Verificación del esquema . . . . .	55
5.3.2.	Operación en isla eléctrica de la Isla de Chiloé . . . . .	63
5.3.2.1.	Con sistema de defensa actual . . . . .	63
5.3.2.2.	Con acciones correctivas propuestas . . . . .	64
5.3.3.	Comentarios finales . . . . .	66
5.3.3.1.	Equipos necesarios para la implementación y su ubicación . . . . .	66
5.3.3.2.	El desempeño del esquema varía . . . . .	67
5.3.3.3.	Disminución en el tiempo de activación del esquema, escenario 2A . . . . .	69

<b>Capítulo 6. Conclusiones y trabajos futuros</b>	<b>71</b>
6.1. Conclusiones . . . . .	71
6.2. Trabajos futuros . . . . .	72
<b>Bibliografía</b>	<b>73</b>
<b>Anexo A. Tensiones de servicio</b>	<b>77</b>
A.1. Instalaciones con tensión nominal de 220 kV . . . . .	77
A.2. Instalaciones con tensión nominal de 500 kV . . . . .	78
<b>Anexo B. Principales efectos de las contingencias en el SIC</b>	<b>79</b>
B.1. Contingencia 1: Línea Los Molinos - El Empalme 110 kV . . . . .	79
B.2. Contingencia 2: Apertura intempestiva interruptores S/E Ancoa . . . . .	80
B.3. Contingencia 3: Apagón total en el SIC . . . . .	81
B.4. Contingencia 4: Línea Quillota - Polpaico 2x220 kV . . . . .	81
B.5. Contingencia 5: Línea Quillota - San Luis 2x220 kV . . . . .	82
B.6. Contingencia 6: Línea Charrúa - Ancoa 2x500 kV . . . . .	83
B.7. Contingencia 7: Línea Itahue - Tinguiririca 154 kV . . . . .	83
B.8. Contingencia 8: Barra Ancoa 500 kV . . . . .	84
B.9. Contingencia 9: Barra Punta de Cortés 154 kV . . . . .	84
<b>Anexo C. Diferencia angular, deslizamiento y aceleración en las diversas contingencias</b>	<b>86</b>
C.1. Fases, diferencia angular, deslizamiento y aceleración en función del tiempo . . . . .	86
C.2. Trayectorias descritas en el plano A-S, período durante falla . . . . .	91
<b>Anexo D. Operación en isla eléctrica</b>	<b>93</b>
D.1. Con sistema de defensa actual . . . . .	93
D.2. Con acciones correctivas propuestas . . . . .	95
<b>Anexo E. Implementación de un sistema de prueba</b>	<b>98</b>
E.1. Equipos utilizados . . . . .	98
E.1.1. SEL-2407 . . . . .	98
E.1.2. SEL-451-2 y 751A . . . . .	99
E.1.3. SEL-3373 . . . . .	99
E.1.4. SEL-2725 . . . . .	99
E.1.5. SEL-5078-2 . . . . .	99
E.1.6. Arquitectura de la implementación . . . . .	100
E.2. Configuración de los equipos y conexiones . . . . .	101
E.2.1. Sistema de Posicionamiento Global . . . . .	101
E.2.2. Unidades de Medición Fasorial . . . . .	101
E.2.3. Concentrador de Datos Fasoriales . . . . .	102
E.2.4. Sistema de transmisión de datos . . . . .	104
E.2.5. Visualización . . . . .	104
E.3. Pruebas experimentales . . . . .	106
E.3.1. Medición de la red . . . . .	106
E.3.2. Respuesta frente a una falla . . . . .	108
E.4. Comentarios . . . . .	111

E.4.1. Entradas vía Ethernet . . . . .	111
E.4.2. Seguridad de red . . . . .	112
E.4.3. Respaldo de los datos . . . . .	112



# Índice de tablas

4.1.	Parámetros a determinar. . . . .	34
4.2.	Características de puntos críticos en el plano $A - S$ . . . . .	40
5.1.	Generadores agregados. . . . .	45
5.2.	Consumos por S/E Isla Grande de Chiloé. . . . .	46
5.3.	Número de elementos del modelo. . . . .	46
5.4.	Resumen generación y consumo del sistema y de Chiloé. . . . .	47
5.5.	Eventos de simulación falla línea Los Molinos - El Empalme 110 kV. . . . .	47
5.6.	Eventos de simulación apertura intempestiva interruptores S/E Ancoa. . . . .	48
5.7.	Eventos de simulación Apagón total en el SIC. . . . .	48
5.8.	Eventos de simulación contingencias ocurridas en líneas de doble circuito. . . . .	49
5.9.	Eventos de simulación contingencias ocurridas en líneas de circuito simple. . . . .	49
5.10.	Eventos de simulación contingencias ocurridas en barras. . . . .	49
5.11.	Rangos de tensión permitidos. . . . .	50
5.12.	Tiempos mínimos de operación según rango de frecuencia. . . . .	51
5.13.	Tiempos de despeje de las fallas. . . . .	51
5.14.	Resumen contingencias. . . . .	52
5.15.	Parámetros detector de fallas. . . . .	53
5.16.	Parámetros esquema de detección de inestabilidad para operación en isla eléctrica. . . . .	55
5.17.	Detección de falla y operación del esquema, escenarios 1A y 1B. $\delta$ en grados, $S$ en $Hz$ , $A$ en $Hz/s$ y $t$ en $s$ . . . . .	58
5.18.	Detección de falla y operación del esquema, escenarios 2A y 2B. $\delta$ en grados, $S$ en $Hz$ , $A$ en $Hz/s$ y $t$ en $s$ . . . . .	59
5.19.	Matriz de contingencia. . . . .	60
5.20.	Ajustes EDAC Pid Pid. . . . .	63
5.21.	Ajustes EDAC Quellón. . . . .	64
5.22.	Ajustes EDAG Degañ y Quellón II. . . . .	64
5.23.	Detección de falla y operación del esquema para contingencias adicionales, escenarios 1A y 1B. $\delta$ en grados, $S$ en $Hz$ , $A$ en $Hz/s$ y $t$ en $s$ . . . . .	68
5.24.	Detección de falla y operación del esquema para contingencias adicionales, escenarios 2A y 2B. $\delta$ en grados, $S$ en $Hz$ , $A$ en $Hz/s$ y $t$ en $s$ . . . . .	68
5.25.	Matriz de contingencia. . . . .	69
A.1.	Tensiones de servicio, instalaciones con tensión nominal de 220 kV. . . . .	77
A.2.	Tensiones de servicio, instalaciones con tensión nominal de 500 kV. . . . .	78

E.1.	Equipos utilizados . . . . .	98
E.2.	Requerimientos mínimos para ejecutar SynchroWAVE Central Software. . . .	100
E.3.	Ajustes relevantes SEL-451-2. . . . .	101
E.4.	Ajustes relevantes SEL-751A. . . . .	101
E.5.	Ajustes relevantes SEL-751A. . . . .	102
E.6.	Coordenadas mapas geográficos. . . . .	105
E.7.	Ajustes relevantes SEL-451-5. . . . .	111

# Índice de figuras

2.1.	Clasificación de la estabilidad en sistemas eléctricos. . . . .	5
2.2.	Sistema simplificado para determinar VSI. . . . .	11
2.3.	Proceso de filtrado usando FFT. . . . .	13
2.4.	Proceso de evaluación de estabilidad. . . . .	14
2.5.	Curva característica de un OOST. . . . .	15
2.6.	Esquema de un OOST. . . . .	16
3.1.	Posibles aplicaciones WAMS, 2011. . . . .	18
3.2.	Disposición de los satélites. . . . .	19
3.3.	Disposición de diversos PDC. . . . .	20
3.4.	Diseño de WAMS. . . . .	21
3.5.	Convención de medida con respecto al tiempo. . . . .	23
3.6.	Medición de la fase a frecuencia no nominal. . . . .	23
3.7.	Muestreo y procesamiento de la señal. . . . .	24
3.8.	Obtención de la amplitud y la fase mediante correlación. . . . .	25
3.9.	Localización de PMU en el sistema de transmisión croata (HR). . . . .	28
3.10.	Frecuencia de la red croata en el momento de resincronización. . . . .	28
3.11.	Arquitectura implementada . . . . .	30
4.1.	Mapa, actualizado a mayo 2013, del sector eléctrico de Chiloé. . . . .	32
4.2.	Regiones de la detección en isla. . . . .	33
4.3.	Caso oscilación estable (amortiguada). . . . .	38
4.4.	Caso oscilación inestable (creciente). . . . .	38
4.5.	Caso con pérdida de sincronismo. . . . .	39
4.6.	Diferencia angular con su respectiva trayectoria en el plano $A - S$ . Para los tres casos analizados. . . . .	39
4.7.	Diagrama de bloques esquema de detección de inestabilidad para operación en isla eléctrica. . . . .	41
5.1.	Diagrama unilineal simplificado del sector en estudio. . . . .	45
5.2.	Velocidad y aceleración de la diferencia angular, durante el período analizado. Contingencia 2, escenario 1A. . . . .	53
5.3.	Velocidad y aceleración de la diferencia angular, período post falla. Contingencia 8, escenario 2A. . . . .	54
5.4.	Diferencia angular. Contingencia 8, escenario 1A. . . . .	54
5.5.	Trayectoria post falla en el plano $A - S$ . Contingencia 1, 2, 3 y 4, todos los escenarios. . . . .	56

5.6.	Trayectoria post falla en el plano $A - S$ . Contingencia 6, 7, 8 y 9, todos los escenarios. . . . .	57
5.7.	Trayectoria descrita post falla. Contingencia 5, todos los escenarios. . . . .	61
5.8.	Ángulos en las barras de medición, sin apertura de la línea. Contingencia 2 y 6, escenario 1A. . . . .	61
5.9.	Trayectoria descrita post falla. Contingencia 2, todos los escenarios. . . . .	62
5.10.	Trayectoria descrita post falla. Contingencia 6, todos los escenarios. . . . .	62
5.11.	Frecuencia barra Pid Pid 110 $kV$ . Contingencia 2 y 6, todos los escenarios. .	63
5.12.	Frecuencia barra Pid Pid 110 $kV$ para casos con y sin defensa adicional. Contingencia 2, escenarios 1A y 2B . . . . .	65
5.13.	Frecuencia barra Pid Pid 110 $kV$ para casos con y sin defensa adicional. Contingencia 6, escenarios 1A y 2B. . . . .	65
5.14.	Frecuencia barra Pid Pid 110 $kV$ para caso con redespacho de las unidades generadoras. Contingencia 2, escenario 1A. . . . .	66
5.15.	Trayectoria descrita post falla. Contingencia LT Chiloé - Pid Pid 110 $kV$ , escenario 1A. . . . .	69
5.16.	Frecuencia barra Pid Pid 110 $kV$ para el caso en que el tiempo de retraso para la activación del esquema es de 120 $ms$ . Contingencia 2 y 6, escenario 2A.	70
B.1.	Área desabastecida. Contingencia 1, escenario 2A. . . . .	79
B.2.	Frecuencia en los sectores. Contingencia 2, escenario 1A. . . . .	80
B.3.	Frecuencia en barras de 500 $kV$ . Contingencia 3, escenario 1B. . . . .	81
B.4.	Voltaje en principales barras de 220 $kV$ . Contingencia 4, escenario 2B. . . .	82
B.5.	Ángulo de los rotores de los generadores del entorno eléctrico y frecuencia en barras de 500 $kV$ . Contingencia 5, escenario 1A. . . . .	82
B.6.	Frecuencia en los sectores. Contingencia 6, escenario 2A. . . . .	83
B.7.	Frecuencia en barra Charrúa 500 $kV$ . Contingencia 7, todos los escenarios. .	84
B.8.	Frecuencia en barra Charrúa 500 $kV$ . Contingencia 8, todos los escenarios. .	85
B.9.	Frecuencia en barra Charrúa 500 $kV$ . Contingencia 9, todos los escenarios. .	85
C.1.	Fases, diferencia angular, deslizamiento y aceleración. Contingencia 1, todos los escenarios. . . . .	86
C.2.	Fases, diferencia angular, deslizamiento y aceleración. Contingencia 2, todos los escenarios. . . . .	87
C.3.	Fases, diferencia angular, deslizamiento y aceleración. Contingencia 3, todos los escenarios. . . . .	87
C.4.	Fases, diferencia angular, deslizamiento y aceleración. Contingencia 4, todos los escenarios. . . . .	88
C.5.	Fases, diferencia angular, deslizamiento y aceleración. Contingencia 5, todos los escenarios. . . . .	88
C.6.	Fases, diferencia angular, deslizamiento y aceleración. Contingencia 6, todos los escenarios. . . . .	89
C.7.	Fases, diferencia angular, deslizamiento y aceleración. Contingencia 7, todos los escenarios. . . . .	89
C.8.	Fases, diferencia angular, deslizamiento y aceleración. Contingencia 8, todos los escenarios. . . . .	90

C.9.	Fases, diferencia angular, deslizamiento y aceleración. Contingencia 9, todos los escenarios. . . . .	90
C.10.	Trayectoria durante falla en el plano $A - S$ . Contingencia 1, 2 y 3 todos los escenarios. . . . .	91
C.11.	Trayectoria durante falla en el plano $A - S$ . Contingencia 4, 5, 6, 7, 8 y 9, todos los escenarios. . . . .	92
D.1.	Voltajes en las principales barras de 110 $kV$ para caso con sistema de defensa actual. Contingencia 2, todos los escenarios. . . . .	93
D.2.	Frecuencia en las principales barras de 110 $kV$ para caso con sistema de defensa actual. Contingencia 2, todos los escenarios. . . . .	94
D.3.	Voltajes en las principales barras de 110 $kV$ para caso con sistema de defensa actual. Contingencia 6, todos los escenarios. . . . .	94
D.4.	Frecuencia en las principales barras de 110 $kV$ para caso con sistema de defensa actual. Contingencia 6, todos los escenarios. . . . .	95
D.5.	Voltajes en las principales barras de 110 $kV$ para caso con acciones correctivas. Contingencia 2, todos los escenarios. . . . .	95
D.6.	Frecuencia en las principales barras de 110 $kV$ para caso con acciones correctivas. Contingencia 2, todos los escenarios. . . . .	96
D.7.	Voltajes en las principales barras de 110 $kV$ para caso con acciones correctivas. Contingencia 6, todos los escenarios. . . . .	96
D.8.	Frecuencia en las principales barras de 110 $kV$ para caso con acciones correctivas. Contingencia 6, todos los escenarios. . . . .	97
E.1.	Arquitectura implementada. . . . .	100
E.2.	Establecer la conexión entre PDC Assistant y PDC, PDC Assistant. . . . .	102
E.3.	Ajustes para SEL-451-2, PDC Assistant. . . . .	103
E.4.	Ajustes para salida a SynchroWAVE Central, PDC Assistant. . . . .	103
E.5.	Ajustes para conexión con PDC, SynchroWAVE Central Admin. . . . .	104
E.6.	Ajustes <i>Tag Mapping</i> . . . . .	105
E.7.	Visualización de las zonas de interés con relé 751A, SynchroWAVE Central. . . . .	105
E.8.	Ajustes análisis modal, SynchroWAVE Central Admin. . . . .	106
E.9.	Voltaje de la fase A y su ángulo, relé 751A. SynchroWAVE Central. . . . .	106
E.10.	Frecuencia y su derivada con respecto al tiempo, relé 751A. SynchroWAVE Central. . . . .	107
E.11.	Análisis modal para el voltaje fase A, relé 751A. SynchroWAVE Central. . . . .	107
E.12.	Voltaje y corriente de secuencia positiva, falla bifásica. SynchroWAVE Central. . . . .	108
E.13.	Corrientes por fase, falla bifásica. SynchroWAVE Central. . . . .	109
E.14.	Frecuencia y su derivada, falla bifásica. SynchroWAVE Central. . . . .	109
E.15.	Registro del evento en relé 451, falla bifásica. . . . .	110
E.16.	Registro del evento en relé 751A, falla bifásica. . . . .	110
E.17.	Ajustes para SEL-451-5, PDC Assistant. . . . .	111
E.18.	Ajustes para respaldar archivos de manera continua, PDC Assistant. . . . .	112

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. Motivación

En cualquier sistema eléctrico de potencia, sea éste complejo o no, existen perturbaciones o contingencias que pueden causar inestabilidad angular, de frecuencia y/o de tensión. El no poder recuperar el estado de equilibrio inicial se puede traducir en una segregación del sistema en dos o más partes, masivas pérdidas de suministro eléctrico o, lo que es peor aún, un apagón total.

Por ello, y para poder operar el sistema, se ha visto la necesidad de implementar Sistemas de Información en Tiempo Real o SITR que permitan monitorear y controlar el sistema de manera adecuada, otorgando a los operadores de éste una mayor información al momento de tomar una decisión.

Una de las herramientas más utilizadas ha sido el *Supervisory Control and Data Acquisition* o SCADA, el cual permite monitorear el sistema con una tasa de muestreo de algunos segundos. Esta adquisición de datos puede ser demasiado lenta como para capturar o proveer información acerca de perturbaciones o cambios en la red de corta duración, además el ángulo de las medidas, variables de estado, no se puede comparar de manera directa debido a la falta de una referencia común al momento de realizarlas.

Con el avance tecnológico de los últimos años las dos dificultades mencionadas se han podido superar con la aparición de los sincrofasores. Esta tecnología permite adquirir varias muestras por segundo (desde 1 hasta cerca de 200) y proveer información coherente entre los ángulos de las medidas, haciéndolas comparables entre sí.

Este progreso permite monitorear y controlar áreas amplias del sistema con medidas obtenidas en puntos específicos de la red. También otorgan información suficiente para evitar inestabilidades luego de ocurrida una perturbación, realizando acciones correctivas de protección sistémica tales como desprendimientos de carga, desprendimientos de generación y segregación en islas eléctricas de forma controlada.

En este contexto, el presente trabajo propone un esquema de detección de inestabilidad para operación en isla eléctrica utilizando mediciones sincrofasoriales, con el objetivo de poder mantener el suministro eléctrico en una parte del sistema cuando el colapso de éste es inminente.

## 1.2. Objetivos

### 1.2.1. Objetivo general

El objetivo principal de este trabajo consiste en proponer un esquema de detección de inestabilidad para operación en isla eléctrica utilizando mediciones sincrofasoriales. El fin de este esquema es detectar el colapso inminente del Sistema Interconectado Central (SIC), luego de ocurrida una contingencia, y poder proteger un sector particular de éste al dejarlo operando en isla eléctrica.

### 1.2.2. Objetivos específicos

Entre los objetivos específicos se distinguen:

- Estudiar la teoría sobre los Sistemas de Medición de Área Amplia y particularmente la de los sincrofasores.
- Proponer una lógica para el esquema de detección de inestabilidad para operación en isla eléctrica y desarrollar una metodología para determinar los ajustes que debe presentar.
- Evaluar el comportamiento del esquema propuesto y verificar que la operación en isla eléctrica es posible.
- Experimentar en un sistema de prueba los distintos dispositivos que componen un Sistema de Medición de Área Amplia: Unidades de Medición Fasorial, Concentradores de Datos Sincrofasoriales y *software* de visualización.

## 1.3. Alcance

Proponer un esquema de detección de inestabilidad para operación en isla eléctrica utilizando mediciones sincrofasoriales. El esquema es implementado en el *software* DIgSILENT y es evaluado en nueve contingencias para cuatro escenarios de operación.

Se utiliza una base del CDEC-SIC actualizada a la fecha y se supone que los equipos de potencia, controladores y otros dispositivos incluidos están correctamente modelados.

## 1.4. Estructura del trabajo

El trabajo se encuentra estructurado en los siguientes capítulos:

- **Capítulo 2:** Se describe la estabilidad en sistemas eléctricos de potencia, las herramientas para analizarla y ejemplos de análisis utilizando medidas sincrofasoriales.
- **Capítulo 3:** Se presenta el estado del arte en relación a los Sistemas de Medición de Área Amplia, sus generalidades, aplicaciones y elementos que lo componen. También se exhiben las generalidades de los sincrofasores, sus aplicaciones y ejemplos en sistemas eléctricos reales.
- **Capítulo 4:** Se plantea el esquema de detección de inestabilidad para operación en isla eléctrica y una metodología de cómo determinar los parámetros adecuados.
- **Capítulo 5:** Se describe el modelo utilizado y se definen las contingencias que servirán como base para construir el esquema. Posteriormente se aplica la metodología propuesta al modelo del SIC, se verifica el comportamiento del esquema y se analiza la posible operación en isla eléctrica del sector seleccionado.
- **Capítulo 6:** Se exhiben las conclusiones más relevantes del trabajo. También se presentan propuestas futuras de trabajos relacionados o continuaciones del mismo.



# Capítulo 2

## Estabilidad en sistemas eléctricos de potencia

Este capítulo tiene por objetivo describir la estabilidad de un sistema eléctrico de potencia, abarcando las tres categorías que la componen. Además se presentan los tipos de herramientas que se utilizan para analizarla y cómo puede aportar la tecnología de los sincrofasores a éstas.

### 2.1. Conceptos de estabilidad

Desde los años '20, la estabilidad ha sido reconocida como un importante problema para la operación segura de los sistemas eléctricos de potencia, lo que se ha reflejado con la mayoría de los apagones causados por la inestabilidad de éstos. Los sistemas eléctricos se han ido desarrollando gracias a las interconexiones, la utilización de nuevas tecnologías, sistemas de control y al aumento de la operación en condiciones de mucho estrés, surgiendo de esta manera, diferentes formas de inestabilidad. Por ejemplo, la estabilidad de tensión, estabilidad de la frecuencia y las oscilaciones entre áreas se han convertido en una mayor preocupación que en el pasado. Una clara comprensión de los diferentes tipos de inestabilidad y de cómo se relacionan entre sí es fundamental para el diseño y el funcionamiento satisfactorios de los sistemas eléctricos [1].

La IEEE/CIGRE define la estabilidad de un sistema de potencia como: *“La capacidad de un sistema eléctrico, para una condición inicial de operación, de recuperar el estado de equilibrio operativo después de ser sometido a una perturbación física, con variables del sistema limitadas de manera que, prácticamente, todo el sistema permanece intacto”* [1].

Estos sistemas son altamente no lineales y operan en un entorno que cambia constantemente, ya sea de manera pequeña o significativa. Dentro de los cambios pequeños se encuentran, por ejemplo, los cambios continuos en las cargas; en estos casos el sistema debe ser capaz de ajustarse a las condiciones y operar de manera satisfactoria. Cuando el cambio o disturbio es significativo, lo que puede ocurrir con un cortocircuito en una línea de transmisión o la salida de funcionamiento de un generador grande, el sistema debe ser capaz de mantenerse

en funcionamiento, inclusive si ocurren cambios estructurales y topológicos del sistema al momento de aislar las áreas falladas.

Un típico sistema eléctrico moderno es un proceso multivariable cuya respuesta dinámica está influenciada por los diversos dispositivos que lo componen y sus tiempos de respuesta. La estabilidad, entonces, es una condición de equilibrio entre fuerzas opuestas que depende de la topología de la red, la condición de operación y la forma de la perturbación, las diferentes combinaciones de éstas conllevan a diversas formas de inestabilidad.

Basándose en las siguientes consideraciones [1]:

- La naturaleza física del modo resultante de la inestabilidad, como se indica en la variable principal del sistema en el que la inestabilidad se puede observar.
- El tamaño de la perturbación, lo que influye en el método de cálculo y la predicción de la estabilidad.
- Los dispositivos, procesos y los lapsos de tiempo que deben ser considerados para evaluar la estabilidad.

Se pueden identificar las diferentes categorías y subcategorías de estabilidad [1]:

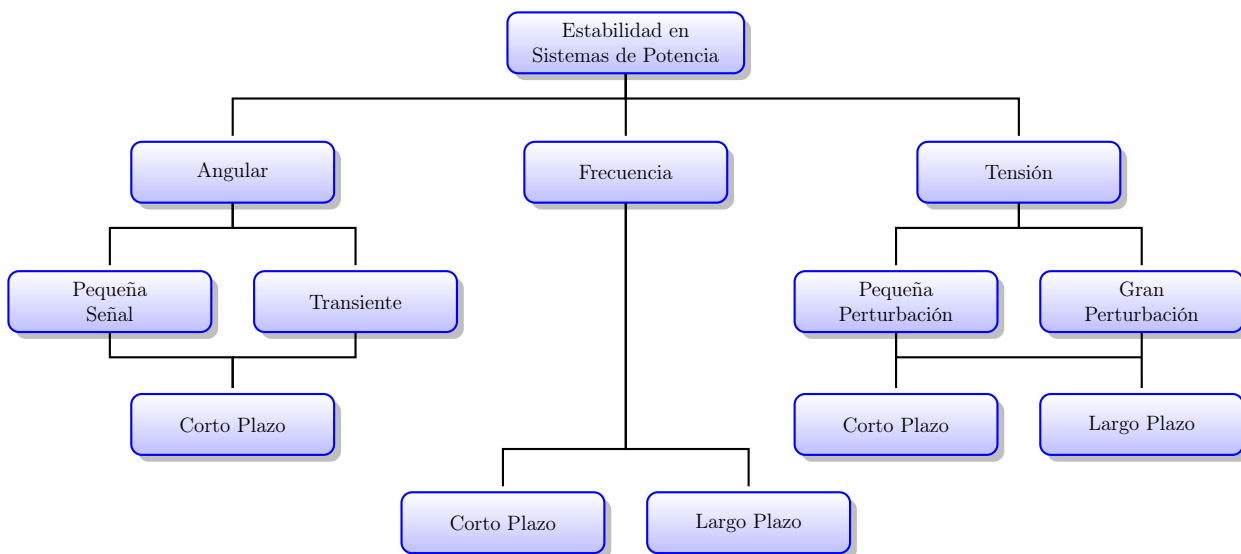


Figura 2.1: Clasificación de la estabilidad en sistemas eléctricos.

Se debe mencionar que en gran parte de la literatura la estabilidad angular y de frecuencia se encuentran categorizadas como una sola. Esta agrupación se debe a que ambas variables principales en que la inestabilidad se puede observar, se encuentran ligadas por la ecuación (2.1).

$$p_i \frac{\partial \Omega_i}{\partial t} = 2\pi f \quad (2.1)$$

Donde  $\partial \Omega_i / \partial t$  es la velocidad mecánica de cada máquina ( $\Omega_i$  en radianes o grados mecánicos),  $p_i$  el número de pares de polos correspondiente y  $f$  la frecuencia en  $Hz$  [2].

## 2.2. Estabilidad angular

La estabilidad angular se refiere a la capacidad de una máquina sincrónica, de un sistema interconectado, de mantener el sincronismo después de ocurrida una perturbación. Esto depende de la capacidad de mantener/restaurar el equilibrio entre el torque electromagnético y el torque mecánico de cada máquina sincrónica del sistema. La inestabilidad que puede resultar se aprecia en forma de aumento de las oscilaciones angulares de algunos generadores que conducen a la pérdida de sincronismo con otros generadores [1].

Bajo condiciones de estado estacionario, existe un equilibrio entre el torque mecánico de entrada y el torque electromagnético de salida de cada generador. Si el sistema es perturbado, este equilibrio se rompe, generando aceleraciones o desaceleraciones de los rotores de las máquinas de acuerdo a las leyes de movimientos de cuerpos rotatorios. Si un generador gira temporalmente más rápido que otro, la posición angular relativa del rotor se acrecentará y, dependiendo de la relación potencia-ángulo, podrá existir transferencia de carga desde la máquina lenta hacia la rápida, reduciendo así la separación angular. Sin embargo, y debido a que la relación potencia-ángulo es altamente no lineal, luego de cierto límite, un incremento en la separación angular es acompañado por una disminución en la potencia transferida de tal manera que la separación angular es aún mayor. La inestabilidad ocurre cuando el sistema no puede absorber la energía cinética correspondiente a las diferencias de velocidades de los rotores, generando una pérdida de sincronismo entre una máquina y el resto del sistema, o entre grupo de ellas.

La estabilidad angular se puede dividir en [1][2]:

### a) Estabilidad de pequeña señal

Este tipo de estabilidad es aquella que concierne a la capacidad del sistema de mantener el sincronismo bajo pequeñas perturbaciones, las cuales no alteran la topología del sistema, o los cambios de las potencias inyectadas y absorbidas son marginales en relación con la demanda total del sistema.

La inestabilidad puede presentarse de dos formas características: un incremento en el ángulo rotórico por medio de modos no oscilatorios o aperiódicos (debido a la ausencia de suficiente torque sincronizante) u oscilaciones del ángulo rotórico (debido a la ausencia de suficiente torque amortiguador).

Por otro lado, los problemas de estabilidad pueden ser locales o globales. En el primer caso se ve involucrada una pequeña parte del sistema, y usualmente se asocia a la oscilación en el ángulo del rotor de una máquina frente al resto del sistema. En el segundo caso ocurre una interacción o intercambio de potencia entre un grupo de generadores y el resto del sistema, en lo que se conoce como oscilaciones interárea.

El período de tiempo de interés para estudios de estabilidad ante perturbaciones pequeñas es de 10 a 20 segundos.

### b) Estabilidad transiente

Este tipo de estabilidad concierne a la capacidad del sistema de mantener el sincronismo

frente a perturbaciones severas, como la de un cortocircuito en una línea de transmisión. Como resultado, los desfases angulares existentes dejan de corresponder a situaciones de equilibrio.

La inestabilidad se presenta usualmente de la forma de separación angular aperiódica (debido a la insuficiencia de torque sincronizante), manifestándose como la primera oscilación de inestabilidad. En sistemas eléctricos grandes, la inestabilidad transiente no siempre ocurre al momento de la primera oscilación asociada a un modo único, sino que también a la superposición de oscilaciones interárea y locales.

El período de tiempo de interés para estudios de estabilidad transiente es usualmente de 3 a 5 segundos luego de ocurrida la perturbación. Puede ser extendido a 10 – 20 segundos para sistemas grandes en los cuales dominan las oscilaciones interárea.

Debido al tiempo de interés para problemas de estabilidad angular, estos fenómenos se identifican como de corto plazo.

## 2.3. Estabilidad de frecuencia

La estabilidad de frecuencia se refiere a la capacidad de un sistema de potencia de mantener la frecuencia en equilibrio después de ocurrida una perturbación grave del sistema que resulta en un desbalance significativo entre la generación y la carga. Esto depende de la capacidad de mantener/restaurar el equilibrio entre la generación del sistema y la carga, con una mínima pérdida accidental de la carga. La inestabilidad que puede resultar se aprecia en forma de oscilaciones sostenidas de frecuencia, que conlleva a un disparo de las unidades generadoras y/o cargas [1].

Muchas de las perturbaciones que afectan a un sistema eléctrico resultan en cambios de la frecuencia, flujos de potencia, voltaje y otras variables del sistema, esto lleva a tomar acciones de control y de protección que no están siempre modelados en estudios convencionales de estabilidad transitoria o de voltaje. Estos procesos pueden ser muy lentos o sólo ser provocados por condiciones extremas del sistema (como el disparo de una protección Volts/Hertz de un generador). En un sistema interconectado grande, este tipo de situación implica usualmente el desmembramiento en dos o más subsistemas aislados (islas), por lo que el problema de estabilidad es ver si una isla alcanza o no un equilibrio de operación con la menor pérdida de carga posible.

Generalmente, los problemas de estabilidad de frecuencia están asociados a repuestas inadecuadas de los equipos, pobre coordinación en los sistemas de control y protección, o reserva insuficiente de generación.

Durante los cambios de frecuencia, el tiempo de los procesos y de los dispositivos involucrados puede variar desde fracciones de segundos hasta varios minutos, es por ello que se identifican fenómenos de corto y largo plazo. Dentro de los primeros se puede mencionar la formación de una isla con poca generación que presenta un sistema de desprendimiento de carga insuficiente, produciendo un decaimiento de frecuencia rápido causando el *blackout* de

la isla en pocos segundos. Por otro lado, se tienen situaciones más complejas que generan inestabilidad causada, por ejemplo, por los controles de velocidad de turbinas a vapor, protecciones y controles de reactores o fenómenos de larga duración cuyo rango de interés varía desde decenas de segundos a varios minutos.

## 2.4. Estabilidad de tensión

La estabilidad de tensión se refiere a la capacidad de un sistema de potencia de mantener la tensión estable en todas las barras, después de ocurrida una perturbación para una condición de operación inicial dada. Esto depende de la capacidad de mantener/restaurar el equilibrio entre la demanda y la alimentación de ésta. La inestabilidad que puede resultar se aprecia en forma de una disminución (o aumento) progresiva de las tensiones de algunas barras [1].

Un posible resultado de la inestabilidad de tensión es la pérdida de carga en un área o el disparo de las líneas de transmisión y de otros elementos de sus sistemas de protección, que lleva a interrupciones en cascadas. De estos resultados o de la operación fuera de rango de las corrientes de campo de los generadores, hace que éstos puedan perder el sincronismo también.

A todo este proceso por el cual la secuencia de eventos que acompañan la inestabilidad de tensión conduce a un *blackout* o a tensiones anormalmente bajas en una parte importante del sistema de potencia, se le conoce también como **Colapso de Tensión**.

La caída de tensión que se produce por los flujos de potencia activa y reactiva a través de reactancias inductivas de las líneas de transmisión, también es un factor importante que contribuye a la inestabilidad, el cual limita la capacidad de la red de transmisión para la transferencia de potencia y el mantenimiento de la tensión en un rango determinado. Estos valores son aún más limitados cuando algunos generadores alcanzan sus límites de sobrecorriente de campo o de armadura.

La estabilidad de tensión, al igual que la angular, se puede dividir en las siguientes categorías [1]:

### a) Estabilidad de tensión ante pequeña perturbación

Este tipo de estabilidad concierne a la capacidad del sistema de mantener la tensión frente a perturbaciones pequeñas, como la de un cambio incremental en la carga. Esta forma de estabilidad está influenciada por las características de las cargas, controles continuos y discretos en un instante de tiempo dado.

Este concepto es útil para determinar, en cualquier instante, cómo responderá la tensión del sistema frente a cambios pequeños en éste. Con supuestos adecuados, el sistema de ecuaciones se puede linealizar para realizar análisis que permitan la obtención de información valiosa y útil para la identificación de factores que influyen en la estabilidad. Sin embargo, esta linealización no da cuenta de los efectos no lineales, como el control de un *tap* de un transformador con derivación. Por lo tanto, en los estudios, se utiliza una combinación de análisis lineales y no lineales.

## b) Estabilidad de tensión ante gran perturbación

Este tipo de estabilidad concierne a la capacidad del sistema de mantener la tensión frente a perturbaciones grandes, como la de un cortocircuito, pérdidas de generación o contingencias. Esta forma de estabilidad está influenciada por las características del sistema y de las cargas, las interacciones entre controles continuos y discretos, y las protecciones.

Para determinar este tipo de estabilidad se requiere un análisis de la respuesta no lineal del sistema eléctrico durante un período de tiempo suficiente como para capturar el comportamiento y las interacciones de diversos dispositivos como motores, transformadores con cambiadores bajo carga y limitadores de corriente de campo de los generadores.

El período de tiempo de interés para este tipo de estabilidad se puede extender de los pocos segundos a decenas de minutos.

Debido al tiempo de interés para problemas de estabilidad de tensión, que varía en el orden de los pocos segundos a varios minutos, estos son fenómenos que se pueden identificar como de corto y largo plazo.

## 2.5. Herramientas de análisis para estabilidad

Dependiendo del momento en que utilizan los datos, las herramientas de análisis de estabilidad pueden ser de tipo *online* (tiempo real) u *offline* [3]. Por otro lado, dependiendo del tipo de simulación, se pueden clasificar en simulaciones de estado estacionario o dinámicas [1][4]. Generalmente se consideran que ambos tipos de simulaciones pertenecen a los estudios *offline*, ya que requieren de bastante tiempo para realizar todos los cálculos.

A continuación se especifican las características generales que cada simulación debiera tener [4]:

### a) Simulaciones de estado estacionario

- Debe modelarse adecuadamente la carga, de tal manera que se obtenga una representación estática y dinámica apropiada. Las características de la carga y las de los motores como carga, pueden tener un impacto significativo en la respuesta del sistema luego de ocurrido un evento. Como a veces es difícil obtener la información, es importante examinar la sensibilidad del sistema para una serie de características de la carga. Si los estudios demuestran que los resultados son sensibles al modelo de carga utilizada, el planificador debe tratar de verificar las características reales de las cargas en la zona afectada.
- Deben modelarse los sistemas de protección especiales (SPS) y transformadores con cambiadores de *tap* bajo carga.
- Como parte del análisis de estado estacionario, deberían realizarse simulaciones de flujo de potencia incluyendo observaciones de las curvas PV y QV.

- Debe determinarse el suministro de carga o la capacidad de transmisión en una determinada área o sistema bajo diferentes cortes de fuentes de potencia activa y reactiva en la zona.
- Corresponde analizar las pre-contingencias, post-contingencias sin operador o dispositivos de operación automática, y post-contingencias con operador o dispositivos de operación automática.

## b) Simulaciones dinámicas

- Debe modelarse adecuadamente la carga, de tal manera que se obtenga una representación estática y dinámica apropiada.
- Debe incluirse también los modelos y controladores para generadores y cargas, motores de inducción, limitadores de sobre excitación (OELs), dispositivos de transmisión flexible AC, relés, sistemas de protección especiales (SPS), etc.
- Los sistemas de desprendimiento de carga debido a baja frecuencia (UFLS) deben ser modelados en el caso dinámico para evaluar algunas interacciones potenciales con los sistemas de desprendimiento de carga debido a bajo voltaje (UVLS).

## 2.6. Análisis de estabilidad basado en sincrofasores

Las medidas sincrofasoriales o sincrofasores son fasores cuyo ángulo de fase se obtiene de manera sincronizada y en tiempo real, en base a una onda sinusoidal que presenta la frecuencia nominal del sistema [5]. Los equipos encargados de realizar estas medidas son las Unidades de Medición Fasorial o PMU (*Phasor Measurement Unit*) y que en conjunto a otros equipos y dispositivos conforman los Sistemas de Medición de Área Amplia<sup>1</sup>.

Gracias a las medidas sincrofasoriales, que contienen suficiente información, se puede determinar el estado dinámico del sistema detectando los márgenes de estabilidad de éste [6].

A continuación se muestran algunos métodos propuestos para analizar la estabilidad de un sistema utilizando las medidas sincrofasoriales.

### 2.6.1. Índice de estabilidad de voltaje

El índice de estabilidad de voltaje o VSI del inglés *Voltage Stability Index* es un método *online* que predice el límite de estabilidad de voltaje para un sistema eléctrico en estado estacionario [3].

Dado un modelo de un sistema de potencia simplificado como el que se muestra en la Fig. 2.2, la potencia activa,  $P$ , y la potencia reactiva,  $Q$ , se pueden expresar respectivamente por (2.2) y (2.3).

---

<sup>1</sup>En el Capítulo 3 se describe de manera detallada el estado del arte en relación a la tecnología de los Sistemas de Medición de Área Amplia y sincrofasores.

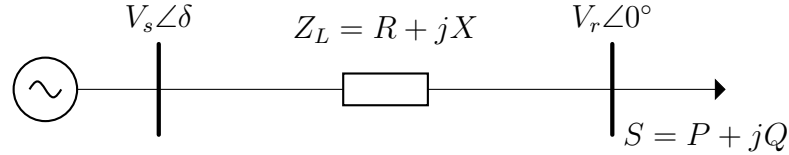


Figura 2.2: Sistema simplificado para determinar VSI.

$$P = V_r \left[ (V_s \cos \delta - V_r) \frac{R}{R^2 + X^2} + (V_s \sin \delta) \frac{X}{R^2 + X^2} \right] \quad (2.2)$$

$$Q = V_r \left[ (V_s \cos \delta - V_r) \frac{X}{R^2 + X^2} - (V_s \sin \delta) \frac{R}{R^2 + X^2} \right] \quad (2.3)$$

Con las medidas sincronizadas en el tiempo de la magnitud de la tensión en el extremo transmisor,  $V_s$ , y la carga,  $S = P + jQ$ , se puede calcular la máxima transferencia de potencia activa demandada,  $P_{\text{máx}}$ , mediante (2.4), donde  $|Z_L| = \sqrt{R^2 + X^2}$  y suponiendo que la demanda de potencia reactiva,  $Q$ , permanece constante. De manera similar, la máxima transferencia de potencia reactiva demandada,  $Q_{\text{máx}}$ , se puede calcular por (2.5), suponiendo que  $P$  permanece constante, para la máxima potencia aparente,  $S_{\text{máx}}$ , se tiene la ecuación (2.6), en la que el ángulo de la potencia de carga,  $\theta = \arctan(Q/P)$ , permanece constante.

$$P_{\text{máx}} = \frac{QR}{X} - \frac{V_s^2 R}{2X^2} + \frac{|Z_L| V_s \sqrt{V_s^2 - 4QX}}{2X^2} \quad (2.4)$$

$$Q_{\text{máx}} = \frac{PX}{R} - \frac{V_s^2 X}{2R^2} + \frac{|Z_L| V_s \sqrt{V_s^2 - 4PR}}{2R^2} \quad (2.5)$$

$$S_{\text{máx}} = \frac{V_s^2 [ |Z_L| - (X \sin \theta + R \cos \theta) ]}{2(X \cos \theta - R \sin \theta)^2} \quad (2.6)$$

Para líneas de transmisión con alta relación  $X/R$ , se pueden aproximar  $P_{\text{máx}}$ ,  $Q_{\text{máx}}$  y  $S_{\text{máx}}$  por las ecuaciones (2.7), (2.8) y (2.9) respectivamente, despreciando la resistencia,  $R$ , de la línea.

$$P_{\text{máx}} = \sqrt{\frac{V_s^4}{4X^2} - Q \frac{V_s^2}{X}} \quad (2.7)$$

$$Q_{\text{máx}} = \frac{V_s^2}{4X} - \frac{P^2 X}{V_s^2} \quad (2.8)$$

$$S_{\text{máx}} = \frac{(1 - \sin \theta) V_s^2}{2X \cos^2 \theta} \quad (2.9)$$



Se puede apreciar que las tres predicciones de máxima transferencia incrementan cuando la magnitud de  $V_s$  aumenta, o cuando  $Z_L$  disminuye. También,  $P_{\text{máx}}$  decrece cuando  $Q$  incrementa, y viceversa.

Con las predicciones se pueden calcular los tres márgenes de carga respectivos (2.10), (2.11) y (2.12):

$$P_{\text{margen}} = P_{\text{máx}} - P \quad (2.10)$$

$$Q_{\text{margen}} = Q_{\text{máx}} - Q \quad (2.11)$$

$$S_{\text{margen}} = S_{\text{máx}} - S \quad (2.12)$$

Finalmente, el VSI diseñado en base a las predicciones se observa en la ecuación (2.13). Pequeños valores de VSI indican que la barra de carga está cerca de su voltaje marginal estable. Una vez que la barra de carga ha alcanzado su punto de operación de voltaje marginal estable, su VSI será igual a cero.

$$VSI = \text{mín} \left( \frac{P_{\text{margen}}}{P_{\text{máx}}}, \frac{Q_{\text{margen}}}{Q_{\text{máx}}}, \frac{S_{\text{margen}}}{S_{\text{máx}}} \right) \quad (2.13)$$

## 2.6.2. Detector de oscilaciones angulares

A continuación se presenta un método, compuesto de tres partes, para analizar la estabilidad transiente utilizando el método de las áreas iguales, PMU y parámetros de los generadores [7].

### 1) Estado estacionario

Durante la operación en estado estacionario, se puede calcular la desviación de la frecuencia entre los fasores de los voltajes, y mediante un filtro FFT (*Fast Fourier Transform*) se puede detectar la oscilación existente en los datos.

La frecuencia central de la oscilación se calcula como (2.14).

$$f_0 = \frac{\sum_{i=2}^n \frac{1}{(T_i - T_{i-1})}}{n - 1} \quad (2.14)$$

Con ésta, se escoge una nueva banda para un segundo filtro FFT,  $f_0 \pm 0,08 \text{ Hz}$ , posteriormente se construye el modelo de oscilación (2.15).

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\delta}_{12} \\ \Delta \dot{\omega}_{12} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ \alpha_1 & \alpha_2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \delta_{12} \\ \Delta \omega_{12} \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

$\Delta \delta_{12}$  y  $\Delta \omega_{12}$  son la diferencia de fase y de frecuencia extraídas del modelo. La parte real de los valores propios de la matriz de estado representan el amortiguamiento, mientras que la parte imaginaria la frecuencia dominante de la oscilación.

La Fig. 2.3 muestra un resumen de este proceso.

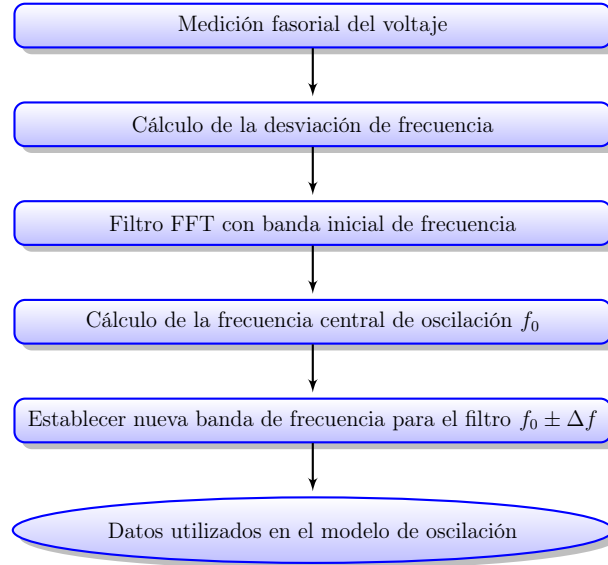


Figura 2.3: Proceso de filtrado usando FFT.

## 2) Reducción del sistema

En un sistema multimáquina se pueden combinar aquellos generadores que oscilan de manera conjunta e ir formando grupos. En el momento en que se logra reducir el sistema a un conjunto de dos máquinas, éste se puede reducir a un equivalente de un sistema de una máquina con barra infinita (SMIB *Single Machine Infinite Bus*).

Si cada grupo es representado con un número como subíndice, la inercia equivalente, la potencia eléctrica y el ángulo delta se obtienen como (2.16), (2.17) y (2.18) respectivamente.

$$M = \frac{M_1 M_2}{M_1 + M_2} \quad (2.16)$$

$$P_e = \frac{M_1 P_1 + M_2 P_2}{M_1 + M_2} \quad (2.17)$$

$$\delta = \delta_1 - \delta_2 \quad (2.18)$$

## 3) Estabilidad transiente

Con lo anterior realizado y considerando la ecuación de oscilación (2.19).

$$M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (2.19)$$

En donde  $P_m$  es la potencia mecánica, se puede calcular el área bajo la curva  $P - \delta$  como (2.20) y (2.21).

$$A_1 = \int_{\delta_0}^{\delta_C} (P_m - P_{\text{máx}D} \sin \delta) d\delta \quad (2.20)$$

$$A_2 = \int_{\delta_C}^{(\pi - \delta_P)} (P_{\text{máx}P} \sin \delta - P_m) d\delta \quad (2.21)$$

Donde los subíndices  $D$ ,  $P$  y  $C$  hacen referencia al momento durante y post falla y al tiempo de despeje respectivamente. La potencia máxima,  $P_{\text{máx}}$ , se predice con los datos medidos y los parámetros del generador utilizando el método de mínimos cuadrados. El área  $A_1$  es la llamada acelerante, mientras la  $A_2$  corresponde a la desacelerante.

El tiempo crítico de apertura es el tiempo máximo desde que se inicia la falla hasta que ésta se logra despejar manteniendo un estado transiente estable en la red. Cuando el ángulo crítico de apertura es conocido, este tiempo se puede calcular como (2.22).

$$t_{cc} = \sqrt{\frac{2M(\delta_{cc} - \delta_0)}{P_m}} \quad (2.22)$$

Finalmente, la estabilidad transiente se puede asegurar cuando  $A_1 < A_2$ .

La Fig. 2.4 resume el método establecido previamente.

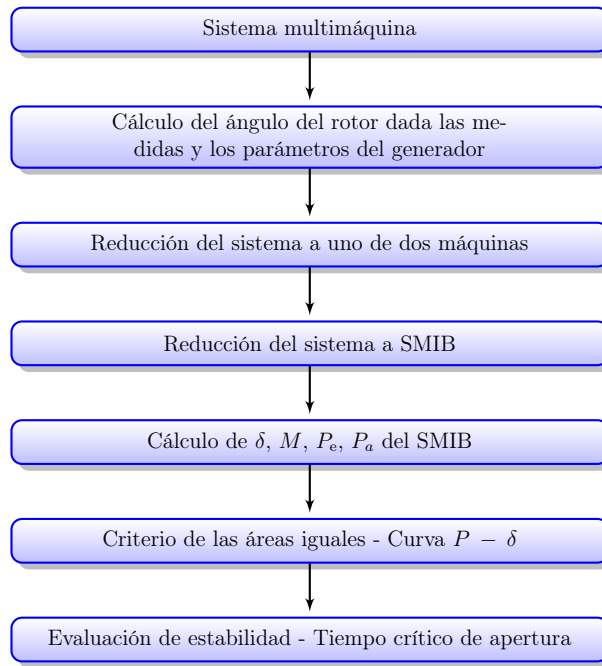


Figura 2.4: Proceso de evaluación de estabilidad.

### 2.6.3. *Out-Of-Step Tripping*

Para determinar pérdidas de sincronismo, entre partes del sistema, se han propuesto metodologías como la del *Out-Of-Step Tripping* (OOST) predictivo [8].

Un elemento OOST utiliza los ángulo de los voltaje de secuencia positiva medido en dos barras del sistema y calcula su diferencia, como se muestra en (2.23) [9].

$$\delta_k = \angle V_{1_k}^{\text{Relé1}} - \angle V_{1_k}^{\text{Relé2}} \quad (2.23)$$

El cambio de  $\delta_k$  con respecto al tiempo determina la velocidad o deslizamiento (2.24) en  $Hz$ , mientras que la variación de ésta determina la aceleración (2.25), en  $Hz/s$ , entre las dos áreas.

$$S_k = \frac{\delta_k - \delta_{k-1}}{360} \text{MRATE} \quad (2.24)$$

$$A_k = (S_k - S_{k-1}) \text{MRATE} \quad (2.25)$$

Donde MRATE es la tasa a la cual los sincrofasores envían los mensajes (debe ser la misma para ambos).

Con  $S_k$ ,  $A_k$  y la curva característica de un elemento OOST, Fig. 2.5, se puede determinar la región en la cual se encuentra operando el sistema.

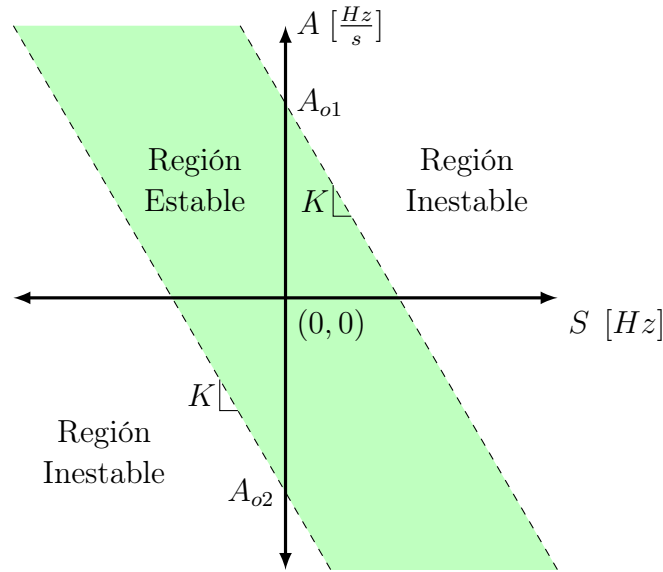


Figura 2.5: Curva característica de un OOST.

Los parámetros de las rectas, como los cruces por el eje de las ordenadas ( $A_{o1}$  y  $A_{o2}$ ) y las pendientes ( $K$ ), se fijan de acuerdo a estudios transientes realizados en el sistema.

La Fig. 2.6 muestra el esquema de un OOST implementado en un procesador de sincrofasores [9].

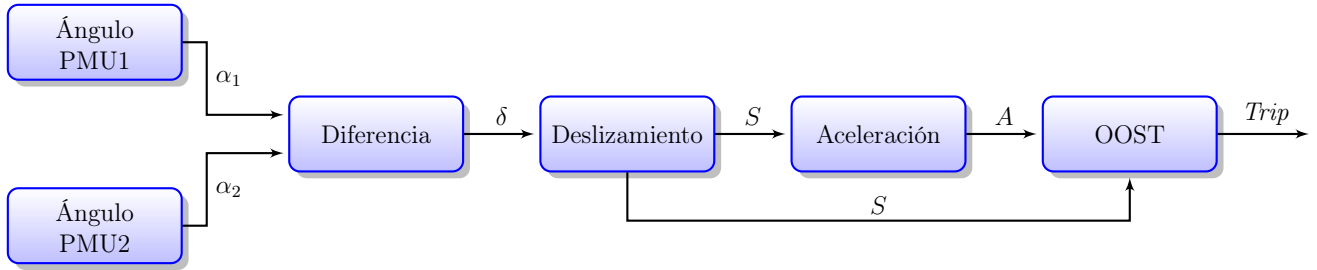


Figura 2.6: Esquema de un OOST.

El *trip* o la señal de salida podría significar la apertura de una línea, desprendimiento de carga, entre otras acciones correctivas.

# Capítulo 3

## Sistemas de Medición de Área Ampla y sincrofasores

En este capítulo se presenta el estado del arte en relación a los Sistemas de Medición de Área Ampla, más conocidos como WAMS del acrónimo en inglés para *Wide-Area Measurement Systems*, y de los sincrofasores, medidas utilizadas por estos sistemas.

Se realiza una descripción general de los WAMS, se mencionan sus posibles aplicaciones además de los elementos necesarios para conformar uno. Por otro lado, se describe lo que son y cómo se obtienen los sincrofasores; posteriormente se revisan las aplicaciones de éstos en los sistemas eléctricos de potencia, y algunas implementaciones que se han desarrollado.

### 3.1. WAMS

#### 3.1.1. Generalidades

La operación confiable y el manejo inteligente de sistemas eléctricos de potencia es algo con lo que se debe lidiar diariamente. El diseño, seguimiento y control de éstos es cada vez más difícil como consecuencia del crecimiento constante de su tamaño, complejidad, nivel de incertidumbre, el comportamiento impredecible, y las interacciones. Estas infraestructuras son susceptibles a desastres naturales y fallas frecuentes [10].

Un mecanismo para facilitar esto es el WAMS, el cual se define como un sistema de medición dinámica desarrollada en base a un SCADA que utiliza unidades de medidas fasoriales (PMU, *Phasor Measurement Unit*), las cuales se encuentran sincronizadas mediante el mejor reloj de área amplia provisto por el Sistema de Posicionamiento Global (GPS, *Global Positioning System*), permitiendo monitorear en tiempo real los estados de operación de un sistema de potencia [11]. Con esto, el Departamento de Energía de EE.UU. y varios participantes del sector eléctrico, indican que WAMS incluye todos los tipos de mediciones que pueden ser útiles para el análisis sobre una zona amplia de un sistema interconectado [12].

Los WAMS son diseñados para detectar condiciones anormales del sistema y poder pre-planificar acciones correctivas para proporcionar un funcionamiento aceptable de éste. Dentro de las anomalías se tienen: la inestabilidad angular transiente y de pequeña señal, inestabilidad de frecuencia, inestabilidad de tensión en el corto y largo plazo y la salida de equipos en cascada. Por otro lado, las acciones correctivas incluyen: aislamiento de elementos fallados, desconexiones de cargas para cambiar la demanda y cambios en la generación o configuración del sistema [11].

### 3.1.2. Aplicaciones de los WAMS

La NASPI, *North American SynchroPhasor Initiative*, es una organización estadounidense que tiene por objetivo mejorar la confiabilidad y visibilidad de un sistema eléctrico de potencia a través de la medición y el control de área amplia. Para ello definió, en 2011, las posibles aplicaciones de WAMS con sincrofasores, la Fig. 3.1 las muestra y las clasifica por fecha, desafío de la implementación y el valor de utilizar medidas fasoriales [13].

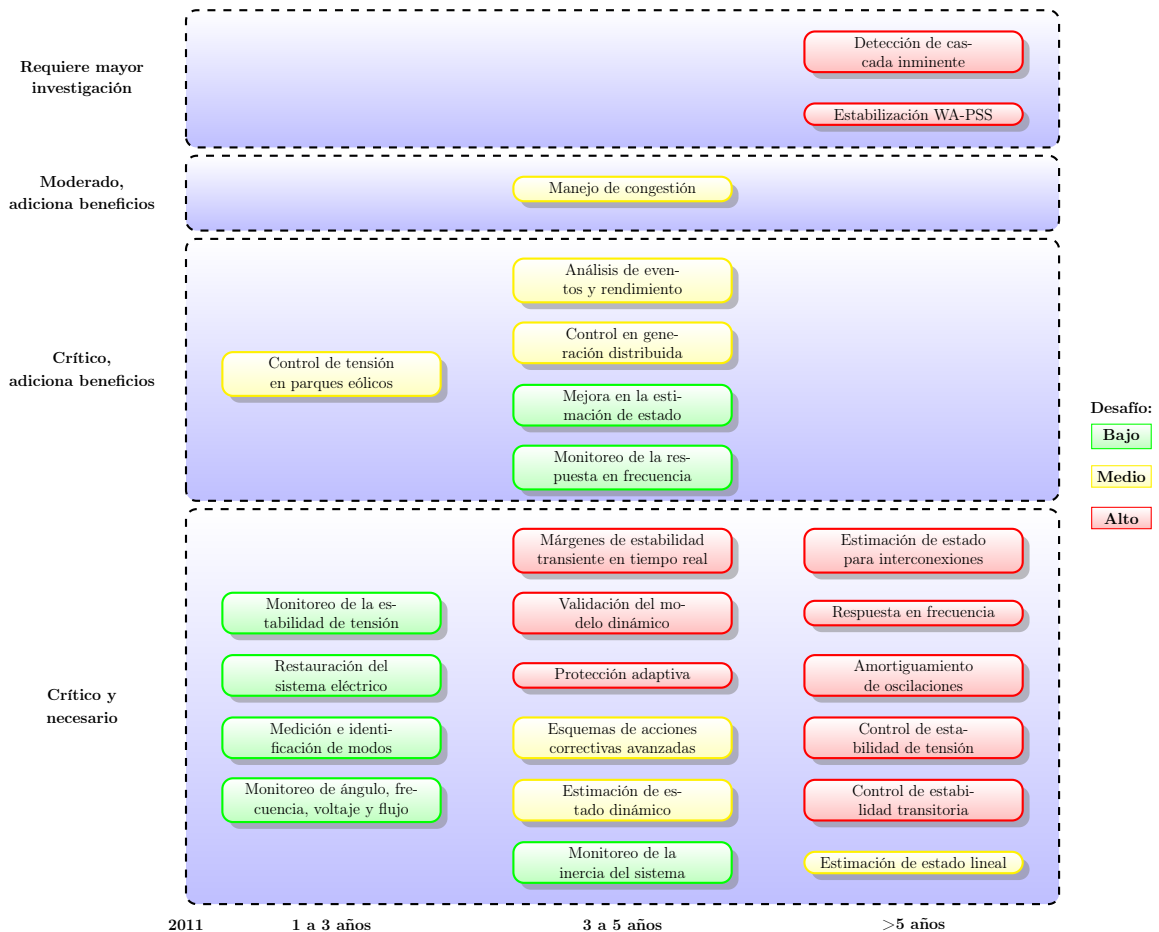


Figura 3.1: Posibles aplicaciones WAMS, 2011.

Actualmente, 2013, se definen como aplicaciones de corto plazo, el análisis post-mortem rápido y preciso, validación del modelo dinámico de cargas y generación, la detección de oscilaciones en tiempo real, y la calibración y monitoreo del estado de los PMU [14].

De estos sistemas de medición de área amplia se derivan otros como los WAPS (*Wide Area Protection Systems*) que son utilizados para salvar el sistema de apagones totales y parciales (*blackout* y *brownout*) [11]; WAMPAC (*Wide Area Monitoring, Protection and Control*) que implementan acciones de control desde lo más rápido a lo más lento y de manera adecuada sobre las cargas, el sistema de transmisión y la generación [15].

### 3.1.3. Elementos que componen un WAMS

Los componentes principales en un sistema de medición con sincrofasores son las unidades de medición fasorial y los concentradores de datos [16][17]. Para que esto funcione también se necesita un sistema de posicionamiento global, comunicaciones seguras y un *software* de visualización [16].

#### 3.1.3.1. Unidad de Medición Fasorial

Los PMU, son los encargados de realizar la adquisición de datos de manera sincronizada. El funcionamiento y las aplicaciones de estos elementos se presentan en la sección 3.2.

#### 3.1.3.2. Sistema de Posicionamiento Global

La sincronización de los PMU se puede lograr mediante referencias de fuentes internas o externas, la más recomendada es la segunda mediante una referencia absoluta de tiempo desde un receptor GPS [18].

El GPS es un sistema de radionavegación satelital desarrollado y operado por el Departamento de Defensa de EE.UU. que provee posicionamiento global y el tiempo de emisión de manera gratuita. Esto proporciona de manera continua tiempos con precisión menor a 1 *ms* [12][19].

En la actualidad existen en funcionamiento 24 satélites, localizados en 6 órbitas, esto asegura que al menos 4 dispositivos están viendo cualquier punto del planeta [20]. La Fig. 3.2 muestra la disposición de los satélites.

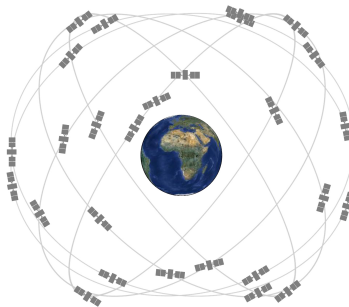


Figura 3.2: Disposición de los satélites.



### 3.1.3.3. Concentrador de Datos Fasoriales

Para una mayor eficiencia del uso de medidores fasoriales, se requiere algún tipo de Concentrador de Datos (PDC, *Phasor Data Concentrator*) [12]. Este dispositivo permite recibir, organizar, procesar y almacenar las medidas enviadas por los distintos PMU, además de reenviar otros datos, ver la Fig. 3.3 . Debe ser capaz de operar en tiempo real a la tasa de envío de mensajes según el estándar IEEE C37.118 desde los PMU, utilizando el protocolo de comunicaciones más conveniente (ancho de banda) [17].

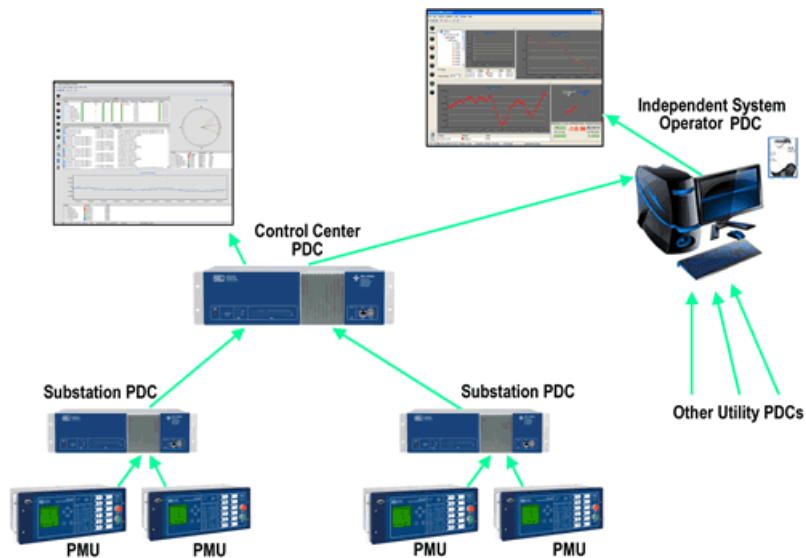


Figura 3.3: Disposición de diversos PDC.

El PDC debe tener la capacidad de tolerar los datos erróneos, especialmente cuando éstos se ven alterados en el proceso de transmisión por la red. Además, puede incluir otras funciones: registro de disturbios y de parámetros, estimación de estado, identificación de parámetros de generadores, de cargas y de líneas; algunos de éstos podrían ser monitoreados, almacenados y actualizados en el PDC [11].

Este dispositivo está compuesto, generalmente, de tres partes: plataforma de datos, interfaz gráfica de usuario e historial de datos. La función de la primera es la vinculación de todas las clases de paquetes de *software* o aplicaciones; la segunda se encarga de interpretar los resultados de las mediciones y entregar la evaluación de la inestabilidad al usuario (operador); mientras que la tercera provee una forma de acceso para archivos almacenados [11].

### 3.1.3.4. Transmisión de datos

Los sistemas de comunicación son un componente vital de un sistema de protección de área amplia, ya que estos distribuyen y administran la información necesaria para la operación de WAMS. La comunicación debe ser diseñada de manera que sea robusta, rápida y confiable, para ello, corresponde considerar el tipo y topología de la red de comunicación, los protocolos y los medios usados [12].

Con respecto al tipo y topología, el sistema de comunicación debiera estar formado por tres capas: inferior, media y mayor. La primera de tipo estrella y que se compone por los PMU, *switch* y unidades de control de la subestación; la capa media de tipo anillo y que consiste en el equipamiento de comunicación en la subestación, tal como el módem, *bridge* y *router*; finalmente, la capa mayor se basa en la tecnología de internet y está formada por un *router* y conexiones desde el centro de control a otros puntos del sistema [11].

Por otro lado, la transmisión de datos más utilizada hasta la fecha es la de IP sobre Ethernet, y los protocolos recomendados son los de TCP (*Transmission Control Protocol*) y UDP (*User Datagram Protocol*). La elección de uno depende de la seguridad y velocidad de transmisión que se quiera alcanzar [17].

Actualmente, los medios físicos por los cuales se lleva a cabo la comunicación están compuestos por sistemas análogos y digitales, de éstos destacan el *Power Line Carrier*, radio, microondas, líneas telefónicas dedicadas, sistemas satelitales y fibra óptica. La opción más recomendada debido al ancho de banda, la robustez y el bajo tiempo de retardo, es la fibra óptica [11][12].

### 3.1.3.5. Visualización

Para poder tener completo un WAMS, se requiere de al menos un *software* de visualización, muchos de éstos se desarrollan por las empresas que fabrican los PDC, o por las mismas organizaciones gubernamentales en las que se aplican este tipo de sistema. Por nombrar algunos se tienen: *SynchroWAVE Central* de la compañía SEL (Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.) y *NASPI Phasor Tools Visualization Workshop* del gobierno estadounidense [21][22].

Generalmente estos programas de visualización se encuentran localizados en los centros de control de los sistemas de potencia, de esta forma se tiene que un diseño de WAMS es como se muestra a continuación [12]:

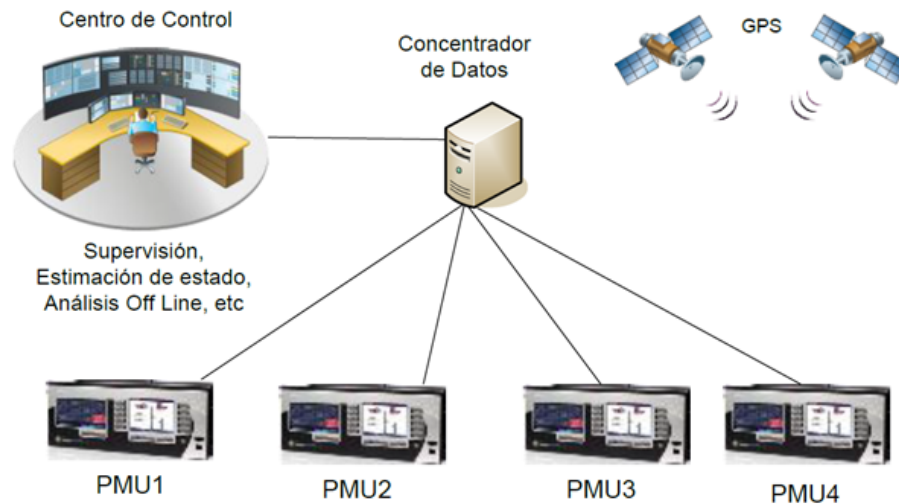


Figura 3.4: Diseño de WAMS.

## 3.2. Sincrofasores

### 3.2.1. Generalidades

Siempre ha sido importante localizar, dentro de un sistema eléctrico de potencia, el lugar en el cual ocurre alguna contingencia. Para ello se han utilizado distintos dispositivos, desde aquellos que solo son capaces de situar la falla a relés que utilizan medidas fasoriales sincronizadas, pasando por relés de distancia con capacidad de localizar la contingencia.

#### 3.2.1.1. Origen de los fasores

En 1893, el alemán Charles Steinmetz, introdujo formalmente el término fasor para representar un problema complejo de corriente alterna como un problema simple de álgebra [23].

Para ello, representa la onda sinusoidal como un número complejo cuya magnitud es la misma que la onda original, mientras que el ángulo es la fase de la onda en un instante de tiempo, particularmente  $t = 0$  s. Normalmente esta variable está asociada a una frecuencia única y al considerar que los parámetros del sistema permanecen constante durante el estudio, la dependencia del tiempo se puede eliminar:

$$v(t) = V \cdot \cos(\omega t + \phi) \rightarrow \dot{V} = \frac{V}{\sqrt{2}} \angle \phi \quad (3.1)$$

Una aplicación directa de fasores a sistemas eléctricos de potencia es para estudios de flujos y de cortocircuito, por otro lado, para análisis transientes se deben resolver las ecuaciones diferenciales en el dominio del tiempo.

#### 3.2.1.2. Fasores sincronizados

Para la definición de fasores en tiempo real es necesario obtener el ángulo de fase de manera sincronizada, esto se logra comparando la señal con una función coseno que presenta la frecuencia nominal del sistema y que sigue el estándar UTC (*Coordinated Universal Time*) [5]. Bajo esta explicación, la fase será el desplazamiento que tiene la señal muestreada frente a la función coseno elaborada internamente dentro de cada unidad de medida fasorial.

El coseno tiene un máximo en  $t = 0$ , por lo que el sincrofasor presentará un ángulo de  $0^\circ$  cuando su máximo ocurra al comienzo del segundo, mientras que un ángulo de  $-90^\circ$  si el cruce positivo por cero ocurre cuando el valor de la referencia es máximo, la Fig. 3.5 ilustra ambos casos.

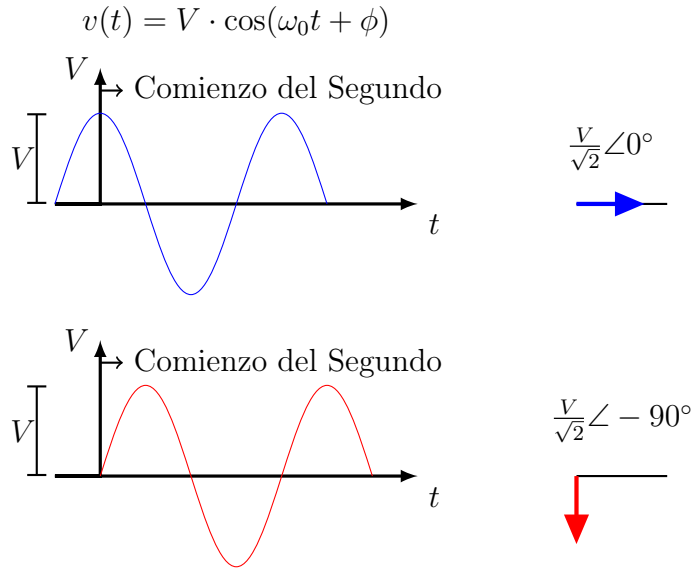


Figura 3.5: Convención de medida con respecto al tiempo.

Hay que aclarar que, en el caso general, la amplitud y la frecuencia de la señal son dependientes del tiempo, por lo que el sincrofasor también lo será. Definiendo la función auxiliar  $g(t) = f(t) - f_0$ , donde  $f_0$  es la frecuencia nominal del sistema, se tiene:

$$\begin{aligned}
 v(t) &= V(t) \cdot \cos(2\pi \int f dt + \phi) \\
 &= V(t) \cdot \cos(2\pi f_0 t + (2\pi \int g dt + \phi)) \\
 \rightarrow \dot{V}(t) &= \frac{V(t)}{\sqrt{2}} \angle (2\pi \int g dt + \phi)
 \end{aligned} \tag{3.2}$$

Para el caso particular en que la magnitud es constante y  $g(t) = \Delta f$ , se tiene:

$$\dot{V}(t) = \frac{V}{\sqrt{2}} \angle (2\pi \Delta f t + \phi) \tag{3.3}$$

Fasor que rotará de manera uniforme a una razón de  $\Delta f$ , como se aprecia en la Fig. 3.6.

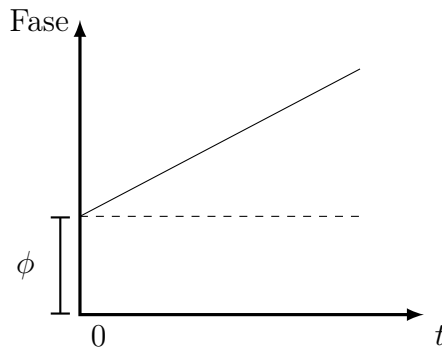


Figura 3.6: Medición de la fase a frecuencia no nominal.

### 3.2.1.3. Muestreo y procesamiento de la señal

Para que se obtenga un sincrofasor es necesario medir analógicamente la señal de voltaje o corriente, filtrándole las frecuencias altas. Posteriormente, al momento de convertir la señal de analógica a digital, se utiliza la frecuencia de muestreo,  $f_s$ , dependiente de una señal externa con referencia de tiempo absoluta. Luego de realizar la conversión A/D, se calibran los datos para compensar los errores del *hardware* al momento de la adquisición de los mismos. Finalmente, se dispone de datos calibrados a una frecuencia de muestreo alta (por ej. 8.000 muestras por segundo) y que son adecuadas para aplicaciones de oscilografía, análisis de armónicos y medidas sincrofasoriales [18][24]. La Fig. 3.7 ilustra este proceso.

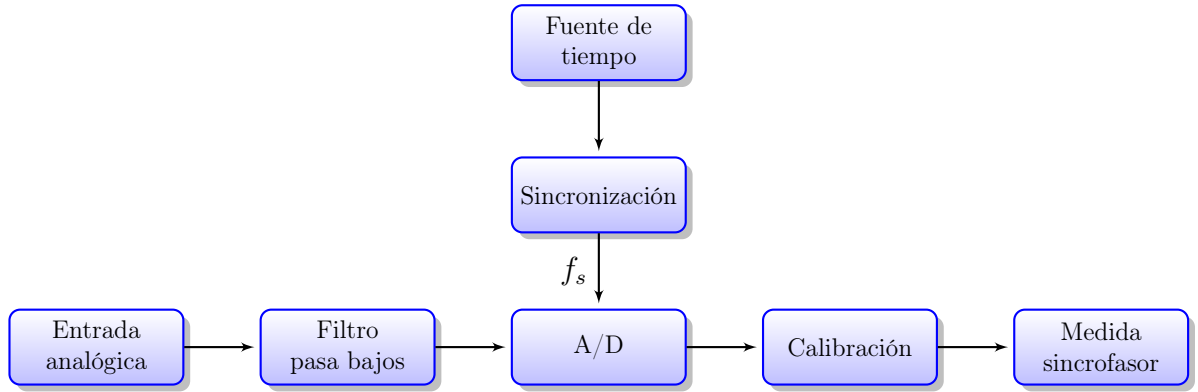


Figura 3.7: Muestreo y procesamiento de la señal.

### 3.2.1.4. Obtención de la fase y de la amplitud de una señal

Para obtener la fase y la amplitud de una señal se puede utilizar el método de la correlación, éste consiste en multiplicar la forma de onda,  $v(t)$ , por un fasor unitario y sincronizado:

$$v(t) = A(t) \cdot \cos(\omega t + \phi) \rightarrow V(t) = v(t) \cdot e^{-j\omega_0 t} \quad (3.4)$$

Que expresándolo en términos de exponenciales:

$$\begin{aligned} V(t) &= A(t) \left[ \frac{e^{j(\omega t + \phi)} + e^{-j(\omega t + \phi)}}{2} \right] e^{-j\omega_0 t} \\ &= \frac{A(t)}{2} [e^{j[(\omega - \omega_0)t + \phi]} + e^{-j[(\omega + \omega_0)t + \phi]}] \end{aligned} \quad (3.5)$$

Filtrando el término de alta frecuencia mediante un filtro pasa bajos, se logra obtener la componente de interés  $(\omega - \omega_0)$ , la que presenta una amplitud igual a la mitad de la original, por lo que luego de un adecuado escalamiento se obtiene el fasor:

$$\dot{V}(t) = \frac{A(t)}{\sqrt{2}} \angle((\omega - \omega_0)t + \phi) \quad (3.6)$$

De las partes real e imaginaria de este proceso, que se encuentran calculadas por separado, se obtienen la magnitud y la fase de manera tradicional.

El sistema digital de la Fig. 3.8 ilustra el equivalente al proceso descrito [18][24].

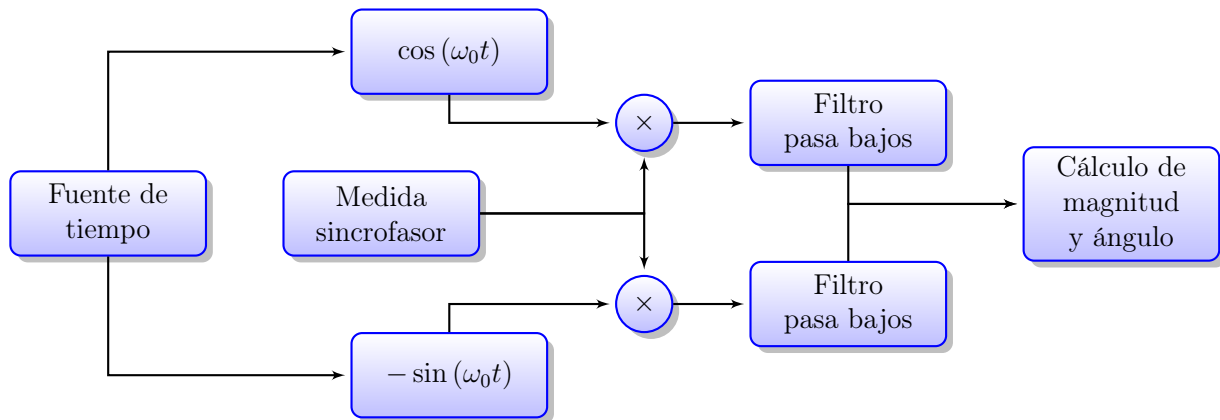


Figura 3.8: Obtención de la amplitud y la fase mediante correlación.

### 3.2.2. Aplicaciones de los sincrofasores

Algunas aplicaciones académicas que tienen los sincrofasores son [18]:

#### a) Monitoreo en tiempo real de variables de estado

Con los medidores fasoriales se puede obtener el ángulo de fase del voltaje de secuencia positiva (PSV: *Positive-Sequence Voltage*), variable de estado más importante de la red debido a que éstas están relacionadas a los márgenes de estabilidad transientes, flujos de potencia por las líneas y seguridad en el voltaje.

#### b) Transductor de fase y registro dinámico

El registro de variables de estados, en puntos estratégicos de la red, otorga información valiosa antes y después de contingencias que puedan afectar al sistema eléctrico, además facilita la toma de decisiones por parte de los operadores para responder a estos eventos.

#### c) Sistemas de protección especial basada en *Out-of-Step*

Cuando una parte del sistema empieza a perder el sincronismo con respecto a otra, los esquemas de protección detectan inestabilidad, pudiendo aislar sectores, realizar desprendimiento de cargas y de generadores.

Frente a esta pérdida de sincronismo, se han propuesto dos aplicaciones:

- Medir el fasor de PSV en barras estratégicas del sistema. Frente a una contingencia, el ángulo de fase entre los puntos se calcula en tiempo real, y mediante un algoritmo de predicción se determina las condiciones de estabilidad o inestabilidad.
- En la medida en que un sistema de dos máquinas pueda representar la red, se puede realizar una medición simultánea del ángulo de fase entre las reactancias transitorias de las máquinas. Frente a una contingencia, se calcula el nuevo ángulo

entre las máquinas y con el algoritmo de áreas iguales, implementado en tiempo real, se puede determinar si el nuevo punto de operación es estable.

#### **d) Estimación de estado**

Teniendo un programa de estimación de estado se puede proveer en tiempo real un valor estadístico de las variables de estado del sistema. Con este sistema se podría detectar y corregir errores en las mediciones. Hay que considerar que este estimador de estado es una aplicación estacionaria y que es un proceso del orden de pocos minutos, debido a la resolución de ecuaciones no lineales del sistema.

Pasado un tiempo, algunas empresas como SEL han introducido estos equipos de medida fasoriales en relés de protección como una opción estándar. Por lo que al día de hoy estos equipos proveen soluciones que podrían ser muy costosas y complicadas de implementar mediante aproximaciones tradicionales.

A continuación se describen algunas aplicaciones que han salido del laboratorio y que requieren de un equipamiento y canales de comunicación adecuados [25]:

#### **a) Análisis en subestaciones**

- Verificación de la fase del voltaje y corriente  
Generalmente, los equipos de medida presentan una fase como referencia y a partir de ésta obtienen las medidas de las otras fases. Sin embargo, utilizando un relé que incluya sincrofasores, se pueden obtener las magnitudes y fase de los voltajes y corrientes referenciados a un tiempo absoluto.
- Refinamiento de la medición en tiempo real del voltaje  
Utilizando una configuración adecuada se pueden obtener diversas medidas de un mismo punto. Como cada una de éstas puede presentar un error aleatorio, debido a los instrumentos de medida, se puede obtener un promedio de las mediciones, reduciendo el error.
- Verificación SCADA y de respaldo  
Las medidas fasoriales presentan una mejora con respecto a sistemas SCADA tradicionales, esto debido principalmente a que la tasa de muestreo es mayor, por lo que la visualización del sistema o de los puntos de interés resulta ser más exacta.
- Análisis de canales de comunicación  
En ciertas oportunidades los canales de comunicación entre subestaciones presentan asimetrías distintas a las especificadas, adhiriendo errores a las medidas y causando diferencias importantes entre los datos obtenidos por los distintos equipos. Utilizando una fuente común de sincronización, este error se logra evitar ya que no depende de aproximaciones o estimaciones de la asimetría existente en el canal de comunicación.

#### **b) Análisis en sistemas de potencia**

- Monitoreo de la frecuencia en sistemas de área amplia  
Utilizar estos equipos de medida en distintos puntos del sistema, desde la transmisión hasta la distribución, permite analizar en tiempo real posibles contingencias del sistema, correlacionando los datos.

- Mejora de la estimación de estado  
Monitoreando en distintos puntos el voltaje y conociendo las admitancias del sistema, se puede calcular las corrientes, y teniendo esto se pueden obtener los flujos de potencia activa, reactiva, pérdidas, etc. Sin embargo estos cálculos en un sistema SCADA tradicional pueden presentar errores en la estimación de estado, debido a que los datos medidos no presentan un alineamiento absoluto con respecto al tiempo y no siempre están presentes todas las medidas. El proceso se puede realizar de manera más rápida y confiable, incluyendo al sistema SCADA, equipos de medida fasoriales.
- Almacenamiento de perturbaciones en sistemas de área amplia  
El almacenamiento preciso de las variables relevantes de un sistema de potencia, permite a las autoridades respectivas analizar y explicar los eventos producidos por una contingencia.

### c) Control en sistemas de área amplia

- Control de generación distribuida  
Un requisito importante en la generación distribuida (GD) es el no operar en isla, ya que si lo hace se pueden producir problemas tanto para el generador como para las cargas conectadas. Con esto, un esquema que detecte cuando un generador está operando en isla y desconectarlo en un tiempo adecuado del sistema es necesario. En la actualidad existen varios esquemas de detección de operaciones en isla, por ejemplo, los basados en frecuencia y voltaje. Con mediciones sincronizadas estos esquemas se pueden aplicar directamente.
- Asistencia sincronizada de partidas en negro  
Se llama partida en negro cuando un generador empieza a operar sin utilizar energía de la red. Se pueden usar sincrofasores para proveer un sistema de visualización similar a un SCADA tradicional, además se pueden utilizar como visualizador para conectar este sistema que está volviendo a operar con otro que ya está en operación.
- Protección basada en sincrofasores  
Se pueden implementar esquemas automáticos de desprendimiento de carga (*Automatic Generation-Shedding Scheme*, AGSS) basados en la intercambio de información sincronizada de los relés de protección.

## 3.2.3. Ejemplos en sistemas eléctricos reales

### 3.2.3.1. Aplicación al sistema eléctrico de Croacia

La UCTE (*Union for the Coordination of the Transmission of Electricity*) actuaba como coordinador de operación y desarrollo de la red de transmisión del continente europeo hasta el año 2009<sup>1</sup>, representando a 29 operadores de sistemas de transmisión de 24 países europeos

---

<sup>1</sup>En la actualidad la ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*) realiza las operaciones.



[26]. Uno de los países integrantes es Croacia, el cual ha visto incrementos en los flujos de potencia a través de su territorio, por lo que la necesidad de mejorar la recolección de datos y el monitoreo del sistema ha crecido [27].

En el año 2003 el operador de sistema de transmisión croata, HEP-TSO, luego de evaluaciones, decidió desarrollar un sistema de área amplia instalando diversas unidades de medida fasorial en el sistema de 400 kV, permitiendo el monitoreo del voltaje, corriente, frecuencia y la tasa de cambio de esta última, ver Fig. 3.9. Luego de instalar sincrofasores, se instalaron dos concentradores de datos para recolectar y unir todas las lecturas, además de las funciones básicas que estos dispositivo otorgan (almacenamiento y visualización) los datos se procesan y se muestran en aplicaciones avanzadas a nivel *online* que permiten monitorear el sistema a través del Centro Nacional de Despacho.



Figura 3.9: Localización de PMU en el sistema de transmisión croata (HR).

Además de tener un monitoreo en tiempo real, el operador de sistema ha utilizado los datos almacenados para realizar análisis post-mortem. Por ejemplo, en el año 2004 se realizó una resincronización entre zonas de la UCTE. Croacia debía armonizar las fases de los conductores y balancear la carga local con la generación mientras operaba aislado del resto de los países. La Fig. 3.10 muestra el punto A en el cual Croacia se separa de la UCTE y el B, cuando vuelve a conectarse.

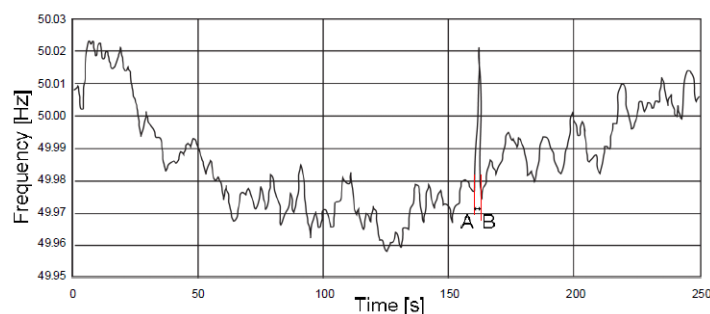


Figura 3.10: Frecuencia de la red croata en el momento de resincronización.

### 3.2.3.2. Aplicación al sistema eléctrico de Vietnam

La empresa estatal Eléctrica de Vietnam (EVN) responsable de la generación, transmisión, distribución y venta de energía eléctrica en Vietnam decidió, en 2005, modernizar sus subestaciones de 500 y 220 *kV* del sistema de transmisión utilizando la norma IEC 61850. Junto a esto, EVN requiere de un sistema de supervisión del sistema de transmisión para poder operarlo de manera segura y cercana de los límites de estabilidad, para ello implementó un sistema de monitoreo de área amplia usando los sincrofasores instalados en los dispositivos electrónicos inteligentes (IED) [28].

EVN decidió utilizar relés de protección con la capacidad de realizar medidas fasoriales debido a que:

- Existe un costo bajo para equipamientos, debido a que no es necesario comprar e instalar unidades fasoriales por separado.
- Se reduce el número de conexiones requeridas.
- Los relés tienen una alta disponibilidad y confiabilidad.
- Aplicaciones potenciales de control incrementan la utilidad de las mediciones fasoriales.

Con lo anterior se provee el estado del sistema eléctrico en tiempo real, permitiendo realizar cálculos de la condición de carga máxima para cada barra del sistema de transmisión y tomar acciones correctivas para minimizar el riesgo frente a contingencias.

#### a) Monitoreo de la capacidad disponible de transferencia de energía

La transferencia de potencia activa en una línea de transmisión que une dos barras, viene determinada por (3.7).

$$P = \frac{V_A \cdot V_B}{X_L} \sin \delta \quad (3.7)$$

Donde  $P$  es la potencia real transferida,  $X_L$  la reactancia de la línea de transmisión,  $V_A$  y  $V_B$  los voltajes de las barras y  $\delta$  la diferencia entre los ángulos.

Se aprecia que la capacidad total de transmisión (TTC) viene dada por (3.8), mientras que el margen de reserva o la capacidad disponible de transmisión (ATC) viene dada por (3.9).

$$P_{\text{máx}} = \frac{V_A \cdot V_B}{X_L} \quad (3.8)$$

$$\Delta P(\%) = 100 \cdot \frac{P_{\text{máx}} - P}{P_{\text{máx}}} \quad (3.9)$$

Utilizando las dos últimas ecuaciones, se puede comparar el TTC con el ATC en tiempo real debido a los datos medidos por los sincrofasores en los extremos de las barras.

También se puede monitorear el cambio de magnitud y los límites de voltaje y de potencia mediante (3.10).

$$\frac{\Delta P}{\Delta \delta} \rightarrow 0 \quad (3.10)$$

Para nodos de generación, y (3.11).

$$\frac{\Delta V}{\Delta Q} \rightarrow 0 \quad (3.11)$$

Para nodos de carga.

### b) Arquitectura de la aplicación

Los relés se encuentran sincronizados mediante relojes GPS y mediante un canal de comunicación Ethernet envían los datos medidos, en formato OPC (*Object Linking and Embedding for Process Control*), a un servidor en un centro de control, lugar en el cual se recolectan y se alinean. Para poder visualizar los datos se implementa una aplicación de escritorio y otra de *web*, para manipularlos y realizar cálculos complejos se utiliza MATLAB<sup>®</sup>, por último para generar reportes se utiliza Microsoft Office<sup>®</sup>. La Fig. 3.11 muestra la arquitectura implementada.

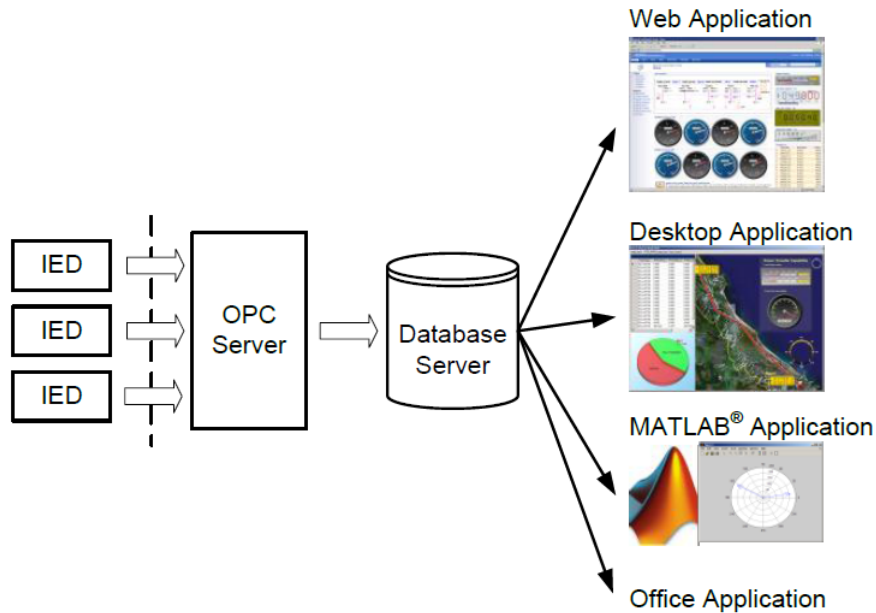


Figura 3.11: Arquitectura implementada

# Capítulo 4

## Aplicación de sincrofasores al Sistema Interconectado Central

Este capítulo tiene por objetivo presentar una aplicación real que se le puede dar a los sincrofasores a una parte del Sistema Interconectado Central (SIC), específicamente al sector de la Isla Grande de Chiloé.

Para el sector seleccionado se propone un esquema de detección de inestabilidad para operación en isla eléctrica utilizando sincrofasores. El objetivo de este esquema y su acción correctiva considerada, segregación del sistema, es el mantener el suministro eléctrico en la Isla Grande de Chiloé cuando el colapso de la red, o *blackout*, es inminente luego de ocurrida una contingencia.

También se realiza un análisis cualitativo de las bases teóricas en las que este esquema se fundamenta y se propone una metodología para determinar los parámetros de éste.

### 4.1. Planteamiento

Típicamente, un sistema puede tener muchos generadores, y la condición para que exista estabilidad requiere que todos estén dentro de sus márgenes de operación aceptables. Esta condición no siempre puede ser asegurada, particularmente porque hoy en día las razones ambientales y económicas presionan para que los sistemas operen en zonas más cercanas a los límites de estabilidad [2].

Ahora bien, las consecuencias de que el módulo de las tensiones (ligada a la estabilidad de tensión) y la frecuencia (ligada a la estabilidad angular y de frecuencia) salgan de la región de operación considerada como aceptable, son diferentes. En efecto, cuando las unidades de generación operan con frecuencias distintas, más allá de la región de estabilidad, se produce una desenergización total del sistema, en un rango de tiempo no superior a los pocos segundos. Cuando la variable que sale de su rango es la tensión, el efecto nocivo sobre la red, y su posterior desencadenamiento en una caída del sistema, puede tomar varios minutos [2].

Con el objeto de evitar un apagón total se han propuesto sistemas de protección multiárea, éstos podrían incluir medidas tales como la segmentación controlada del sistema de transmisión en islas eléctricas equilibradas en potencia activa y reactiva, y que deberán disponer de recursos suficientes para mantenerse estables con un adecuado control de tensión y de frecuencia [29].

Un sector que podría cumplir las condiciones previamente mencionadas es el de la Isla Grande de Chiloé, ya que tiene una capacidad instalada de 62 MW, un consumo aparente máximo de 64,97 MVA con  $\cos \phi = 0,98$  inductivo y un Esquema de Desconexión de Carga que permitiría disminuir el consumo aparente máximo a 53,35 MVA con  $\cos \phi = 0,98$  inductivo.

Por otro lado, el sector se encuentra unido al resto del SIC mediante una sola línea y no presenta un enmallamiento complejo, con lo que la segregación sería directa al abrir ambos extremos de ésta, ver Fig. 4.1 [30].

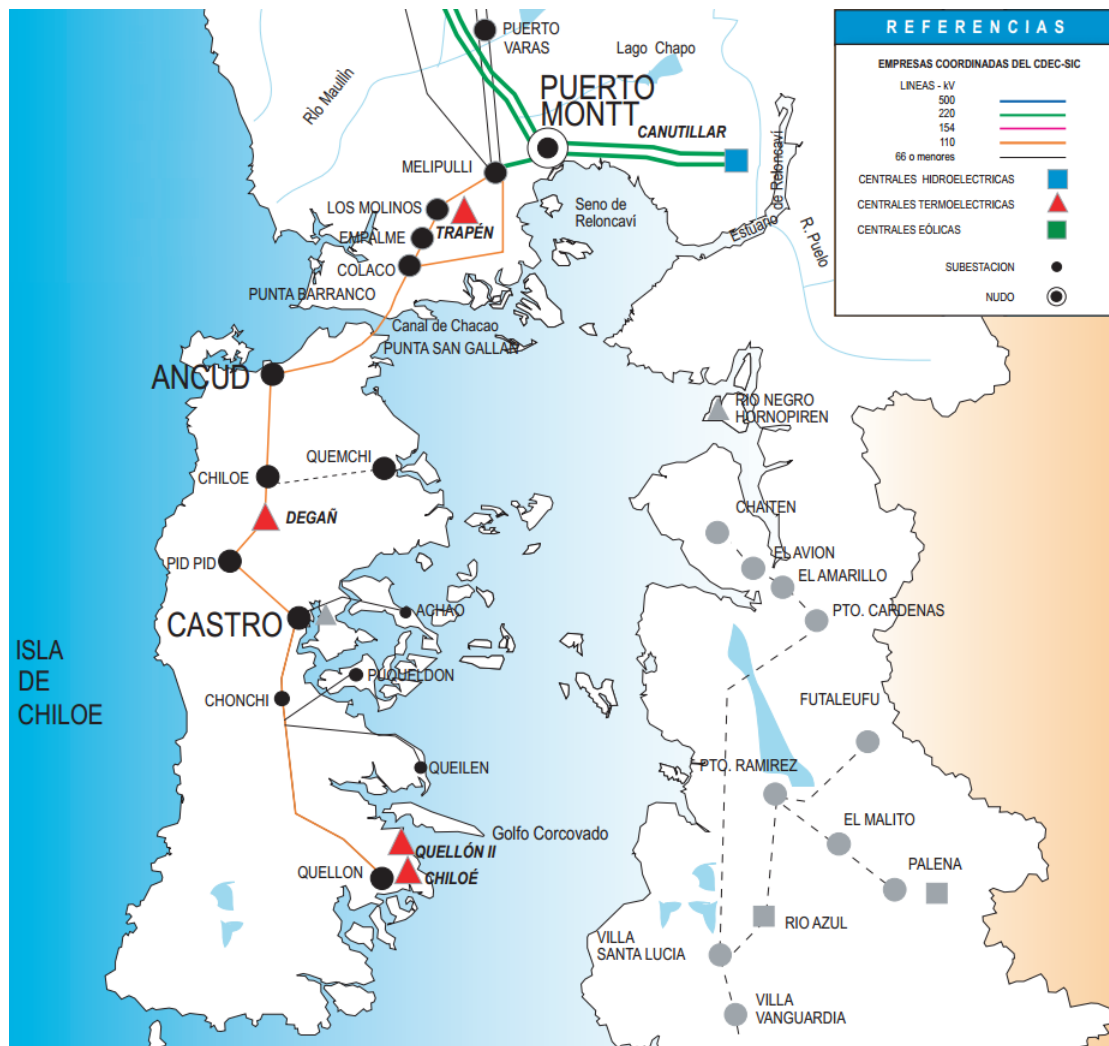


Figura 4.1: Mapa, actualizado a mayo 2013, del sector eléctrico de Chiloé.

## 4.2. Propuesta

### 4.2.1. Esquema de detección de inestabilidad para operación en isla eléctrica

El proceso controlado por el cual se genera una isla eléctrica debe ser rápido, preciso y confiable, debido a que, generalmente, se producen cambios significativos en la topología de la red [31]. Con el fin de satisfacer estas necesidades, se propone formar un esquema de detección de inestabilidad para operación en isla basado en la lógica del OOST descrito en la sección 2.6.3.

En este tipo de aplicaciones las regiones de operación se denominan como normal para el estado estable y de operación en isla para el estado inestable, y al igual que en un esquema OOST tradicional, se deben encontrar los parámetros óptimos para delimitarlas [31][32].

La Fig. 4.2 muestra la característica propuesta en el plano  $A - S$ , en donde se observan los límites de un OOST tradicional en conjunto a límites mínimos y máximos para el deslizamiento y la aceleración.

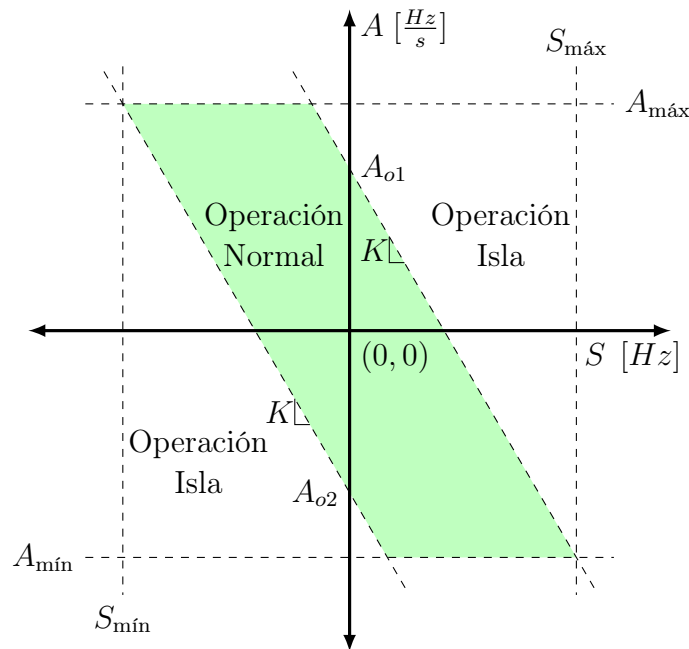


Figura 4.2: Regiones de la detección en isla.

Para determinar si se está dentro de la región normal de operación, se deben satisfacer simultáneamente las condiciones (4.1), (4.2), (4.3) y (4.4).

$$A \leq K \cdot S + A_{o1} \quad (4.1)$$

$$A \geq K \cdot S + A_{o2} \quad (4.2)$$

$$A_{mín} \leq A \leq A_{máx} \quad (4.3)$$

$$S_{\min} \leq S \leq S_{\max} \quad (4.4)$$

Adicionalmente, se puede utilizar la diferencia entre los ángulos,  $\delta$ , para determinar una operación anormal en el sistema (4.5).

$$|\delta| \leq \nu \quad (4.5)$$

Si alguna de las cinco condiciones previas no se cumple por un período de tiempo,  $\tau$ , se concluye que existe una pérdida de sincronismo entre los puntos de medida, por lo que la operación en isla eléctrica es una acción que pudiese ayudar a la estabilidad del sistema o de las partes.

Por otro lado, si el esquema de detección operase de manera inmediata luego de detectar una contingencia, podría no dar la posibilidad de que el sistema de protecciones existentes lo haga y logre despejar la falla, manteniendo un punto de equilibrio. Por este motivo, y para aumentar la precisión y confiabilidad del esquema, éste se habilitará luego de un tiempo,  $\mu$ , de detectada la perturbación.

Para lograr esto se compara el deslizamiento y la aceleración, de la diferencia angular entre los puntos medidos, con un umbral, (4.6) y (4.7).

$$|S| \leq S_f \quad (4.6)$$

$$|A| \leq A_f \quad (4.7)$$

Si alguna de las condiciones previas no se cumple, se acierta en la detección de la falla y se habilita el esquema.

Así, los parámetros a determinar para el correcto funcionamiento del esquema y del detector de falla son los mostrados en la Tabla 4.1.

<b>Parámetro</b>	<b>Unidad</b>	<b>Descripción</b>
$A_{o1}$	$Hz/s$	Intercepto recta superior OOST
$A_{o2}$	$Hz/s$	Intercepto recta inferior OOST
$K$	$1/s$	Pendiente de las rectas superior e inferior OOST
$A_{\max}$	$Hz/s$	Máxima aceleración permitida
$A_{\min}$	$Hz/s$	Mínima aceleración permitida
$S_{\max}$	$Hz$	Máximo deslizamiento permitido
$S_{\min}$	$Hz$	Mínimo deslizamiento permitido
$\nu$	$^\circ$	Máxima diferencia angular permitida
$\tau$	$s$	Tiempo de seguridad para determinar la operación en isla
$A_f$	$Hz/s$	Máxima aceleración permitida para detectar la falla
$S_f$	$Hz$	Máximo deslizamiento permitido para detectar la falla
$\mu$	$s$	Tiempo de retraso para la activación del esquema

Tabla 4.1: Parámetros a determinar.

Por último, los sincrofasores se localizarán en los extremos de la línea (barras) que une la Isla Grande de Chiloé con el resto del continente, y que en caso de detectar la pérdida de sincronismo, la acción considerada será la apertura simultánea en ambos extremos de la línea, dejando el SIC segregado en dos partes.

## 4.2.2. Fundamentos

### 4.2.2.1. Fase como indicador de rendimiento de la dinámica de un sistema eléctrico

Los generadores síncronos deben adaptarse a diferentes condiciones de operación al momento de entregar energía al sistema, acelerándose o desacelerándose. Estos cambios involucran tanto las propiedades eléctricas, como las mecánicas, de las máquinas que componen la red, y definen la dinámica del sistema eléctrico. Para argumentar esto, considérese un generador síncrono de dos polos (con igual ángulo eléctrico y mecánico) conectado eléctricamente a una barra infinita [18]<sup>1</sup>.

La diferencia entre el torque mecánico,  $T_m$ , y el eléctrico,  $T_e$ , determina el torque acelerante,  $T_a$ , de una máquina (4.8). En un generador  $T_a > 0$ .

$$T_a = T_m - T_e \quad (4.8)$$

A su vez la potencia,  $P$ , en función del torque viene dada por (4.9).

$$P = T\omega = T \frac{d\theta}{dt} \quad (4.9)$$

Donde  $T$  es el torque en  $Nm$ ,  $\omega$  es la velocidad angular en  $rad/s$  y  $\theta$  la posición angular del rotor en  $rad$ .

Por otro lado, y al tratarse de un cuerpo rotatorio, el torque se puede escribir como (4.10).

$$T = \alpha J = \alpha \frac{M}{\omega} \quad (4.10)$$

Donde  $\alpha$  es el cambio de la velocidad angular con respecto al tiempo en  $rad/s^2$ ,  $J$  es el momento de inercia en  $m^2kg$  y  $M$  el momento angular en  $Js$ .

Con lo que se puede expresar la potencia acelerante,  $P_a$ , en función de la posición angular del rotor (4.11).

$$P_a = T_a\omega = M\alpha = M \frac{d^2\theta}{dt^2} \quad (4.11)$$

---

<sup>1</sup>En el desarrollo se supone que no existe amortiguamiento y se desprecian las pérdidas rotacionales de la máquina.



Si ahora se expresa la posición angular del rotor en relación a un eje de referencia sincrónico que rota a una velocidad  $\omega_{syn}$  se tiene (4.12).

$$\theta(t) = \omega_{syn}t + \delta \quad (4.12)$$

Donde  $\delta$  es el desplazamiento angular de la referencia sincrónica rotatoria.

Así, se puede reescribir (4.11) como (4.13).

$$P_a = M \frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{2H}{\omega_{syn}} \frac{d\omega}{dt} \quad (4.13)$$

Donde  $H$  es la constante de inercia en  $s$ .

La ecuación (4.13) se denomina como ecuación de oscilación o *swing equation*, y una de éstas por cada generador puede modelar la dinámica del sistema.

Por lo descrito previamente se puede decir que el desplazamiento angular,  $\delta$ , de las máquinas provee información acerca de la dinámica del sistema, ya que éste representa el ángulo interno de la *fem* de cada generador y determina la potencia que éstos pueden transferir, (4.14).

$$P = \frac{|E_1||E_2|}{X} \sin \delta \quad (4.14)$$

Donde  $E_1$  es la *fem* del generador en  $V$  con ángulo  $\delta$ ,  $E_2$  la tensión en la barra infinita en  $V$  con ángulo de referencia  $0^\circ$  y  $X$  la reactancia de la interconexión en  $\Omega$ .

Sin embargo, este desplazamiento no se puede medir de manera mecánica, y es por ello que se calcula el fasor del voltaje detrás de la reactancia transiente de la máquina para obtener una idea sobre éste. En la práctica, el fasor del voltaje de secuencia positiva provee información lo suficientemente precisa como para medir el deslizamiento angular [18].

#### 4.2.2.2. Diferencia angular como indicador de operación en isla

La diferencia angular se puede utilizar como indicador de operación en isla al compararla con un umbral [32][33].

El fundamento de esto es que la diferencia angular,  $\delta$ , puede ser vista como la integración de la diferencia de frecuencia entre los puntos medidos. En efecto, como se vio en la sección 3.2.1.2 la fase del voltaje de un sincrofasor medido a una frecuencia fuera de la nominal viene dada por (4.15).

$$2\pi \int g dt + \phi \quad (4.15)$$

Donde  $g(t) = f(t) - f_0$  representa la variación de la frecuencia nominal del sistema,  $f_0$ .

Si existe pérdida de sincronismo la frecuencia en cada punto medido será distinta y por consiguiente su fase, (4.16).

$$\begin{aligned}\delta_1(t) &= 2\pi\int g_1 dt + \phi_1 \\ \delta_2(t) &= 2\pi\int g_2 dt + \phi_2\end{aligned}\tag{4.16}$$

Por otro lado, la diferencia angular entre los puntos vendrá dada por (4.17).

$$\begin{aligned}\delta(t) &= \delta_1(t) - \delta_2(t) \\ &= 2\pi\int(g_1 - g_2)dt + (\phi_1 - \phi_2)\end{aligned}\tag{4.17}$$

Así, un cambio en la frecuencia del sistema se reflejará como un cambio en la diferencia angular a lo largo del tiempo, la cual será mayor si es que existe pérdida de sincronismo.

#### 4.2.2.3. Caracterización del plano A-S

Se puede decir que la característica del plano  $A - S$  monitorea como las dos partes que se están midiendo se deslizan entre sí y cuán rápido lo hacen [34]. En otras palabras, se reflejan los cambios de velocidad de giro de los generadores cercanos a las barras en las cuales se está midiendo la fase del voltaje [18][35].

Con el objetivo de determinar las principales características en el plano  $A - S$  es necesario modelar las distintas oscilaciones de la diferencia angular entre dos puntos,  $\delta$ . Para realizar esto se considera el modelo matemático descrito en (4.18) [36] y la proposición 4.1 [37].

$$\delta(t) = \delta_0 + Ae^{sgn(x)\alpha t} \cos(\omega t + \beta)\tag{4.18}$$

Donde  $\delta_0$  representa la diferencia angular inicial,  $A$  la amplitud de la oscilación,  $sgn(x)$  la función signo,  $\alpha$  la constante de amortiguamiento,  $\omega$  la frecuencia angular y  $\beta$  la fase.

**Proposición 4.1** *Sea  $f : (a, b) \rightarrow \mathbb{R}$ ,  $k$  veces derivable en  $\bar{x} \in (a, b)$ , con  $f'(\bar{x}) = \dots = f^{[k-1]}(\bar{x}) = 0$  y  $f^{[k]} \neq 0$ ,  $k \geq 2$ . Entonces hay 3 casos posibles:*

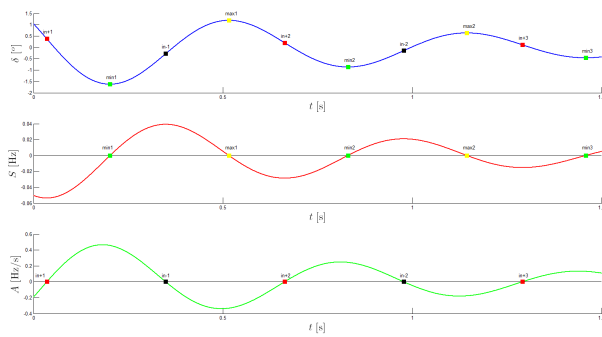
- a) *Si  $k$  es par y  $f^{[k]}(\bar{x}) > 0$ ,  $\bar{x}$  es un mínimo local.*
- b) *Si  $k$  es par y  $f^{[k]}(\bar{x}) < 0$ ,  $\bar{x}$  es un máximo local.*
- c) *Si  $k$  es impar,  $\bar{x}$  es un punto de inflexión<sup>2</sup>.*

#### Oscilación estable:

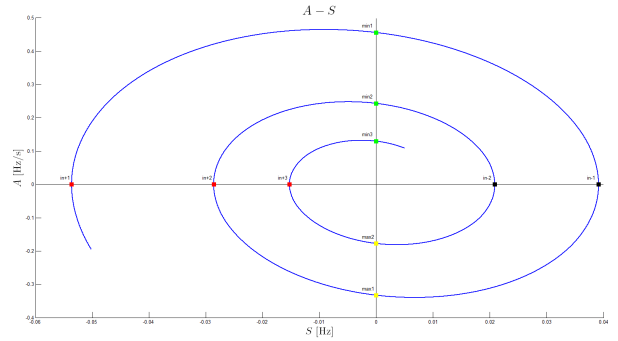
Para recrear una oscilación estable se utiliza la ecuación (4.18) con  $x < 0$ . La diferencia angular, el deslizamiento y la aceleración,  $\delta$ ,  $S$ ,  $A$  respectivamente, se pueden apreciar en la Fig. 4.3, al igual que la trayectoria descrita en el plano  $A - S$ .

---

<sup>2</sup>Un punto de inflexión es un punto de cambio de convexidad de la función. Si  $k = 2$  quiere decir que  $f''(x)$  cambia de signo entre  $x < \bar{x}$  y  $x > \bar{x}$



(a) Diferencia angular, deslizamiento y aceleración.



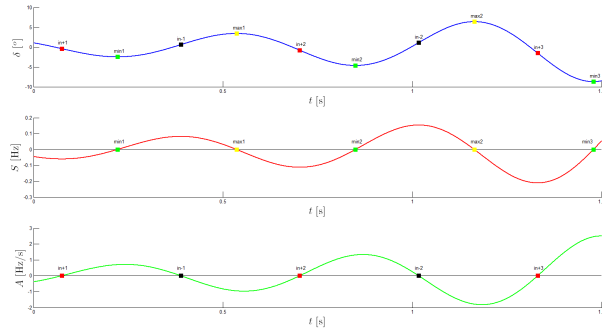
(b) Trayectoria en el plano  $A - S$ .

Figura 4.3: Caso oscilación estable (amortiguada).

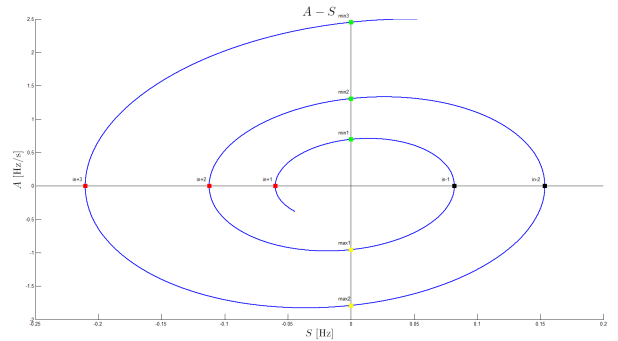
Donde ■ representan mínimos locales, ■ máximos locales, ■ puntos de inflexión en los cuales la función pasa de ser cóncava a convexa y ■ puntos de inflexión en los cuales la función pasa de ser convexa a cóncava<sup>3</sup>.

### Oscilación inestable:

Para recrear una oscilación inestable se utiliza la ecuación (4.18) con  $x > 0$ . La diferencia angular, el deslizamiento y la aceleración,  $\delta$ ,  $S$ ,  $A$  respectivamente, se pueden apreciar en la Fig. 4.4, al igual que la trayectoria descrita en el plano  $A - S$ .



(a) Diferencia angular, deslizamiento y aceleración.



(b) Trayectoria en el plano  $A - S$ .

Figura 4.4: Caso oscilación inestable (creciente).

### Con pérdida de sincronismo:

Para recrear una pérdida de sincronismo no se puede utilizar el modelo matemático descrito en (4.18). Para lograr este caso se puede simular una contingencia que cause la pérdida de sincronismo de un generador mediante el *software* DIGSILENT y utilizar estos datos. La diferencia angular, el deslizamiento y la aceleración,  $\delta$ ,  $S$ ,  $A$  respectivamente, se pueden apreciar en la Fig. 4.5, al igual que la trayectoria descrita en el plano  $A - S$ .

<sup>3</sup>Esta convención sigue para el resto de las gráficas.

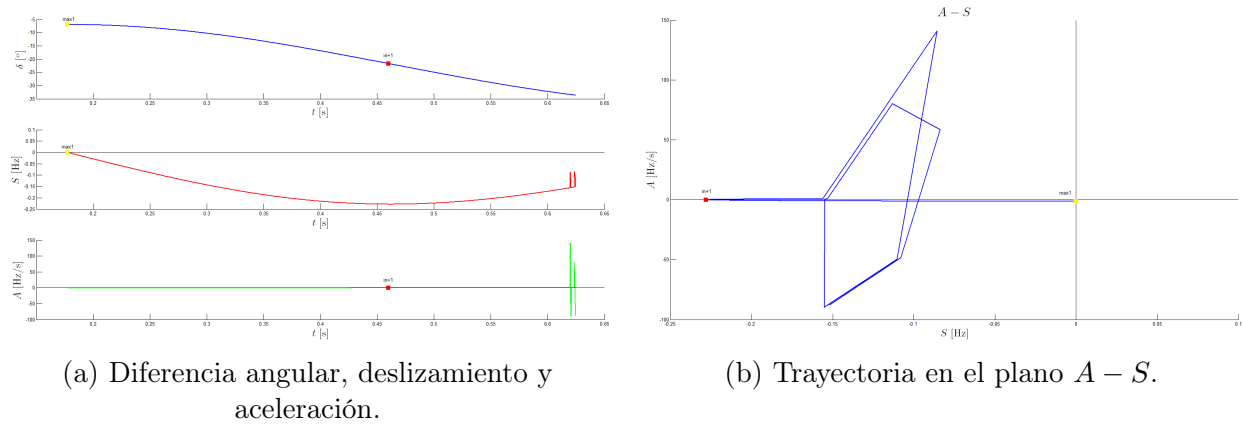


Figura 4.5: Caso con pérdida de sincronismo.

**Con cambio en la referencia:**

En los tres casos analizados el ángulo utilizado fue relativo de un punto respecto a otro, (4.19).

$$\delta_{AB}(t) = \delta_A(t) - \delta_B(t) \quad (4.19)$$

Si ahora se cambia la referencia se obtiene (4.20).

$$\delta_{BA}(t) = \delta_B(t) - \delta_A(t) = -\delta_{AB}(t) \quad (4.20)$$

Realizando este cambio, se obtienen las gráficas de la Fig. 4.6.

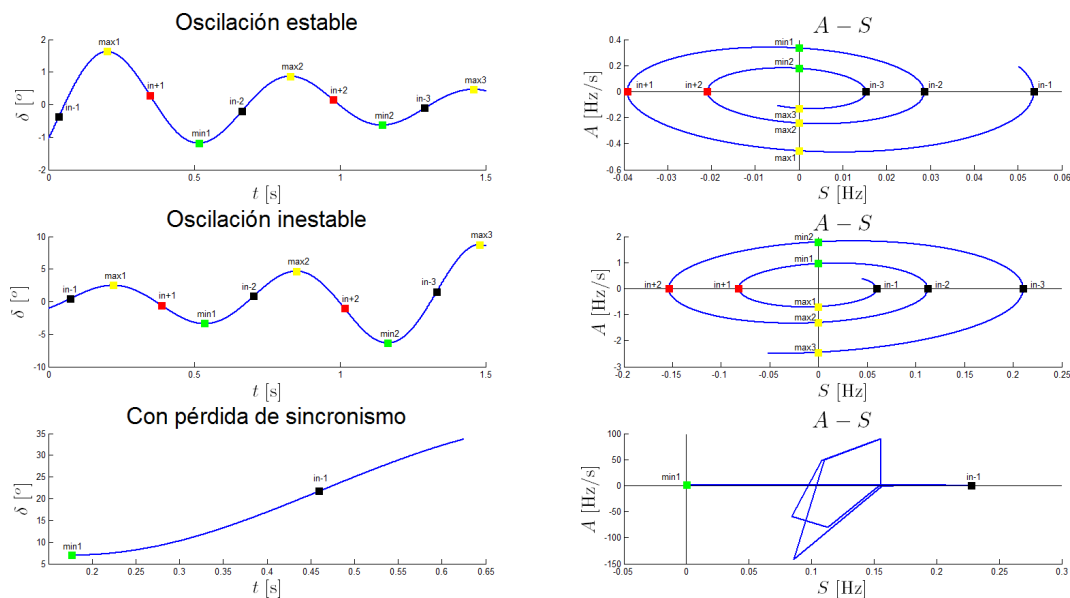


Figura 4.6: Diferencia angular con su respectiva trayectoria en el plano  $A - S$ . Para los tres casos analizados.

## Conclusiones:

Para llegar a conclusiones adecuadas se deben considerar los siguientes puntos:

### 1. Puntos críticos:

- Mínimos locales: los mínimos de  $\delta(t)$  cortan el semieje positivo de las ordenadas.
- Máximos locales: los máximos de  $\delta(t)$  cortan el semieje negativo de las ordenadas.
- Puntos de inflexión: los puntos de inflexión cortan el semieje negativo de las abscisas cuando  $\delta(t)$  pasa de ser cóncava a convexa, a su vez, cortan el semieje positivo de las abscisas cuando  $\delta(t)$  pasa de ser convexa a cóncava. La Tabla 4.2 resume las características de cada punto crítico en el plano  $A - S$ .

Punto crítico	Punto en el plano	Comentario
Mínimos	$(0, A(\bar{x}))$	$A(\bar{x}) > 0$
Máximos	$(0, A(\bar{x}))$	$A(\bar{x}) < 0$
Inflexión	$(S(\bar{x}), 0)$	$S(\bar{x}) < 0$ , $\delta(t)$ pasa de cóncava a convexa $S(\bar{x}) > 0$ , $\delta(t)$ pasa de convexa a cóncava

Tabla 4.2: Características de puntos críticos en el plano  $A - S$ .

### 2. Simetrías:

- De la diferencia angular relativa: al cambiar la referencia se obtiene una simetría axial con el eje de las abscisas.
- En el plano  $A - S$ : al cambiar la referencia se obtiene una simetría central con centro en el origen del plano.

### 3. Trayectorias:

- Rodean el origen: las trayectorias correspondientes a oscilaciones estables o inestables rodean el origen (punto de equilibrio) recorriendo los cuatro cuadrantes del plano. En el caso de las primeras, éstas se acercan, mientras que en las segundas éstas se alejan. Por otro lado, siempre hay un punto de inflexión entre máximo (mínimo) local y mínimo (máximo) local siguiente.
- No rodean el origen: las trayectorias que no rodean el origen pero sí otro punto,  $(S, 0)$ , se pueden caracterizar como pérdidas de sincronismo, y en los primeros segundos éstas recorren los cuadrantes del semiplano izquierdo o semiplano derecho. Por otro lado, entre puntos de inflexión no existen máximos o mínimos locales (al menos en los primeros instantes de tiempo).

Con lo anteriormente mencionado se puede concluir que:

- Una pérdida de sincronismo puede ocurrir cuando  $S, A > 0$ , primer cuadrante o  $S, A < 0$ , tercer cuadrante, por un período de tiempo. Dicho de otra forma, es cuando las trayectorias se alejan del origen y están o entrarán a los cuadrantes mencionados.
- Para evitar una pérdida de sincronismo en algún momento el deslizamiento debe tener

sentido opuesto a la aceleración, es decir, que la trayectoria cruce por el segundo o cuarto cuadrante. Si bien esta condición es necesaria, no es suficiente.

- Si el deslizamiento tiene sentido opuesto a la aceleración se puede decir, a priori, que no existirá pérdida de sincronismo.
- Si el sistema está operando en estado estacionario se tendría una trayectoria que no se movería del origen del plano  $A - S$ . Sin embargo, como el sistema siempre está cambiando se tiene una trayectoria cercana a éste, que lo rodea y que no causa pérdida de sincronismo, ver Fig. 4.3; por otro lado si existe una salida intempestiva de un generador, carga, línea o transformador importante del sistema o una perturbación significativa, la trayectoria descrita en el plano  $A - S$  se aleja del origen, rodeándolo o no y pudiendo alcanzar valores considerablemente mayores a los de régimen normal de operación, causando la pérdida de sincronismo, ver Fig. 4.4 y Fig. 4.5.

De esta manera se cree que agregando límites máximos y mínimos, para la característica de un OOST tradicional, se puedan detectar condiciones de inestabilidad con anterioridad. Por otro lado, como los valores de  $A$  y  $S$  en condiciones normales de operación están limitados a un rango, se cree adecuado el uso de éstas para detectar condiciones de falla.

### 4.2.3. Implementación del esquema

La Fig. 4.7 muestra el diagrama de bloques del esquema propuesto en el *software* DIGSILENT PowerFactory 14.1 y su lenguaje de simulación DIGSILENT Simulation Language (DSL) [38].

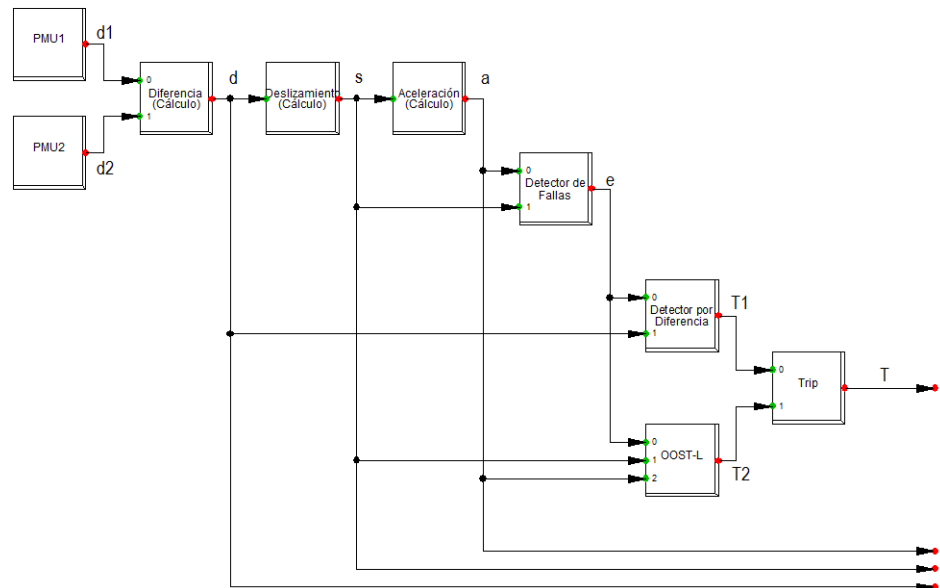


Figura 4.7: Diagrama de bloques esquema de detección de inestabilidad para operación en isla eléctrica.

De izquierda a derecha se tienen los siguientes bloques:

- **PMU1 y PMU2:** cada bloque representa a un PMU localizado en una de las barras

de los extremos de la línea que une la Isla Grande de Chiloé con el resto del SIC. Se encargan de entregar las medidas sincrofasoriales del voltaje de secuencia positiva a una tasa de 200 muestras por segundo. En el esquema **d1** y **d2** representan los ángulos.

- **Diferencia:** bloque encargado de calcular la diferencia angular relativa, **d**, entre ambos puntos de medida.
- **Deslizamiento:** bloque en el cual se calcula la derivada discreta de la diferencia angular, **s**, y se normaliza de acuerdo a un ciclo de oscilación (1 ciclo equivale a 360°).
- **Aceleración:** bloque en el cual se calcula la segunda derivada discreta de la diferencia angular, **a**.
- **Detector de Fallas:** bloque que tiene por objetivo detectar la contingencia en base a las señales de **s** y **a**, y habilitar mediante la señal **e** los bloques **Detector por Diferencia** y **OOST-L**.
- **Detector por Diferencia:** bloque que presenta la lógica para detectar si la diferencia angular, **d**, sobrepasa el umbral determinado. En caso de acierto se cambia el estado de la señal **T1**.
- **OOST-L:** bloque que presenta la lógica para detectar si el deslizamiento y la aceleración, **s** y **a** respectivamente, están fuera de los límites establecidos. En caso de acierto se cambia el estado de la señal **T2**.
- **Trip:** bloque que envía la señal de apertura de la línea, **T**, en caso de detectarse una condición de inestabilidad por cualquiera de los dos bloques previos.

### 4.3. Metodología

Para determinar los valores adecuados de cada parámetro se plantea el siguiente proceso:

1. Simular distintas fallas en diferentes escenarios de operación, sin considerar el esquema de detección de inestabilidad para operación en isla eléctrica.
2. Clasificar los casos en categorías de operación estable y de posible operación en isla. En la primera clase estarían todos aquellos casos en los que las variables del sistema se mantienen en los márgenes de estabilidad permitidos por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), mientras que en la segunda aquellos en los que algún tipo de estabilidad se ve comprometida.
3. Analizar el comportamiento de la diferencia angular,  $\delta$ , y las características  $A - S$ , para definir los parámetros que permitan separar las categorías.
4. Simular las distintas fallas en diferentes escenarios de operación, considerando el esquema de detección de inestabilidad para operación en isla eléctrica.
5. Verificar el funcionamiento y compararlo con la clasificación realizada en 2. En caso de no ser satisfactoria se vuelve a 3.
6. Evaluación de los parámetros finales.

Para realizar las simulaciones y evaluar el esquema propuesto se utiliza el *software* DlgSILENT PowerFactory 14.1 y su lenguaje de simulación DlgSILENT Simulation Language (DSL) [38]. Para realizar el análisis de datos se utiliza el *software* ya mencionado en conjunto a MATLAB R2010a [39].



# Capítulo 5

## Caso de estudio

En el presente capítulo se determinan los parámetros del esquema propuesto en base a nueve contingencias, se analiza su comportamiento y la forma en que responde el sector de la Isla Grande de Chiloé al quedar operando en isla eléctrica.

En caso de que se determine una operación en isla eléctrica se debe verificar que las exigencias impuestas por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) se cumplan, ya sea realizando o no acciones correctivas como desprendimientos de carga o generación.

### 5.1. Descripción del modelo

#### 5.1.1. Modelo eléctrico utilizado

Para este estudio se utiliza la base de datos, con la modelación del SIC de septiembre 2013, para el *software* DIgSILENT PowerFactory, otorgado por el CDEC-SIC, a la cual se le incorporan modificaciones en la zona de la Araucanía en base a datos entregados por SAESA STS.

##### 5.1.1.1. Modificaciones

SAESA STS está desarrollando un proyecto para mejorar la calidad de suministro del sistema eléctrico asociado a la Isla Grande de Chiloé, el cual consiste en la alimentación de las cargas a través de una línea en 220 *kV* desde la subestación (S/E) Melipulli hasta la futura S/E Chiloé.

En la S/E Chiloé se pondrá en servicio un banco de auto-transformadores monofásicos 220/110 *kV* con una capacidad nominal de 90 *MVA* y con cambiador de *tap* bajo carga. La barra de menor tensión dispone de un paño de transformación y tres de línea (Ancud, Degañ,

Pid Pid).

Por otro lado, la unión previa que tenía la Isla con el territorio continental, línea Colaco - Ancud 110 kV, se desconecta.

La Fig. 5.1 muestra el diagrama unilineal simplificado del sector en estudio.

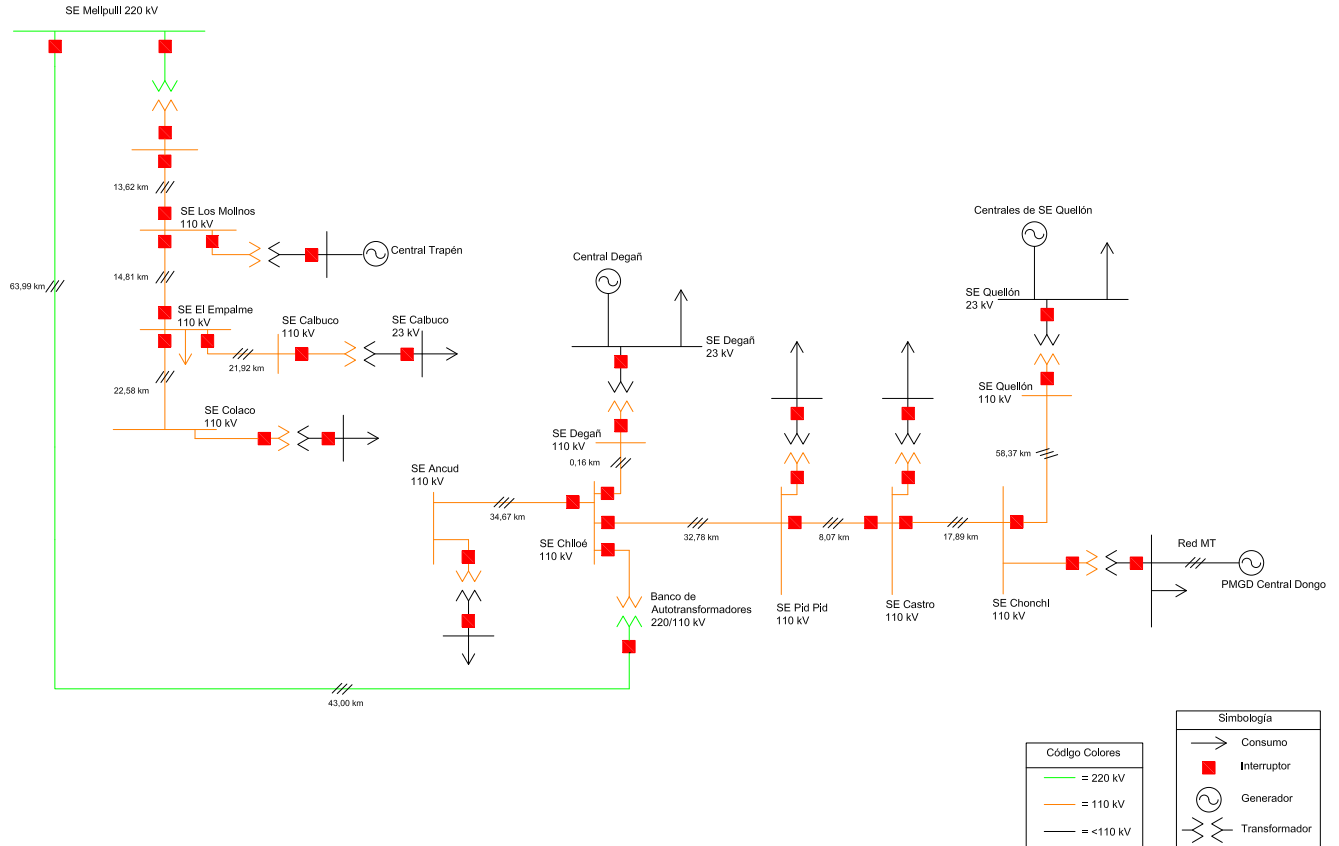


Figura 5.1: Diagrama unilineal simplificado del sector en estudio.

**a) Sector generación**

Se agregan al modelo las centrales hidráulicas Bonito y Feo en la provincia de Osorno, con punto de conexión al sistema de transmisión la barra Río Bonito 23 kV. Por otro lado, en la provincia de Chiloé y conectada a la barra Chonchi 23 kV se agrega la central hidroeléctrica Dongo. La Tabla 5.1 muestra las capacidades de estas centrales.

Central	Unidades	S MVA/unidad	Factor de planta
Bonito	2	6,2	0,8
Feo	1	3,3	0,8
Dongo	2	3,75	0,8

Tabla 5.1: Generadores agregados.

**b) Sector transmisión**

Además de agregar al modelo la línea Melipulli - Chiloé 220 kV y eliminar de éste la línea Colaco - Ancud 110 kV, se agregan las respectivas líneas de transmisión de las centrales generadoras.

### c) Sector distribución-consumo

Se modifica el modelamiento de las cargas de acuerdo al siguiente cuadro:

Subestación	$P_{\text{máx}}/P_{\text{mín}}$ MW	$Q_{\text{máx}}/Q_{\text{mín}}$ MVAr	Retiro
Ancud	10,08/4,04	0,47/0,82	Pudeto
Castro	8,82/5,57	1,79/1,13	Gamboa
Chonchi	9,77/4,29	0,76/0,27	Chonchi Rural
Degañ	8,31/2,37	2,42/ - 0,63	Butalcura
Pid Pid	13,85/7,37	1,97/1,49	Castro Centro
Quellón	13,14/5,96	3,93/1,79	San Antonio

Tabla 5.2: Consumos por S/E Isla Grande de Chiloé.

#### 5.1.1.2. Características generales

El sistema en estudio tiene una capacidad instalada de 9.871,57 MW y se considera que el generador de referencia es Ralco U1 debido a la alta reserva en giro que presenta, de esto último se desprende también que su barra de conexión será la *Slack*.

El modelo final presenta las características generales mostradas en la Tabla 5.3.

Descripción	Cantidad
Barras y terminales	12.667
Líneas	1.111
Generadores	165
Cargas	603
Transformadores	638
Elementos Shunt	231
SVS	5

Tabla 5.3: Número de elementos del modelo.

#### 5.1.1.3. Escenarios de operación

Para la realización del estudio se consideran cuatro escenarios de operación:

##### 1A) Demanda máxima - Generación normal

Demanda máxima (día laboral) con la generación preestablecida en la base del CDEC para suministrarla.

##### 1B) Demanda mínima - Generación normal

Demanda mínima (día domingo) con la generación preestablecida en la base del CDEC para suministrarla.

##### 2A) Demanda máxima - Generación máxima local

Demanda máxima (día laboral) con la generación de la Isla de Chiloé al máximo.

## 2B) Demanda mínima - Generación máxima local

Demanda mínima (día domingo) con la generación de la Isla de Chiloé al máximo.

En la Tabla 5.4 se muestra un resumen con la generación y el consumo para la totalidad del SIC y para el sector analizado.

Resumen	MW			
	Escenario 1A	Escenario 1B	Escenario 2A	Escenario 2B
Generación SIC	7.013,70	4.686,00	7.014,63	4.689,28
Consumo SIC	6.742,48	4.527,60	6.742,48	4.527,60
Generación Chiloé	33,36	28,07	62,00	62,00
Consumo Chiloé	63,97	29,60	63,97	29,60

Tabla 5.4: Resumen generación y consumo del sistema y de Chiloé.

### 5.1.2. Contingencias estudiadas

Dentro de las contingencias consideradas se encuentran algunas que han causado *blackout* y *brownout* en el SIC, además de aquellas catalogadas como extremas según la Dirección de Operación (DO) [40].

#### 5.1.2.1. Contingencias reales

Dentro de esta categoría se escogieron:

##### 1) Línea Los Molinos - El Empalme 110 kV

En el año 2012 ocurre la desconexión de la línea Los Molinos - El Empalme a causa de la pérdida de aislación en faldilla horizontal y aislador vertical (fase A) de la estructura de anclaje en portal de salida de la línea en S/E Los Molinos. Se estima un desabastecimiento de 63,3 MW [41].

Los eventos que replican esta contingencia son los mostrados en la Tabla 5.5.

Tiempo seg	Eventos
0,00	- Inicio de la simulación.
2,00	- Cortocircuito monofásico franco en la fase A.
2,07	- Apertura del extremo Los Molinos de la línea afectada.
2,28	- Apertura del extremo El Empalme de la línea afectada.
20,00	- Fin de la simulación.

Tabla 5.5: Eventos de simulación falla línea Los Molinos - El Empalme 110 kV.

##### 2) Apertura intempestiva interruptores S/E Ancoa

En el año 2011 se produce la desconexión de la sección 2 de la barra de 220 kV de la S/E Ancoa, presuntamente debido a un cortocircuito monofásico en la fase A del interruptor 52JCE2 de la S/E. Se estima que el consumo desconectado fue de 3.627,24 MW [42].

Los eventos simulados en este caso son los de la Tabla 5.6.

Tiempo seg	Eventos
0,00	- Inicio de la simulación.
2,00	- Cortocircuito monofásico franco en la fase A del interruptor 52JCE2.
2,04	- Desconexión de la sección 2 de la barra de 220 kV. - Apertura de todos los interruptores de la sección 2.
2,18	- Apertura interruptor línea Ancoa - Polpaico, extremo Ancoa.
2,25	- Apertura interruptor línea Ancoa - Alto Jahuel, extremo Ancoa.
20,00	- Fin de la simulación.

Tabla 5.6: Eventos de simulación apertura intempestiva interruptores S/E Ancoa.

### 3) Apagón total en el SIC

El 2010 se produce la desconexión forzada del transformador número 5 de 500/220 kV de S/E Charrúa por operación de su protección diferencial, debido al desprendimiento de un puente de conexión de los circuitos secundarios de control en una de sus fases. El consumo desconectado fue de 4.137,03 MW [43].

Los eventos principales que causaron el apagón, y que son los replicados, son los mostrados en la Tabla 5.7.

Tiempo seg	Eventos
0,00	- Inicio de la simulación.
2,00	- Desconexión del transformador número 5.
22,00	- Desconexión del transformador número 6.
40,00	- Fin de la simulación.

Tabla 5.7: Eventos de simulación Apagón total en el SIC.

#### 5.1.2.2. Contingencias extremas

En esta categoría existen tres tipos de contingencias: las que afectan a líneas de doble circuito (4, 5 y 6), las que abarcan líneas de simple circuito (7) y las que involucran barras (8 y 9).

- 4) Línea Quillota - Polpaico 2x220 kV
- 5) Línea Quillota - San Luis 2x220 kV
- 6) Línea Charrúa - Ancoa 2x500 kV
- 7) Línea Itahue - Tinguiririca 154 kV
- 8) Barra Ancoa 500 kV
- 9) Barra Punta de Cortés 154 kV

Los eventos considerados para contingencias ocurridas en líneas de doble circuito son los mostrados en la Tabla 5.8, para la línea de circuito simple los de la Tabla 5.9 y para las perturbaciones que involucran barras se toman en cuenta los eventos de la Tabla 5.10.

Tiempo seg	Eventos
0,00	- Inicio de la simulación.
2,00	- Cortocircuito bifásico franco a tierra en la mitad de uno de los circuitos de la línea correspondiente.
2,12	- Desconexión del circuito fallado. - Salida del circuito sano por actuación errónea de las protecciones.
20,00	- Fin de la simulación.

Tabla 5.8: Eventos de simulación contingencias ocurridas en líneas de doble circuito.

Tiempo seg	Eventos
0,00	- Inicio de la simulación.
2,00	- Cortocircuito bifásico franco a tierra en la mitad de la línea correspondiente.
2,12	- Desconexión de la línea fallada.
20,00	- Fin de la simulación.

Tabla 5.9: Eventos de simulación contingencias ocurridas en líneas de circuito simple.

Tiempo seg	Eventos
0,00	- Inicio de la simulación.
2,00	- Cortocircuito bifásico franco a tierra en barra correspondiente.
2,12	- Apertura de los interruptores de los elementos conectados a la barra fallada.
20,00	- Fin de la simulación.

Tabla 5.10: Eventos de simulación contingencias ocurridas en barras.

### 5.1.3. Recursos generales de control de contingencias y sistema de protecciones

Con el fin de reducir el efecto de las perturbaciones en el sistema e intentar llegar a un punto de operación estable, se consideran los siguientes recursos estabilizantes: la inercia de las máquinas rotatorias, el control primario de frecuencia, los estabilizadores de sistema de potencia, la reserva de potencia reactiva y el control de tensión, los Esquemas de Desconexión Automática de Carga (EDAC), los Esquemas de Desconexión Automática de Generación (EDAG) y los Esquemas de Reducción Automática de Generación (ERAG). A su vez, no se considera el control secundario de frecuencia.

Por otro lado, el sistema de protecciones eléctricas no es modelado.

### 5.1.4. Criterios utilizados

Luego de ocurrida una contingencia es necesario discriminar los estados de operación del sistema que son aceptables de aquellos que no lo son, y para lograr esto se deben considerar los estándares de calidad y seguridad de servicio expuestos en la NTSyCS. Los más relevantes y considerados en este trabajo son los que a continuación se detallan [29]:

#### a) Tensión

Según los artículos 5-24, 5-28 y 5-52 la magnitud de la tensión en las barras del Sistema Interconectado (SI), para cada estado de éste, debe estar comprendida según los valores mostrados en la Tabla 5.11.

Tensión nominal kV	Rangos de tensión p.u.		
	Estado Normal	Estado Alerta	Estado Emergencia
$V \geq 500$	0,97 – 1,03	0,95 – 1,05	0,93 – 1,05
$200 \leq V < 500$	0,95 – 1,05	0,93 – 1,07	0,90 – 1,10
$V \leq 200$	0,93 – 1,07	0,90 – 1,10	0,90 – 1,10

Tabla 5.11: Rangos de tensión permitidos.

En casos debidamente justificados, en reemplazo de las tensiones nominales a que se refiere la Tabla 5.11, la DO podrá definir tensiones de servicio para las distintas barras<sup>1</sup>, respetando la banda permitida en los valores unitarios indicados, y siempre que ésta no sobrepase las tensiones máximas de servicio de los equipos.

Por otro lado el estándar de recuperación dinámica en estado normal y estado de alerta, respecto a la variación de tensión, según el artículo 5-39, indica que: encontrándose en estado normal al ocurrir una contingencia hasta severidad 7, la tensión no deberá descender transitoriamente por debajo de 0,7 p.u. luego de 10 ms de despejada la contingencia, en ninguna barra del sistema de transmisión (ST). La tensión no podrá permanecer por debajo de 0,8 p.u., por un tiempo superior a 1 s. La magnitud de la tensión en todas las barras del SI deberá converger a su valor final, ingresando dentro de una banda de tolerancia de  $\pm 10\%$  en torno al mismo, en un tiempo no superior a 20 s, medido desde el instante de ocurrencia de la contingencia.

#### b) Frecuencia

Como exigencia mínima para instalaciones de generación, dado el artículo 3-9, toda unidad generadora deberá continuar operando en forma estable conectada al SI y entregando potencia activa bajo la acción de su controlador de carga/velocidad o de frecuencia/potencia para variaciones de la frecuencia dentro de los límites de operación en sobre y subfrecuencia y al menos durante los tiempos que se indican en la Tabla 5.12, tras los cuales podrá opcionalmente desconectarse (salvo en los casos que se exige desconexión forzada).

---

<sup>1</sup>Las tensiones consideradas en el estudio son las de servicio y se especifican en el Anexo A [44].

Rango de frecuencia Hz	Hidroeléctricas	Termoeléctricas
$47,0 < f \leq 47,5$	5 segundos	Desconexión opcional
$47,5 < f \leq 48,0$	15 segundos	
$48,0 < f \leq 49,0$	90 segundos	
$49,0 < f \leq 51,0$	Permanente	
$51,0 < f \leq 51,5$	90 segundos	
$51,5 < f \leq 52,0$	90 segundos	5 segundos
$52,0 < f \leq 52,5$	15 segundos	Desconexión opcional
$52,5 < f \leq 53,0$	5 segundos	Desconexión forzada

Tabla 5.12: Tiempos mínimos de operación según rango de frecuencia.

Adicionalmente, el estándar de recuperación dinámica en estado normal y estado de alerta, respecto a la variación de frecuencia, según el artículo 5-40, indica que: en el caso de una contingencia simple, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión superior a  $200 \text{ kV}$  será igual a  $48,3 \text{ Hz}$ , aceptándose un descenso transitorio de la frecuencia por debajo de  $48,3 \text{ Hz}$  durante un tiempo inferior a los  $200 \text{ ms}$  en ST de tensión inferior a  $200 \text{ kV}$ .

**c) Variación de la posición angular**

El artículo 5-48 describe que: la DO determinará el límite por estabilidad transitoria para cada elemento serie del ST para las configuraciones de demanda y generación más desfavorables, para lo cual se considerará como margen de seguridad adecuado verificar que la excursión del ángulo del rotor en la primera oscilación de la máquina más exigida no supere los  $120^\circ$  eléctricos medidos respecto del eje inercial del SI.

**d) Nivel de amortiguamiento para oscilaciones electromecánicas**

Dado el artículo 5-43 y operando en estado normal o de alerta, el factor de amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas luego de ocurrida una contingencia simple, 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 ocurrencia de la contingencia, deberá tener un valor mínimo del 5%.

**e) Tiempos de actuación de los sistemas de protección**

Según el artículo 5-45 e independiente del estado del SI, los sistemas de protección propios de la instalación fallada, del ST, deberán asegurar el efectivo despeje de las fallas en los tiempos dados por la Tabla 5.13.

Localización falla	Tiempo ms
Unidades generadoras	120
Líneas y transformadores ( $V < 200 \text{ kV}$ )	400
Líneas y transformadores ( $V \geq 200 \text{ kV}$ )	120

Tabla 5.13: Tiempos de despeje de las fallas.



## 5.2. Construcción del esquema

### 5.2.1. Simulación de contingencias

Simulando las contingencias de acuerdo a lo descrito en la sección 5.1.2 para cada escenario de operación y considerando los criterios mencionados en la sección 5.1.4, se puede construir la Tabla 5.14 que muestra la categoría a la cual clasifica cada una de las contingencias<sup>2</sup>.

Contingencias	Categoría
1) Línea Los Molinos - El Empalme 110 kV	Estable
2) Apertura intempestiva interruptores S/E Ancoa	Posible isla eléctrica
3) Apagón total en el SIC	Estable
4) Línea Quillota - Polpaico 2x220 kV	Estable
5) Línea Quillota - San Luis 2x220 kV	Posible isla eléctrica
6) Línea Charrúa - Ancoa 2x500 kV	Posible isla eléctrica
7) Línea Itahue - Tinguiririca 154 kV	Estable
8) Barra Ancoa 500 kV	Estable
9) Barra Punta de Cortés 154 kV	Estable

Tabla 5.14: Resumen contingencias.

### 5.2.2. Definición de parámetros

#### 5.2.2.1. Detección de la falla

Para determinar los parámetros que definen al **Detector de Fallas** se analizan los primeros 0,05 segundos luego de ocurrida cada contingencia, con el objetivo de asegurar que cada una sea detectada a lo más 2,5 ciclos luego de ocurrida. Esto equivale a analizar como máximo las primeras 10 muestras del deslizamiento y aceleración que se obtengan por el esquema de detección de inestabilidad para operación en isla eléctrica.

Reducido el análisis al tiempo determinado se obtienen los máximos valores absolutos de deslizamiento y aceleración para cada perturbación y escenario simulado, posteriormente se escogen los mínimos de cada conjunto para establecer los umbrales.

Tanto para la velocidad como para la aceleración se tiene que la contingencia 2 en el escenario 1A presenta los menores cambios en el plano  $A - S$  y al mismo instante de tiempo, por lo que se deben escoger umbrales menores a dichos valores. La Fig. 5.2 muestra en el plano  $A - S$  el momento en el que se obtienen dichos valores y los umbrales, menores en términos absolutos, escogidos para lograr detectar la falla en menos de 2,5 ciclos.

---

<sup>2</sup>En el Anexo B se muestran los principales argumentos que llevaron a construir esta clasificación.

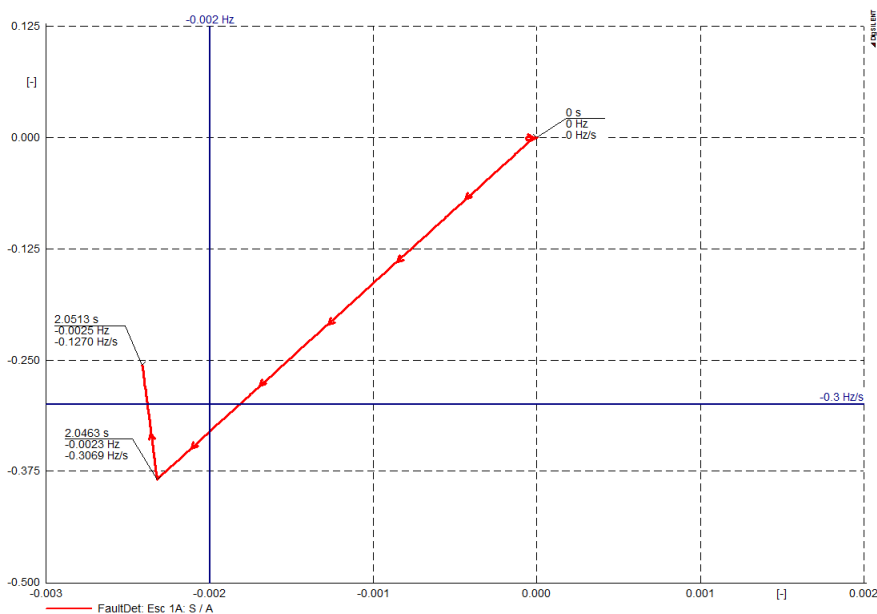


Figura 5.2: Velocidad y aceleración de la diferencia angular, durante el período analizado. Contingencia 2, escenario 1A.

Por otro lado, se escoge como tiempo de retraso para la activación de los bloques **Detector por Diferencia** y **OOST-L**, el máximo tiempo de actuación de un sistema de protección propio, el cual según la Tabla 5.13 es de 400 *ms*.

Así, los parámetros escogidos y que definen al **Detector de Fallas** son los que se muestran en la Tabla 5.15.

Parámetro	Valor
$ A_f $	0,3 <i>Hz/s</i>
$ S_f $	0,002 <i>Hz</i>
$\mu$	0,4 <i>s</i>

Tabla 5.15: Parámetros detector de fallas.

### 5.2.2.2. Esquema de detección de inestabilidad para operación en isla eléctrica

Analizando las regiones (plano  $A - S$ ) en las cuales se calificó al sistema como estable, se determinó que el caso que presenta los mayores y menores valores de deslizamiento y aceleración corresponde al de la contingencia 8 para el escenario de operación 2A.

Redondeando a la décima superior los valores máximos y mínimos de velocidad y aceleración, se limita la región a un rectángulo. Posteriormente se dibujan las rectas superior e inferior del OOST que pasan lo más cercano a la trayectoria en estudio, luego se le calcula la pendiente y se determinan los interceptos correspondientes.

La región formada y que limita al peor caso de las contingencias clasificadas como estable se puede observar en la Fig. 5.3.

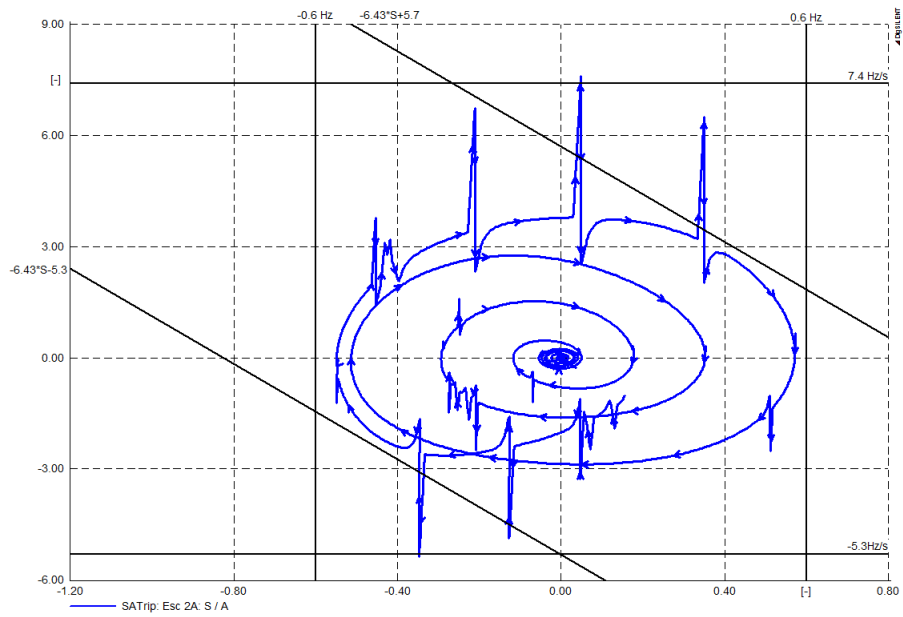


Figura 5.3: Velocidad y aceleración de la diferencia angular, período post falla. Contingencia 8, escenario 2A.

Analizando el valor absoluto de la diferencia angular se observa que el mayor valor se da en la contingencia 8 para el escenario de operación 1A, ver Fig. 5.4. Agregándole una pequeña holgura, para que así el caso no sea detectado defectuosamente por el esquema, se determina el parámetro de máxima diferencia angular permitida.

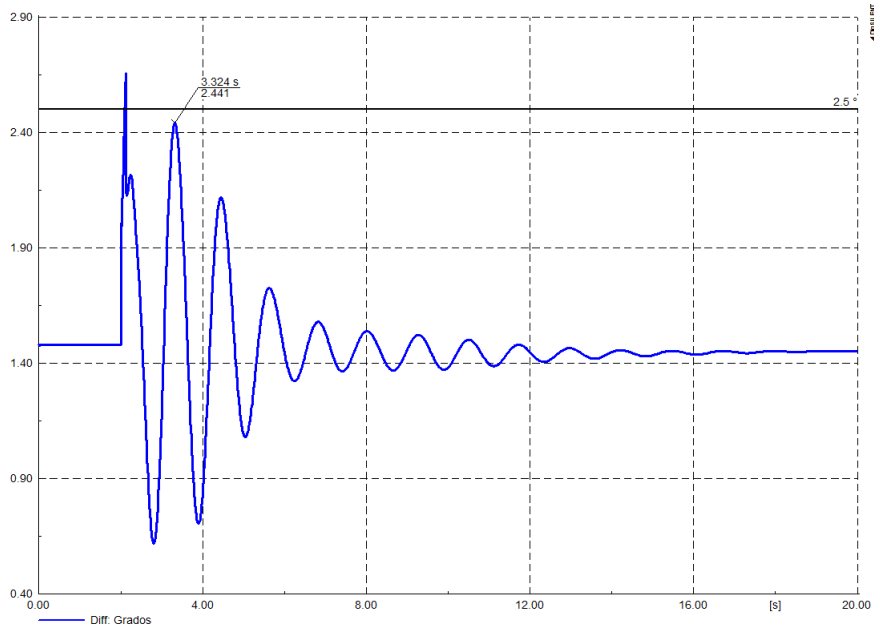


Figura 5.4: Diferencia angular. Contingencia 8, escenario 1A.

Por otro lado, se determina que un tiempo de seguridad adecuado para determinar la operación en isla es de 0,06 s (3 ciclos).

Así, los parámetros que constituyen el esquema propuesto son los que se muestran en la Tabla 5.16.

Parámetro	Valor
$A_{o1}$	$5,7 \text{ Hz/s}$
$A_{o2}$	$-5,3 \text{ Hz/s}$
$K$	$-6,42857 \text{ 1/s}$
$A_{\text{máx}}$	$7,4 \text{ Hz/s}$
$A_{\text{mín}}$	$-5,3 \text{ Hz/s}$
$S_{\text{máx}}$	$0,6 \text{ Hz}$
$S_{\text{mín}}$	$-0,6 \text{ Hz}$
$\nu$	$2,5^\circ$
$\tau$	$0,06 \text{ s}$

Tabla 5.16: Parámetros esquema de detección de inestabilidad para operación en isla eléctrica.

## 5.3. Operación del esquema e isla eléctrica

### 5.3.1. Verificación del esquema

Repitiendo las simulaciones según lo descrito en la sección 5.1.2 , se pueden determinar los valores de deslizamiento y aceleración para los cuales el bloque **Detector de Fallas** opera y también los valores que activan finalmente al bloque **Trip**.

Se debe tener en cuenta que:

- En caso de que el bloque **Detector por Diferencia** detecte la condición de inestabilidad, el valor mostrado será la diferencia angular absoluta,  $|\delta|$ , entre los puntos de medida en el instante en el cual se cumpla el tiempo de seguridad de actuación del esquema.
- En caso de que el bloque **OOST-L** detecte la condición de inestabilidad, tanto el deslizamiento,  $S$ , como la aceleración,  $A$ , serán mostrados en el instante en que se cumpla el tiempo de seguridad.
- En caso de que los dos bloques previos detecten la inestabilidad al mismo tiempo, las tres variables serán mostradas.

En la Fig. 5.5 y la Fig. 5.6 se muestran las trayectorias descritas en el plano  $A - S$  luego de ocurrida cada contingencia, por otro lado, las Tablas 5.17 y 5.18 resumen los valores de diferencia angular, deslizamiento y aceleración detectados por el esquema, también se muestra el tiempo en el que la detección de la falla y/o el *trip* ocurren.

Los valores de las fases en cada barra, la diferencia angular, el deslizamiento y la aceleración en función del tiempo, al igual que la trayectoria en el plano  $A - S$  durante el período de falla se encuentran detallados en el Anexo C.

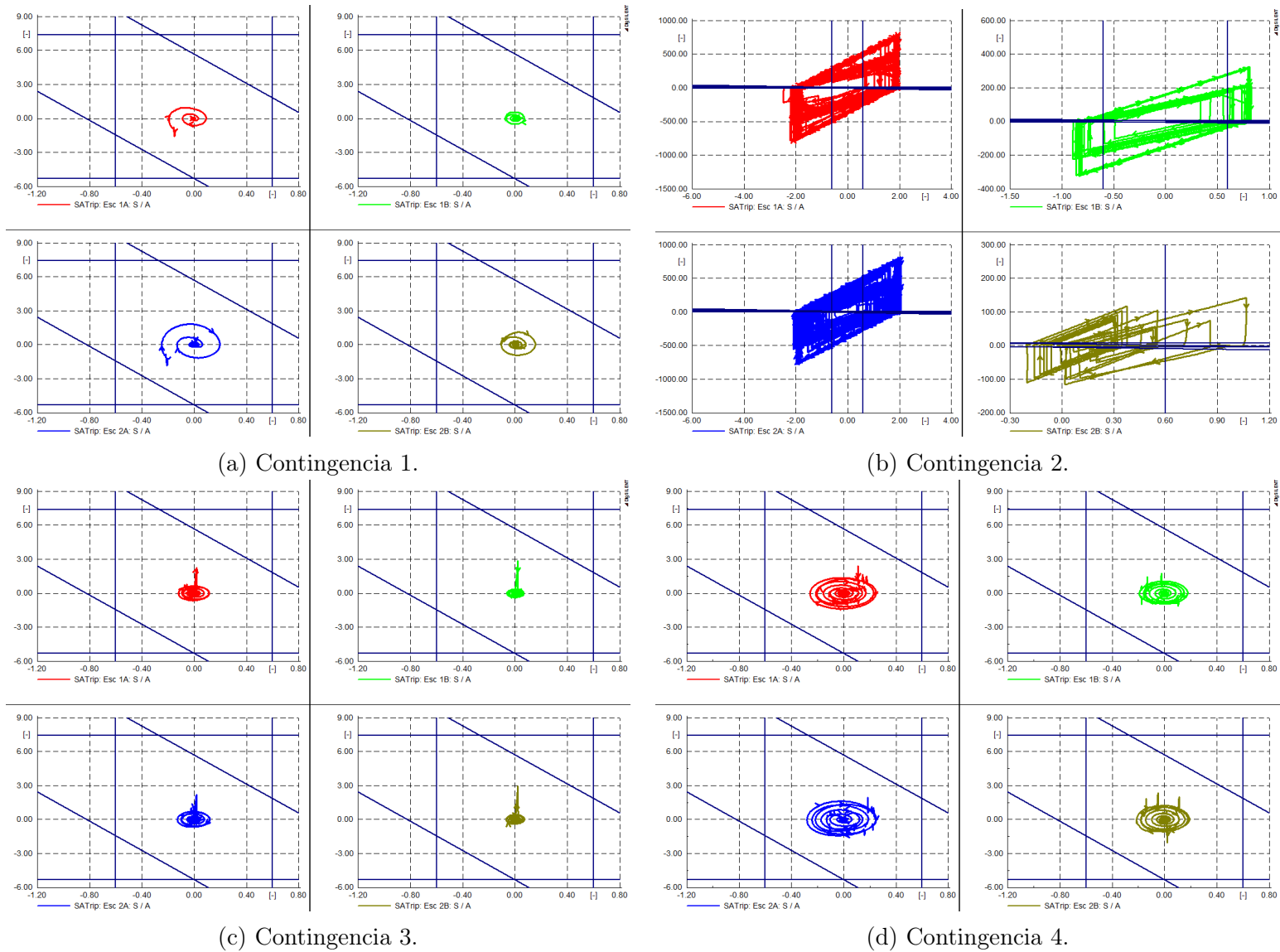
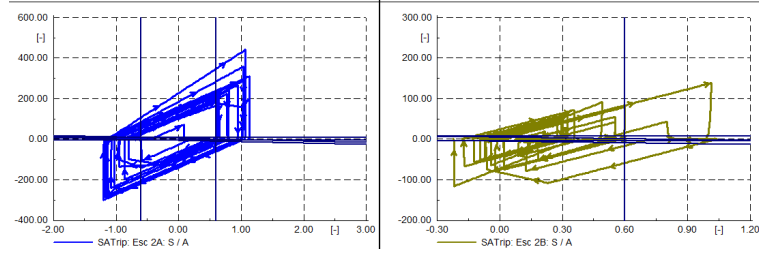
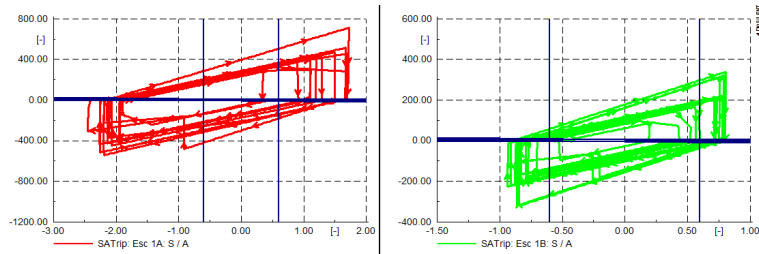
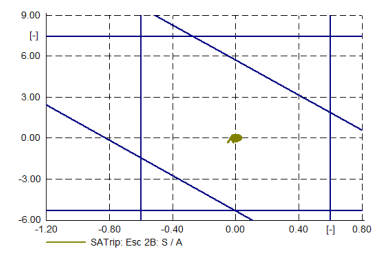
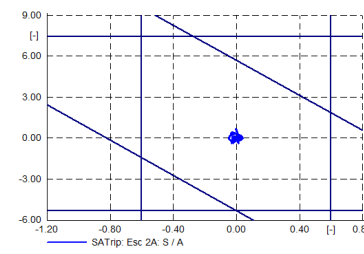
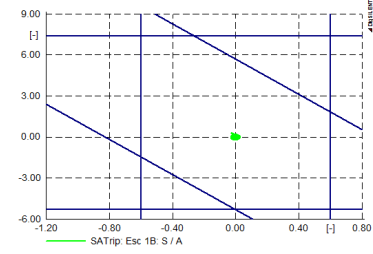
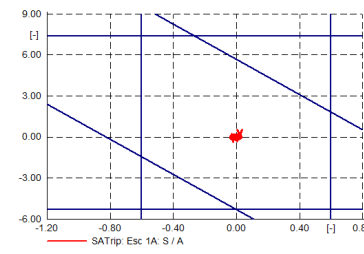


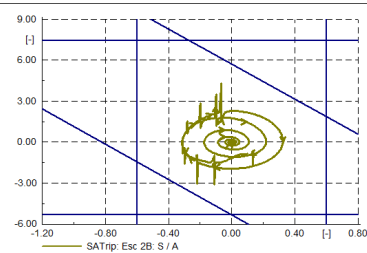
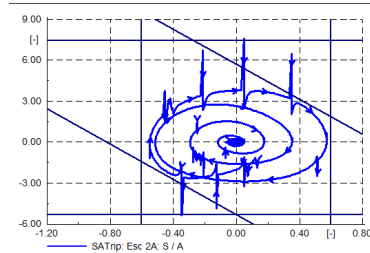
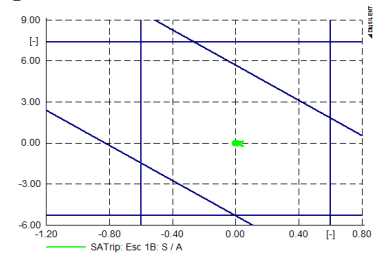
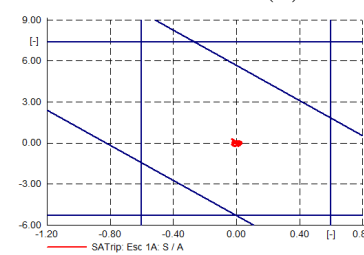
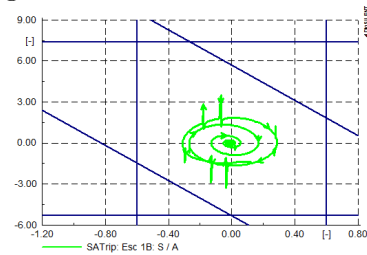
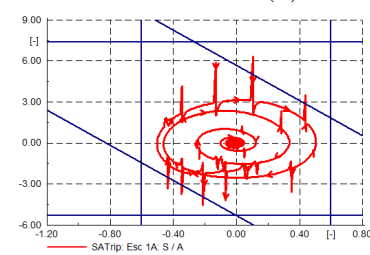
Figura 5.5: Trayectoria post falla en el plano  $A - S$ . Contingencia 1, 2, 3 y 4, todos los escenarios.



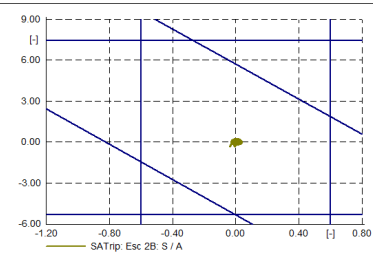
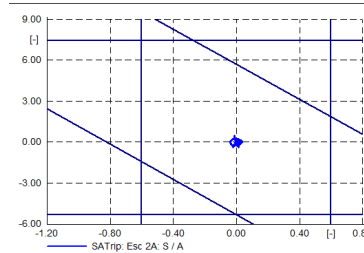
(a) Contingencia 6.



(b) Contingencia 7.



(c) Contingencia 8.



(d) Contingencia 9.

Figura 5.6: Trayectoria post falla en el plano  $A - S$ . Contingencia 6, 7, 8 y 9, todos los escenarios.

		<b>Escenario 1A</b>				<b>Escenario 1B</b>			
		$ \delta $	$S$	$A$	$t$	$ \delta $	$S$	$A$	$t$
LT Los Molinos - El Empalme 110 kV	Detector de Fallas Trip	—	0,6589	87,8512	2,0063	—	0,4102	54,6876	2,0063
		—	—	—	—	—	—	—	—
Apertura intempestiva S/E Ancoa	Detector de Fallas Trip	—	-0,0023	-0,3069	2,0463	—	0,0037	0,4889	2,0463
		2,6528	—	—	2,6289	—	-0,8097	0,8893	2,7763
Apagón total en el SIC	Detector de Fallas Trip	—	0,0072	0,9621	2,0063	—	0,0089	1,1856	2,0063
		—	—	—	—	—	—	—	—
LT Quillota - Polpaico 2x220 kV	Detector de Fallas Trip	—	0,0807	10,7597	2,0063	—	0,0893	11,9035	2,0063
		—	—	—	—	—	—	—	—
LT Quillota - San Luis 2x220 kV	Detector de Fallas Trip	—	0,0803	10,7121	2,0063	—	0,0865	11,5384	2,0063
		—	—	—	—	—	—	—	—
LT Charrúa - Ancoa 2x500 kV	Detector de Fallas Trip	—	0,2654	35,3838	2,0063	—	0,2494	33,2533	2,0063
		2,9202	0,6528	-0,8024	2,4772	—	-0,7591	1,7088	2,6513
LT Itahue - Tinguiririca 154 kV	Detector de Fallas Trip	—	0,0190	2,5420	2,0063	—	0,0233	3,1070	2,0063
		—	—	—	—	—	—	—	—
Barra Ancoa 500 kV	Detector de Fallas Trip	—	0,2795	37,2683	2,0063	—	0,2679	35,7237	2,0063
		—	—	—	—	—	—	—	—
Barra Punta de Cortés 154 kV	Detector de Fallas Trip	—	0,0233	3,1123	2,0063	—	0,0282	3,7648	2,0063
		—	—	—	—	—	—	—	—

Tabla 5.17: Detección de falla y operación del esquema, escenarios 1A y 1B.  $\delta$  en grados,  $S$  en  $Hz$ ,  $A$  en  $Hz/s$  y  $t$  en  $s$ .

		<b>Escenario 2A</b>				<b>Escenario 2B</b>			
		$ \delta $	$S$	$A$	$t$	$ \delta $	$S$	$A$	$t$
LT Los Molinos - El Empalme 110 kV	Detector de Fallas Trip	–	0,4031	53,7488	2,0063	–	0,0754	10,0587	2,0063
		–	–	–	–	–	–	–	–
Apertura intempestiva S/E Ancoa	Detector de Fallas Trip	–	–0,0031	–0,4086	2,0463	–	0,0044	0,5810	2,0463
		–	0,6043	–0,1057	2,6889	–	0,8757	0,4263	2,7713
Apagón total en el SIC	Detector de Fallas Trip	–	0,0070	0,9330	2,0063	–	0,0090	1,1993	2,0063
		–	–	–	–	–	–	–	–
LT Quillota - Polpaico 2x220 kV	Detector de Fallas Trip	–	0,0626	8,3464	2,0063	–	0,0544	7,2501	2,0063
		–	–	–	–	–	–	–	–
LT Quillota - San Luis 2x220 kV	Detector de Fallas Trip	–	0,0614	8,1840	2,0063	–	0,0506	6,7490	2,0063
		–	–	–	–	–	–	–	–
LT Charrúa - Ancoa 2x500 kV	Detector de Fallas Trip	–	0,2004	26,7208	2,0063	–	0,1421	18,9434	2,0063
		–	0,6826	–0,8937	2,4789	–	0,8688	1,1245	2,6413
LT Itahue - Tinguiririca 154 kV	Detector de Fallas Trip	–	0,0148	1,9764	2,0063	–	0,0136	1,8167	2,0063
		–	–	–	–	–	–	–	–
Barra Ancoa 500 kV	Detector de Fallas Trip	–	0,2139	28,5234	2,0063	–	0,1607	21,4269	2,0063
		–	–	–	–	–	–	–	–
Barra Punta de Cortés 154 kV	Detector de Fallas Trip	–	0,0187	2,4920	2,0063	–	0,0179	2,3820	2,0063
		–	–	–	–	–	–	–	–

Tabla 5.18: Detección de falla y operación del esquema, escenarios 2A y 2B.  $\delta$  en grados,  $S$  en  $Hz$ ,  $A$  en  $Hz/s$  y  $t$  en  $s$ .



De los resultados mostrados se puede mencionar que:

- Se tiene un 100 % de efectividad al momento de detectar las fallas.
- El esquema de detección de inestabilidad para operación en isla eléctrica presenta la matriz de contingencia de la Tabla 5.19, donde un acierto en la posible operación en isla se denomina como verdadero positivo (VP), sin embargo, si lo cataloga como estable es un falso negativo (FN); a su vez un acierto en la clasificación estable corresponde a un verdadero negativo (VN), mientras que si falla se cataloga como falso positivo (FP).

		Esquema	
		Posible isla eléctrica	Estable
Clasificación	Posible isla eléctrica	8	4
	Estable	0	24

Tabla 5.19: Matriz de contingencia.

De ésta se puede calcular:

- La exactitud del esquema como:

$$100 \cdot \frac{VP+VN}{VP+FN+FP+VN} = 88,89\% \quad (5.1)$$

- La sensibilidad o probabilidad de detección del esquema como:

$$100 \cdot \frac{VP}{VP+FN} = 66,67\% \quad (5.2)$$

- La tasa de falsas alarmas como:

$$100 \cdot \frac{FP}{FP+VN} = 0\% \quad (5.3)$$

- La especificidad o tasa de verdaderos negativos como:

$$100 \cdot \frac{VN}{FP+VN} = 100\% \quad (5.4)$$

- Los desaciertos obtenidos corresponden a que el esquema consideró como caso estable a una contingencia catalogada como posible operación en isla eléctrica. Estos falsos negativos se producen para la contingencia 5 y se deben a que no se satisface la condición del tiempo de seguridad para la determinación de operación en isla, es decir, la trayectoria descrita en el plano  $A - S$  sale de la región determinada por un tiempo menor al establecido ( $0,06 s$ ) para los escenarios 1A, 1B y 2A; para el escenario 2B la trayectoria nunca sale de la región permitida.

La Fig. 5.7 muestra las trayectorias en el plano  $A - S$  para cada escenario de operación.

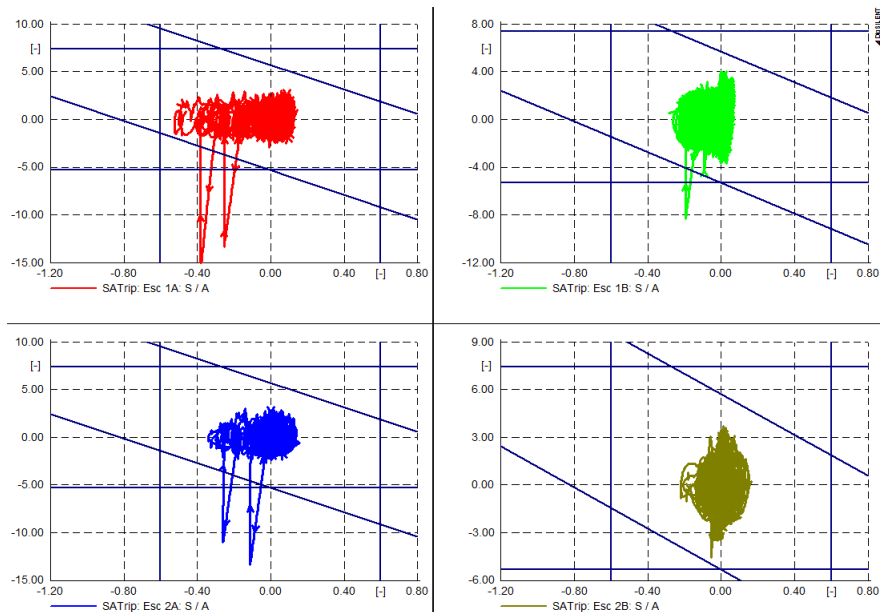


Figura 5.7: Trayectoria descrita post falla. Contingencia 5, todos los escenarios.

- El bloque **Detector por Diferencia** logra detectar la inestabilidad, antes o al mismo tiempo que el bloque **OOST-L**, en dos casos. Si bien la diferencia entre las barras es pequeña, aunque mayor que en los casos catalogados como estable, hay que observar la fase de cada punto de medida para encontrar una explicación racional.

En la Fig. 5.8 se puede apreciar, para ambos casos, como la fase del voltaje de secuencia positiva presenta valores crecientes y que una vez alcanzado los  $180^\circ$  empieza a oscilar entre  $\pm 180^\circ$ , lo que demuestra que la condición de operación es inestable.

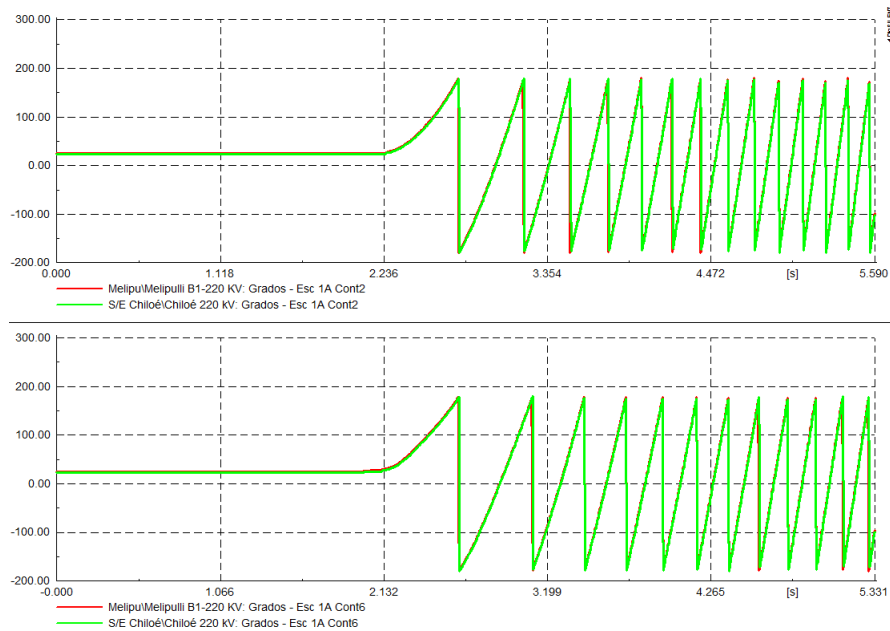


Figura 5.8: Ángulos en las barras de medición, sin apertura de la línea. Contingencia 2 y 6, escenario 1A.

- Cinco de los siete aciertos que presenta el bloque **OOST-L** al detectar una inestabilidad se deben a los límites adicionales que se le propusieron al OOST. Con estos límites se logra satisfacer el tiempo de seguridad, acertar en la detección de operación en isla y segregar la Isla Grande de Chiloé antes de lo que se lograría con un OOST tradicional.

En la Fig. 5.9 y la Fig. 5.10 se muestran las trayectorias descritas en el plano  $A - S$  durante el momento en que es detectada la pérdida de sincronismo.

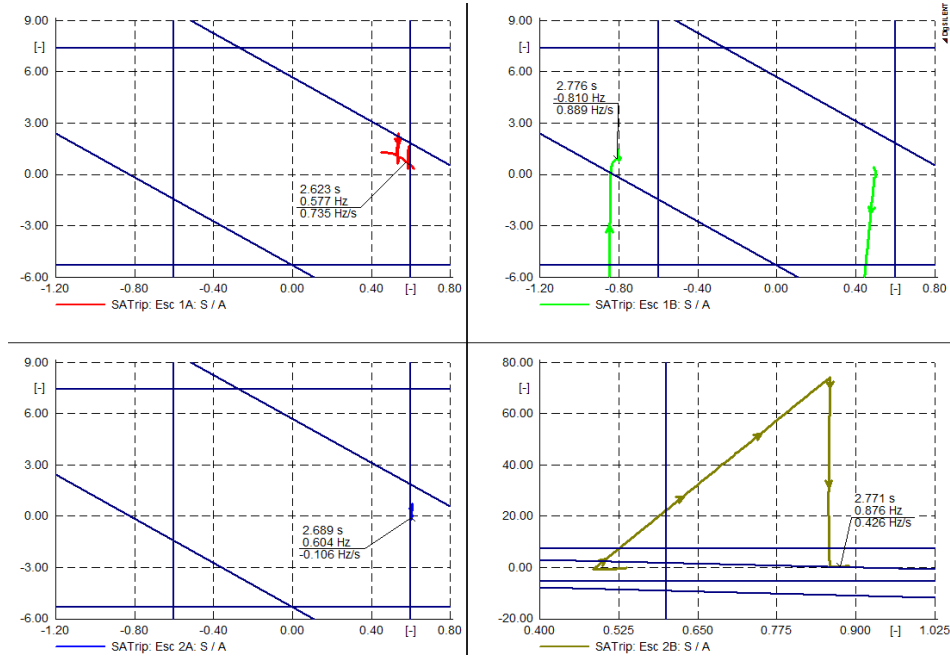


Figura 5.9: Trayectoria descrita post falla. Contingencia 2, todos los escenarios.

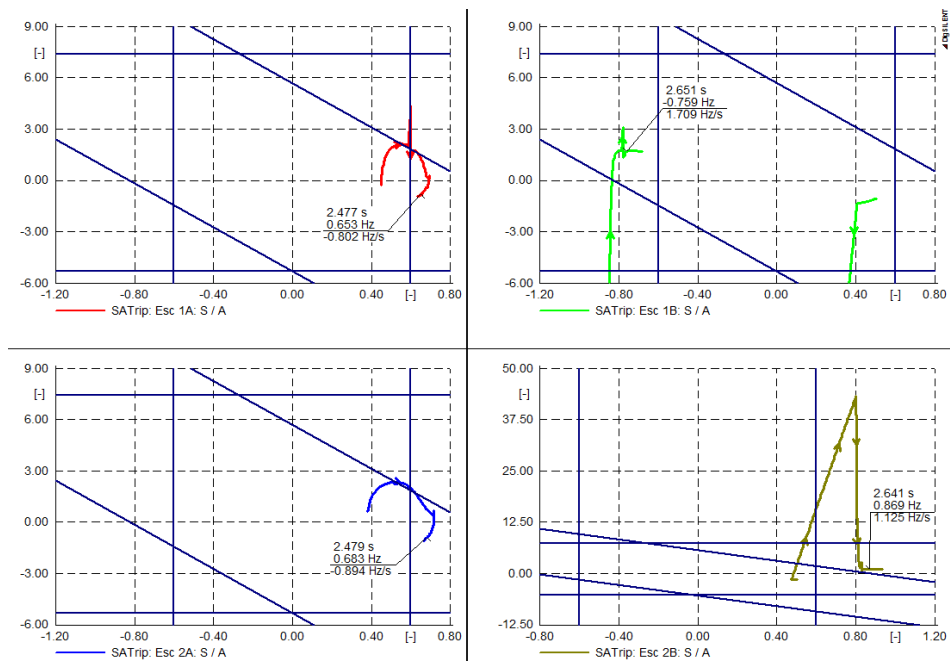


Figura 5.10: Trayectoria descrita post falla. Contingencia 6, todos los escenarios.

### 5.3.2. Operación en isla eléctrica de la Isla de Chiloé

En esta sección se analiza la respuesta de las contingencias 2 y 6, en términos de frecuencia eléctrica<sup>3</sup>, del sector en análisis luego de que es segregado del resto del SIC. En primera instancia se observa la respuesta del sistema con las defensas que actualmente se encuentran implementadas, posteriormente se proponen acciones correctivas adicionales y se ve como éstas afectan al sistema.

#### 5.3.2.1. Con sistema de defensa actual

En Chiloé se encuentra implementado un sistema EDAC por baja frecuencia en la S/E Pid Pid, que presenta los umbrales de disparo y el porcentaje de carga desconectada de la Tabla 5.20.

Umbral de disparo Hz	Carga desconectada %
48,9	36,77
48,7	46,30

Tabla 5.20: Ajustes EDAC Pid Pid.

La frecuencia en la barra Pid Pid de 110 kV para ambos casos en que opera el esquema se puede observar en la Fig. 5.11.

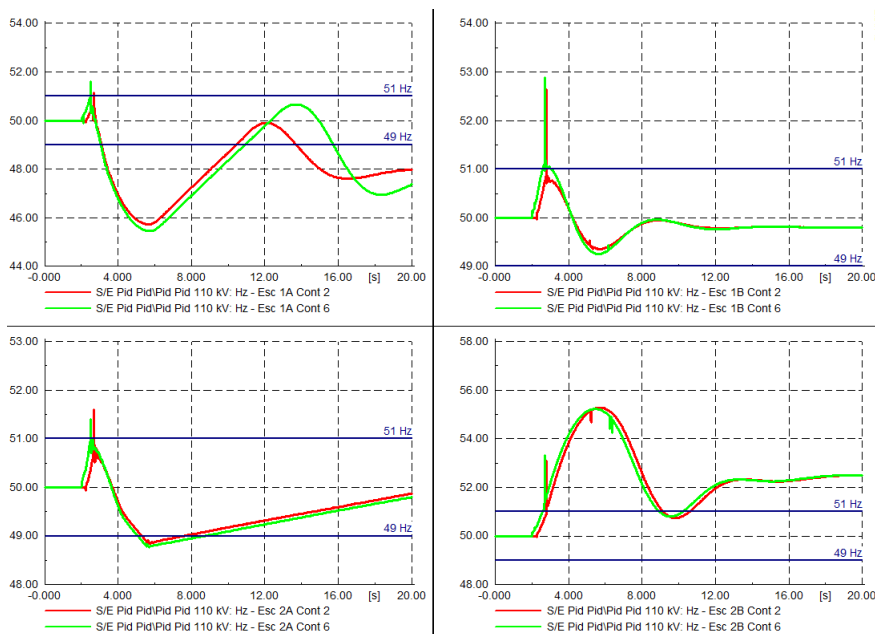


Figura 5.11: Frecuencia barra Pid Pid 110 kV. Contingencia 2 y 6, todos los escenarios.

<sup>3</sup>Se escoge esta variable como indicador principal de operación en isla debido a que permite tanto analizar la estabilidad de frecuencia, como el equilibrio carga-generación y el sincronismo entre las unidades generadoras. Los resultados de las tensiones en las principales barras se pueden apreciar en el Anexo D.

De esta situación se puede comentar que:

- **Escenario 1A:**  
La frecuencia del sistema queda por debajo de la banda aceptable de operación (49 – 51  $Hz$ ) aun cuando los dos escalones del EDAC funcionaron.
- **Escenario 1B:**  
La frecuencia del sistema queda dentro de la banda de frecuencia aceptable sin la necesidad de que algún esquema de defensa actúe.
- **Escenario 2A:**  
La frecuencia del sistema presenta un incremento constante luego de actuar el primer escalón del sistema EDAC. El aumento en esta variable es causado por la pérdida de sincronismo de las máquinas generadoras, lo que se puede deber a la tardía segregación de la Isla con el resto del continente.
- **Escenario 2B:**  
La frecuencia del sistema queda por sobre la banda aceptable de operación, siendo necesaria la desconexión o reducción de unidades generadoras.

### 5.3.2.2. Con acciones correctivas propuestas

Para mejorar la situación de los escenarios 1A y 2B se propone:

- **Escenario 1A:**  
EDAC adicional al de la S/E Pid Pid y similar a éste ( $\approx 11 MW$ ) en la S/E Quellón.

Umbral de disparo	Carga desconectada %
48,8 $Hz$ y $-0,6 Hz/s$	33,38
48,7 $Hz$	49,69

Tabla 5.21: Ajustes EDAC Quellón.

- **Escenario 2B:**  
Desprendimiento de generación cercano a 27  $MW$ , esto se puede lograr con un EDAG en la central Quellón II y en la mitad de las unidades de la central Degañ. La Tabla 5.22 muestra los umbrales con los cuales ocurriría el desprendimiento de generación.

Umbral de disparo $Hz$	Unidades desconectadas	Potencia desconectada $MW$
51,2	U12-U22 de Degañ	17,4
51,4	U1-U4 de Quellón II	9,9

Tabla 5.22: Ajustes EDAG Degañ y Quellón II.

Implementando los EDAC y EDAG propuestos se obtienen los resultados de la Fig. 5.12 y Fig. 5.13 para la contingencia 2 y 6 respectivamente.

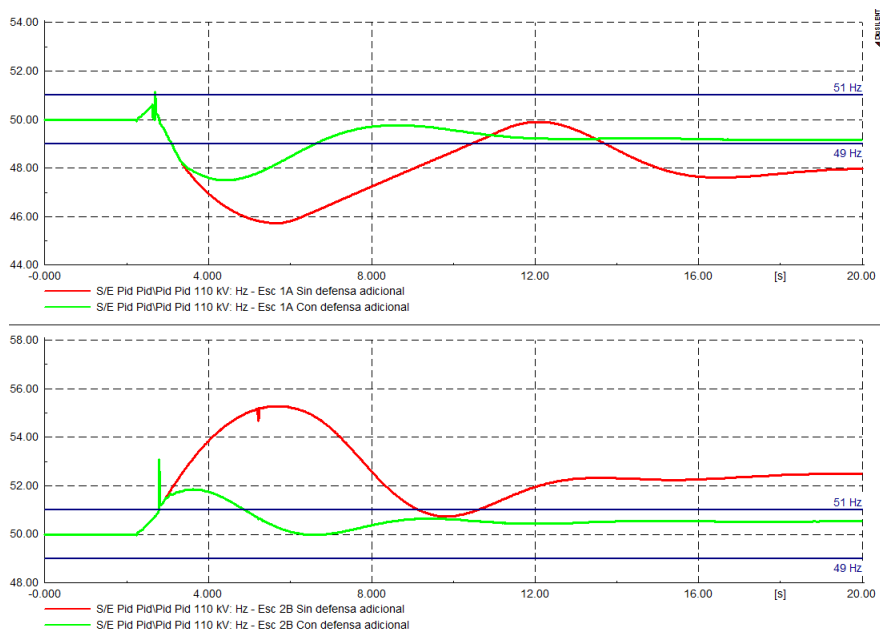


Figura 5.12: Frecuencia barra Pid Pid 110 kV para casos con y sin defensa adicional. Contingencia 2, escenarios 1A y 2B

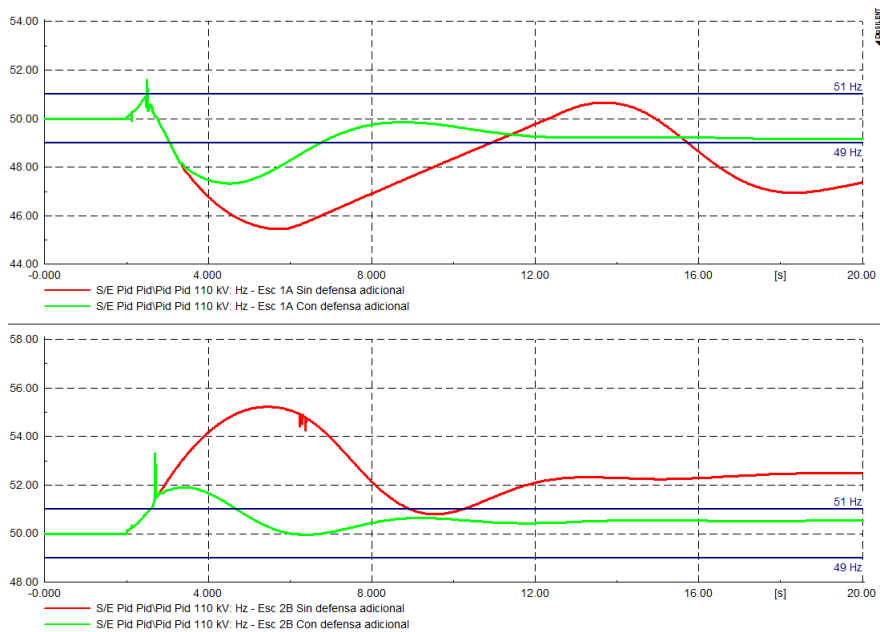


Figura 5.13: Frecuencia barra Pid Pid 110 kV para casos con y sin defensa adicional. Contingencia 6, escenarios 1A y 2B.

Se observa que con las acciones correctivas propuestas se logra ingresar a la banda de frecuencia aceptable para ambas operaciones en isla y en cada escenario.

A su vez, se podría realizar un redespacho de las unidades generadoras para restaurar los consumos desabastecidos (escenario 1A). Por ejemplo, en la Fig. 5.14 se aumenta la generación y luego se restaura un 49,69 % del consumo de la S/E Quellón, logrando mantener la frecuencia dentro de los valores permitidos por norma.

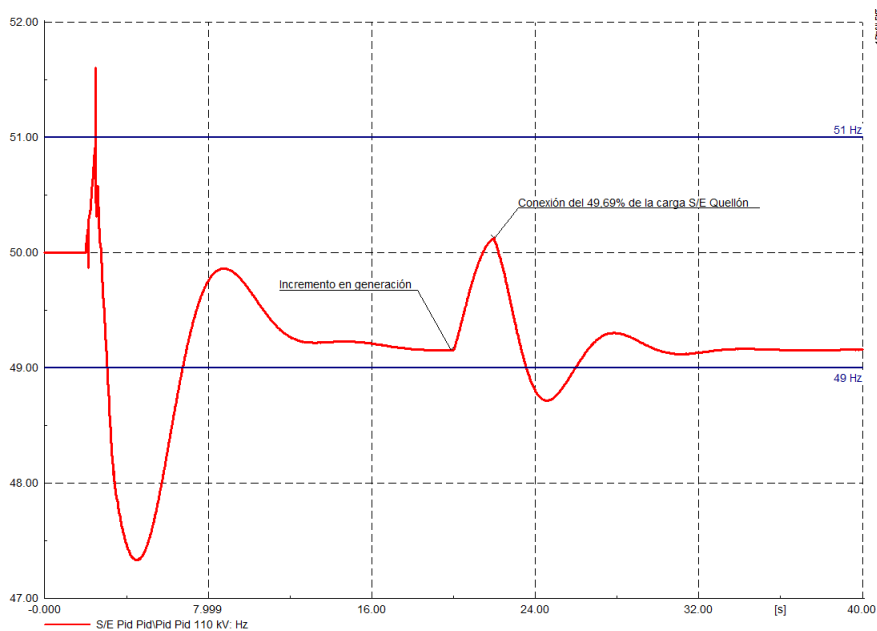


Figura 5.14: Frecuencia barra Pid Pid 110  $kV$  para caso con redespacho de las unidades generadoras. Contingencia 2, escenario 1A.

### 5.3.3. Comentarios finales

#### 5.3.3.1. Equipos necesarios para la implementación y su ubicación

Para implementar el esquema propuesto, en términos de un Sistema de Medición de Área Amplia, sería necesario:

- En S/E Melipulli:
  - Un PMU capaz de medir el voltaje de secuencia positiva de la barra Melipulli 220  $kV$  y enviarlo al centro de monitoreo y control vía red. PMU que funcionará como unidad remota.
  
- En S/E Chiloé:
  - Un PMU capaz de medir el voltaje de secuencia positiva de la barra Chiloé 220  $kV$  y enviarlo al centro de monitoreo y control vía red. PMU que funcionará como unidad local.
  - Un PDC para recibir y alinear los datos de la unidad fasorial local y remota.
  - Un Procesador de Sincrofasores en el cual se debe implementar la lógica propuesta con el objetivo de procesar y analizar los datos, además de generar la señal de apertura de la línea en caso de detectar la inestabilidad.
  - Un *software* de visualización para monitorear las variables de interés.

- En S/E Pid Pid:
  - Un PMU capaz de medir la frecuencia eléctrica en la barra Pid Pid 110 *kV* y enviarlo al centro de monitoreo y control vía red. PMU que funcionará como unidad remota.
- A lo largo del sistema deben existir canales de comunicación adecuados.

La función del tercer PMU, el de la S/E Pid Pid, es el monitorear la frecuencia eléctrica una vez que se genere la isla eléctrica y poder tener una idea de lo que pasa en el subsistema. La elección de la ubicación se debe a que al hacer un prorrateo entre carga-distancia se obtiene que en dicha S/E está el centro de carga del subsistema, lo cual concuerda con la localización del sistema EDAC implementado a la fecha.

En el Anexo E se encuentra un estudio empírico de los equipos básicos que componen un WAMS y cómo estos deben ser ajustados para crear una red de monitoreo.

### 5.3.3.2. El desempeño del esquema varía

El esquema propuesto puede cambiar su desempeño si se consideran otros escenarios, contingencias y/o parámetros. A modo de ejemplificar esto se simulan cuatro contingencias que no representan inestabilidades para el SIC, éstas son:

#### 1) Central Degañ

Se considera la salida intempestiva de once unidades de la central Degañ, lo que equivale a perder la mitad de la generación en dicha central.

#### 2) Central Canutillar

Se considera la salida intempestiva de la unidad uno de la central Canutillar.

#### 3) Carga Pid Pid

Se simula la desconexión del consumo Pid Pid por operación errónea del interruptor correspondiente.

#### 4) Línea Chiloé - Pid Pid 110 *kV*

Se replica un cortocircuito bifásico franco a tierra en la línea Chiloé - Pid Pid 110 *kV*.

Las Tablas 5.23 y 5.24 muestran un resumen de los principales valores detectados por el esquema de detección de fallas y el de operación en isla eléctrica.



		<b>Escenario 1A</b>				<b>Escenario 1B</b>			
		$ \delta $	$S$	$A$	$t$	$ \delta $	$S$	$A$	$t$
Central Degañ	Detección Fallas	–	0,1091	14,5481	2,0063	–	0,0731	9,7452	2,0063
	Trip	–	–	–	–	–	–	–	–
Central Canutillar	Detección Fallas	–	–0,1532	–20,4301	2,0063	–	–0,1903	–25,3787	2,0063
	Trip	–	–	–	–	–	–	–	–
Carga Pid Pid	Detección Fallas	–	–0,2314	–30,8502	2,0063	–	–0,1149	–15,3237	2,0063
	Trip	–	–	–	–	–	–	–	–
LT Chiloé - Pid Pid 110 kV	Detección Fallas	–	0,1921	25,6213	2,0063	–	1,0479	139,7223	2,0063
	Trip	–	–0,6989	–0,6192	2,4777	–	–	–	–

Tabla 5.23: Detección de falla y operación del esquema para contingencias adicionales, escenarios 1A y 1B.  $\delta$  en grados,  $S$  en  $Hz$ ,  $A$  en  $Hz/s$  y  $t$  en  $s$ .

		<b>Escenario 2A</b>				<b>Escenario 2B</b>			
		$ \delta $	$S$	$A$	$t$	$ \delta $	$S$	$A$	$t$
Central Degañ	Detección Fallas	–	0,2542	33,9014	2,0063	–	0,2479	33,0532	2,0063
	Trip	–	–	–	–	–	–	–	–
Central Canutillar	Detección Fallas	–	–0,1515	–20,2025	2,0063	–	–0,1897	–25,2881	2,0063
	Trip	–	–	–	–	–	–	–	–
Carga Pid Pid	Detección Fallas	–	–0,2337	–31,1628	2,0063	–	–0,1163	–15,5136	2,0063
	Trip	–	–	–	–	–	–	–	–
LT Chiloé - Pid Pid 110 kV	Detección Fallas	–	0,6758	90,1035	2,0063	–	1,4350	191,3271	2,0063
	Trip	–	–	–	–	–	–	–	–

Tabla 5.24: Detección de falla y operación del esquema para contingencias adicionales, escenarios 2A y 2B.  $\delta$  en grados,  $S$  en  $Hz$ ,  $A$  en  $Hz/s$  y  $t$  en  $s$ .

En esta oportunidad, y considerando los resultados previos, se obtiene la matriz de contingencia de la Tabla 5.25.

		Esquema	
		Posible isla eléctrica	Estable
Clasificación	Posible isla eléctrica	8	4
	Estable	1	39

Tabla 5.25: Matriz de contingencia.

De la matriz de contingencia se puede mencionar que la exactitud del esquema aumenta en un 1,49% respecto a lo obtenido previamente y que la sensibilidad se mantiene en 66,67%. Sin embargo, se opera en isla eléctrica para una contingencia que no causa el colapso en el sistema interconectado, debido a que la trayectoria seguida en el plano  $A-S$  sale de la región delimitada, ver Fig. 5.15, esto se traduce en que la especificidad disminuye a un 97,5% y la tasa de falsas alarmas se incrementa a un 2,5%.

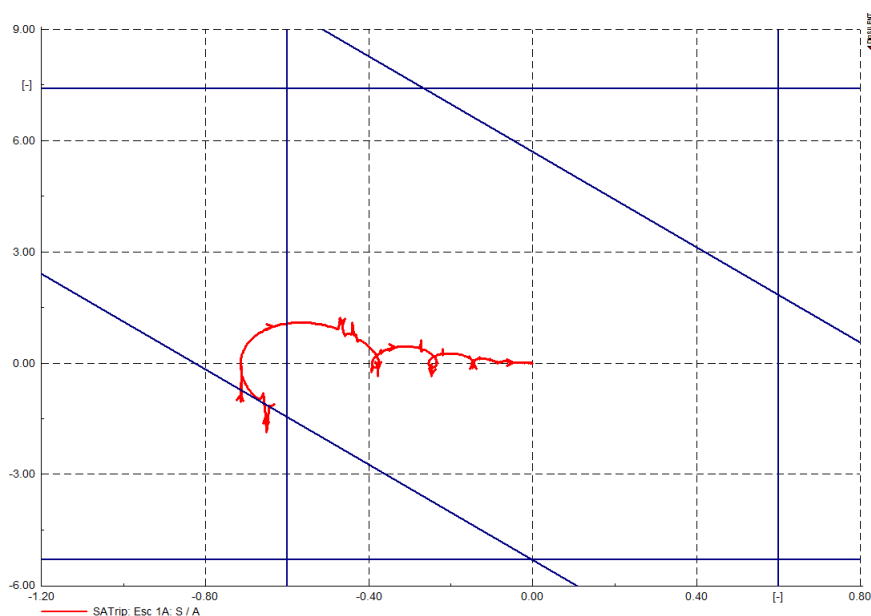


Figura 5.15: Trayectoria descrita post falla. Contingencia LT Chiloé - Pid Pid 110 kV, escenario 1A.

De la Fig. 5.15 se puede observar que el límite que determinó la operación del bloque **OOST-L** fue el límite de deslizamiento mínimo, el cual no pertenece al esquema OOST tradicional.

### 5.3.3.3. Disminución en el tiempo de activación del esquema, escenario 2A

Por otro lado, para descartar hipótesis sobre el porqué no se logra generar una isla eléctrica en el escenario 2A, se disminuye el tiempo de retraso para la activación del esquema,  $\mu$ , a 120 ms. La Fig. 5.16 ilustra en términos de la frecuencia eléctrica lo ocurrido en estos casos.



Figura 5.16: Frecuencia barra Pid Pid 110  $kV$  para el caso en que el tiempo de retraso para la activación del esquema es de 120  $ms$ . Contingencia 2 y 6, escenario 2A.

Se puede comentar que independiente del tiempo de retraso utilizado, las máquinas pierden el sincronismo y la operación en isla eléctrica sigue sin ser posible. Con esta hipótesis descartada se puede mencionar que la imposibilidad de operar en isla eléctrica se debe a la nula reserva en giro que presentan las unidades generadoras en este escenario y a la dinámica que éstas presentan luego de desconectarse del resto del sistema, no teniendo los medios adecuados para responder al cambio topológico sufrido.

# Capítulo 6

## Conclusiones y trabajos futuros

### 6.1. Conclusiones

El poder proteger una parte de un sistema interconectado de un colapso, tomando las acciones correctivas pertinentes, puede beneficiar a un gran número de personas y corporaciones. En este trabajo la acción propuesta segrega la Isla Grande de Chiloé del resto de la red, permitiendo que ésta opere en isla eléctrica luego de detectado el colapso en el SIC. Para lograr esto se propone un esquema de detección de inestabilidad para operación en isla eléctrica utilizando sincrofasores, el cual ha sido evaluado en distintos escenarios de operación y para diversas contingencias.

Los resultados obtenidos muestran que el esquema de detección de fallas logra acertar para todos los casos simulados de manera rápida, precisa y confiable. Esto es posible gracias al gran número de muestras por segundo que se tienen, 200, lo que hace que en menos de 2,5 ciclos de ocurrida la perturbación, ésta sea detectada.

A su vez, el esquema de detección de inestabilidad para operación en isla eléctrica logra tener una exactitud de 88,89 %, en base a las nueve contingencias simuladas; una sensibilidad de un 66,67 %, en base a las tres contingencias que causarían el colapso en el SIC; una especificidad (tasa de verdaderos negativos) de 100 %; y una tasa de falsas alarmas del 0 %. La exactitud y sensibilidad del esquema se ven disminuidas debido a que una contingencia que causa el colapso no activa el esquema. Esta falta se debe a las constantes oscilaciones de las variables eléctricas y a problemas de convergencia en los códigos computacionales.

Por otro lado, hay que recalcar que el desempeño del esquema puede modificarse fácilmente de acuerdo a los escenarios, contingencias y/o parámetros considerados. El esquema propuesto basa su cometido para los casos simulados, sin necesidad de asegurar su correcto funcionamiento para otros escenarios y/o contingencias. Es por ello que los parámetros determinados en este trabajo pueden modificarse de acuerdo a nuevos casos que se quieran agregar y/o casos que se deseen eliminar.

Se debe mencionar que los límites mínimos y máximos agregados a la región de estabilidad,

en el plano  $A - S$ , permiten detectar la inestabilidad y segregar el sistema antes que un esquema *Out-Of-Step Tripping* tradicional.

En esta memoria se encuentra que la operación en isla eléctrica es posible si la segregación del sector ocurre en un tiempo adecuado, de manera que las unidades generadoras logran responder al cambio topológico, pueden seguir los cambios en la demanda, operan en sincronismo eléctrico y mantienen la tensión del sector en los rangos adecuados.

Sin considerar acciones correctivas adicionales, al momento de separar la Isla Grande de Chiloé del resto del sistema, es posible el funcionamiento de la isla eléctrica en solo uno de los cuatro casos analizados. En ese se verifica, mediante la frecuencia eléctrica, que se logra un equilibrio carga-generación, que no existen pérdidas de sincronismo entre las unidades generadoras y que hay reserva en giro; además la tensión en las principales barras de 110 kV se logra mantener en los rangos de operación de estado normal.

Considerando acciones correctivas adicionales, como un esquema de desconexión de carga y dos esquemas de desconexión de generación, se logra generar la isla eléctrica en dos casos más. En ellos se verifica que se logra un equilibrio carga-generación, no existen pérdidas de sincronismo entre las máquinas rotatorias y que la tensión en las principales barras de 110 kV se logra mantener en los rangos de operación de estado de alerta.

Asimismo, el caso en que no se logra generar la isla eléctrica existe pérdida de sincronismo por parte de las unidades generadoras. Esta operación ocurre de manera independiente de las acciones correctivas consideradas y del tiempo de retraso para la activación del esquema. Se le asocia a la dinámica del sistema y la nula reserva en giro, de las unidades generadoras, el no lograr adecuarse y responder al cambio topológico sufrido para formar la isla eléctrica.

Por último, en esta memoria se estudia teórica y empíricamente la tecnología de los sincrofasores. Particularmente, se analizan los ajustes que las diversas unidades deben tener para formar un Sistema de Medición de Área Amplia de tres unidades de medición fasorial.

## 6.2. Trabajos futuros

Se sugieren las siguientes líneas de investigación:

- Modificar el tamaño de la isla eléctrica. Se pueden realizar estudios para determinar una mayor (o menor) área para operar en isla eléctrica mientras el resto del sistema colapsa.
- Considerar otras contingencias que pudiesen causar el colapso en el sistema. Por ejemplo, evaluar la salida de un centro de generación significativo para el SIC como El Toro o Colbún.
- Analizar la forma en que las medidas sincrofatorias ayudan a la reconexión de las instalaciones y la normalización del abastecimiento de la demanda luego de producido algún apagón total o parcial en el SIC. Particularmente, el cómo utilizarlas para reconectar la isla eléctrica generada con el resto de la red una vez superado el apagón.

# Bibliografía

- [1] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem and V. Vittal, “Definition and Classification of Power System Stability,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, 2004.
- [2] W. Brokering, R. Palma and L. Vargas, *Los Sistemas Eléctricos de Potencia*, 1st ed. Prentice Hall, 2008, ch. 15.
- [3] Y. Gong, N. Schulz and A. Guzmán, “Synchrophasor-Based Real-Time Voltage Stability Index,” in *IEEE PES. Power Systems Conference and Exposition*, Austin, U.S., April 2006.
- [4] Transmission Issues Subcommittee of NERC, “Guidelines for Developing an Under Voltage Load Shedding (UVLS) Evaluation Program,” NERC, Tech. Rep., September 2006.
- [5] “IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems,” *IEEE Std C37.118.1*, pp. 1–61, 2011.
- [6] B. Milosevic and M. Begovic, “Voltage-Stability Protection and Control Using a Wide-Area Network of Phasor Measurements,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 1, pp. 121–127, 2003.
- [7] B. Monchusi, Y. Mitani, L. Changsong and S. Dechanupaprittha, “PMU Based Power System Stability Analysis,” in *IEEE Region 10 Conference TENCON 2008*, Hyderabad, India, November 2008.
- [8] A. Guzmán, V. Mynam and G. Zweigle, *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*, “Backup Transmission Line Protection for Ground Faults and Power Swing Detection Using Synchrophasors,” in *34th Annual Western Protective Relay Conference Proceedings*, Spokane, U.S., October 2007.
- [9] E. Schweitzer, D. Whitehead, A. Guzmán, Y. Gong and M. Donolo, *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*, “Advanced Real-Time Synchrophasor Applications,” in *35th Annual Western Protective Relay Conference Proceedings*, Spokane, U.S., October 2008.
- [10] S. Chakrabarti, E. Kyriaskides, T. Bi, D. Cai and V. Terzija, “Measurements Get Together,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 7, no. 1, pp. 41–49, January-February

2009.

- [11] D. Yan, “Wide-area Protection and Control System With WAMS Based,” in *International Conference on Power System Technology*, Chongqing, China, October 2006.
- [12] M. Begovic, D. Novosel, D. Karlsson, C. Henville and G. Michel, “Wide-area Protection and Emergency Control,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 93, no. 5, pp. 876–891, May 2005.
- [13] D. Novosel, “Wide Area Monitoring Protection and Control Deployments,” in *2011 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, Manchester, England, December 2011.
- [14] D. Novosel, “Wide Area Monitoring Protection and Control Deployments Roadmaps,” in *Grid of the Future Symposium*, Boston, U.S., October 2013.
- [15] V. Salehi, A. Mazloomzadeh, J. Fernandez and O. Mohammed, “Real-time Power System Analysis and Security Monitoring by WAMPAC Systems,” in *2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, Washington DC, U.S., January 2012, pp. 1–8.
- [16] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., “The Synchrophasor Report: Protección de sistemas de sincrofasores,” 2010, [en línea] <<https://www.selinc.com/synchrophasors/>> [consulta: 03 junio 2013].
- [17] “IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems,” *IEEE Std C37.118.2*, pp. 1–53, 2011.
- [18] G. Benmouyal, E. Schweitzer and A. Guzmán, *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*, “Synchronized Phasor Measurement in Protective Relays for Protection, Control, and Analysis of Electric Power Systems,” in *29th Annual Western Protective Relay Conference*, Spokane, U.S., October 2002.
- [19] Navigation Center, “General Information on GPS,” 2012, [en línea] <<http://www.navcen.uscg.gov/?pageName=GPSmain>> [consulta: 04 junio 2013].
- [20] National Coordination Office for Space-Based Positioning, Navigation, and Timing, “Space Segment,” 2013, [en línea] <<http://www.gps.gov/systems/gps/space/>> [consulta: 04 junio 2013].
- [21] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., “Software SYNCHROWAVE Central 1.5 de visualización y análisis,” 2012, [en línea] <<https://www.selinc.com/synchrophasors/>> [consulta: 04 junio 2013].
- [22] J. Heintz and A. Silverstein, “North American Synchrophasor Initiative (NASPI) Phasor Tools Visualization Workshop,” NASPI, Final Report, 2012, [en línea] <<https://www.naspi.org/>> [consulta: 04 junio 2013].
- [23] A. Robbins and W. Miller, *Circuit Analysis Theory and Practice*, 5th ed. Cengage Learning, 2012, ch. 16.

- [24] A. Guzmán, S. Samineni and M. Bryson, *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*, “Protective Relay Synchrophasor Measurements During Fault Conditions,” in *Power Systems Conference: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources*, Clemson, U.S., March 2006.
- [25] E. Schweitzer and D. Whitehead, *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*, “Real-World Synchrophasor Solutions,” in *62nd Annual Conference for Protective Relay Engineers*, Austin, U.S., April 2009.
- [26] ENTSO-E, “UCTE - Union for the Coordination of the Transmission of Electricity,” 2012, [en línea] <<https://www.entsoe.eu/about-entso-e/a-proud-history/ucte/>> [consulta: 08 mayo 2013].
- [27] Z. Cerina, I. Sturlić and R. Matica, *HEP-TSO Croatian Transmission System Operator*, V. Skendzić, *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*, “Synchrophasor Applications in the Croatian Power System,” 2009, [en línea] <<https://www.selinc.com/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=6384>> [consulta: 08 mayo 2013].
- [28] T. Tran and B. Le, *Applied Technical Systems Company, Ltd.*, C. Nguyen, *National Power Transmission, Electricity of Vietnam*, S. Hughes, *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*, “Application of an IEC 61850 and Synchrophasor Solution for electricity of Vietnam,” 2009, [en línea] <<https://www.selinc.com/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=4952>> [consulta: 08 mayo 2013].
- [29] Comisión Nacional de Energía, “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio,” 2013.
- [30] CDEC-SIC, “Sistema Interconectado Central,” 2013, [en línea] <[http://www.cdec-sic.cl/imagenes/contenidos/File/documentos/mapa\\_sic.pdf](http://www.cdec-sic.cl/imagenes/contenidos/File/documentos/mapa_sic.pdf)> [consulta: 06 noviembre 2013].
- [31] R. Franco, C. Sena, G. Taranto and A. Giusto, “Using Synchrophasors for Controlled Islanding-A Prospective Application for the Uruguayan Power System,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 2, pp. 2016–2024, May 2013.
- [32] J. Mulhausen and J. Schaefer, *Florida Power and Light Company*, M. Mynam, A. Guzmán and M. Donolo, *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*, “Anti-Islanding Today, Successful Islanding in the Future,” in *63rd Annual Conference for Protective Relay Engineers*, College Station, U.S., March-April 2010.
- [33] E. Schweitzer, D. Whitehead, G. Zweigle and K. Gubba, *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*, “Synchrophasor-Based Power System Protection and Control Applications,” in *2010 Proceedings of the International Symposium Modern Electric Power Systems (MEPS)*, Wroclaw, Poland, September 2010.
- [34] A. Guzmán and V. Mynam, “Islanding Detection for Distributed Generation,” SEL, Tech. Rep., 2009.



- [35] Power System Relaying Committee, “Power Swing and Out-of-Step Considerations on Transmission Lines,” IEEE, Tech. Rep., 2005.
- [36] Y. Ohura, M. Suzuki, K. Yanagihashi, M. Yamaura, K. Omata, T. Nakamura, S. Mitamura and H. Watanabe, “A Predictive Out-Of-Step Protection System Based on Observation of the Phase Difference Between Substations,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 5, no. 4, pp. 1695–1704, 1990.
- [37] Departamento de Ingeniería Matemática, FCFM, “Tutoría Completa: Cálculo Diferencial e Integral,” 2011, [en línea] <[http://www.docencia.dim.uchile.cl/calculo\\_dif/material/tutoria\\_ma1002\\_2011.pdf](http://www.docencia.dim.uchile.cl/calculo_dif/material/tutoria_ma1002_2011.pdf)> [consulta: 14 marzo 2014].
- [38] DIgSILENT PowerFactory, *User’s Manual*, 14th ed., DIgSILENT GmbH.
- [39] The MathWorks, Inc., “Documentation Center,” 2013, [en línea] <<http://www.mathworks.com/help/index.html>> [consulta: 30 diciembre 2013].
- [40] Dirección de Operación, “Ranking de Contingencias Extremas del SIC e Implementación Inicial del Plan de Defensa,” CDEC-SIC, Tech. Rep., 2009.
- [41] Dirección de Operación, “Estudio para análisis de falla EAF 259/2012: Falla en línea 110 kV Los Molinos - El Empalme,” CDEC-SIC, Tech. Rep., 2012.
- [42] Dirección de Operación, “Estudio para análisis de falla EAF 300/2011: Apertura intempestiva de los interruptores 52K1 y 52K2 de S/E Ancoa,” CDEC-SIC, Tech. Rep., 2011.
- [43] Dirección de Operación, “Estudio para análisis de falla EAF 097/2010: Apagón Total en el SIC,” CDEC-SIC, Tech. Rep., 2010.
- [44] Dirección de Operación, “Estudio de Tensiones de Servicio,” CDEC-SIC, Tech. Rep., 2013.

# Anexo A

## Tensiones de servicio

A continuación se presentan las tensiones de servicio definidas por la Dirección de Operación del CDEC-SIC en Noviembre de 2013, y que fueron utilizadas a lo largo del trabajo [44].

### A.1. Instalaciones con tensión nominal de 220 kV

<b>Barra</b>	<b>kV</b>	<b>Barra</b>	<b>kV</b>	<b>Barra</b>	<b>kV</b>
Agua Santa	226	Diego de Almagro	224	Paposo	228
Alfalfal	226	El Salto	224	Pehuenche	228
Alto Jahuel	224	El Toro	230	Peuchén	226
Alto Melipilla	226	Guacolda	230	Polpaico	224
Ancoa	224	Hualpén	224	Puerto Montt	226
Antuco	228	Itahue	224	Punta Colorada	226
Buin	224	Lagunillas	224	Quelentaro	226
Candelaria	226	Las Palmas	226	Quilleco	226
Canutillar	226	Loma Alta	228	Quillota	226
Cardones	224	Los Almendros	224	Rahue	226
Carrera Pinto	224	Los Maquis	224	Ralco	230
Cautín	228	Los Vilos	226	Rapel	226
Cerro Navia	224	Machicura	226	Rucúe	226
Charrúa	226	Maipo	224	San Luis	228
Chena	224	Maitencillo	226	Temuco	228
Choapa	226	Mampil	226	Valdivia	226
Ciruelos	228	Nogales	226	Ventanas	228
Colbún	226	Pan de Azúcar	226	<b>Otras</b>	222
Concepción	224	Pangue	230		

Tabla A.1: Tensiones de servicio, instalaciones con tensión nominal de 220 kV.

## A.2. Instalaciones con tensión nominal de 500 kV

<b>Barra</b>	<b>kV</b>
Alto Jahuel	500
Ancoa	510
Charrúa	510
Polpaico	504

Tabla A.2: Tensiones de servicio, instalaciones con tensión nominal de 500 *kV*.

# Anexo B

## Principales efectos de las contingencias en el SIC

A continuación se presentan las causas de por qué cada contingencia es catalogada como estable o de posible operación en isla eléctrica. Para un detalle más profundo dirigirse al archivo “Anexo B Efectos de las contingencias en el SIC” del CD adjunto.

### B.1. Contingencia 1: Línea Los Molinos - El Empalme 110 kV

Para esta perturbación de severidad 2 el área compuesta por las barras de El Empalme, Calbuco y Colaco, Fig. B.1, queda desabastecida de energía eléctrica. En los escenarios de demanda máxima se deja de suministrar 23,1 MW, mientras que en el de demanda mínima 14,4 MW.

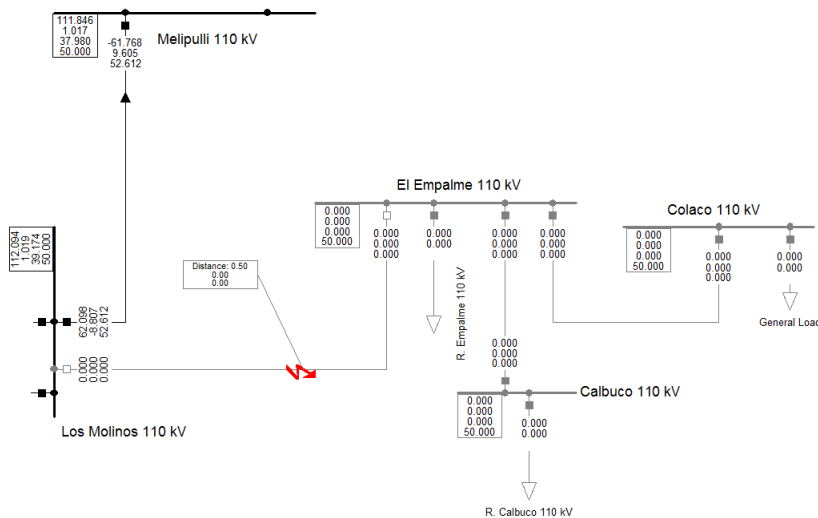


Figura B.1: Área desabastecida. Contingencia 1, escenario 2A.

Independiente de que el estado final del sistema sea catalogado de emergencia, esta contingencia tiene un bajo impacto para el resto del SIC. Los voltajes y frecuencias en las principales barras de la red se mantienen dentro de los márgenes establecidos; la excursión del ángulo de los rotores de los generadores del entorno eléctrico (Trapén y Canutillar) se encuentran dentro de la normativa; y el factor de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia en la línea Melipulli - Los Molinos es mayor a un 5 %.

Por lo anteriormente mencionado la contingencia 1 es catalogada como estable.

## B.2. Contingencia 2: Apertura intempestiva interruptores S/E Ancoa

Debido a la apertura intempestiva de los interruptores las centrales Pehuenche y Loma Alta quedan aisladas y sin carga que suministrar. Por otro lado, el SIC se divide en dos sectores, el primero compuesto desde la barra sana de Ancoa 220 kV hasta la S/E Paposo en el norte, mientras que el segundo desde la barra Ancoa 500 kV hasta la S/E Quellón en el sur, ver Fig. B.2.

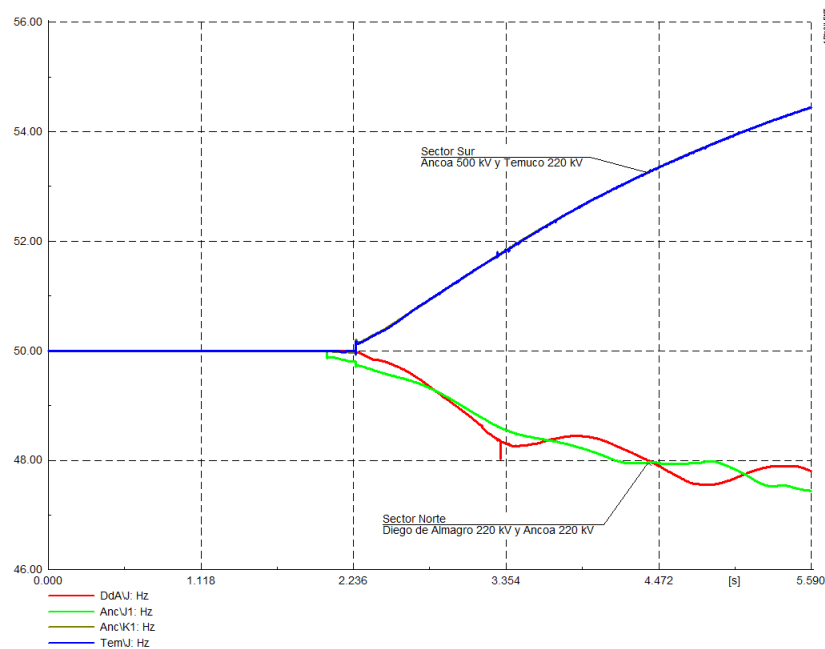


Figura B.2: Frecuencia en los sectores. Contingencia 2, escenario 1A.

En el segundo sector, en el cual se encuentra la Isla Grande de Chiloé, la frecuencia sobrepasa considerablemente los valores permitidos por norma, y sin un plan de defensa adecuado las protecciones de sobrefrecuencia y/o sobrevelocidad de un gran número de unidades generadoras actuarían, esto produciría desbalances de potencia que podrían causar una caída total en el sistema.

La contingencia de severidad 9 se comporta de manera similar en los cuatro escenarios de operación estudiados y por lo mencionado es catalogada como posible isla eléctrica.

### B.3. Contingencia 3: Apagón total en el SIC

La desconexión intempestiva del primer transformador no presenta un gran impacto en las variables eléctricas analizadas y no genera problemas en la operación del SIC, al igual que para la salida del segundo transformador. La Fig. B.3 muestra la frecuencia en las barras de 500  $kV$  a lo largo de la simulación para el escenario 1B.

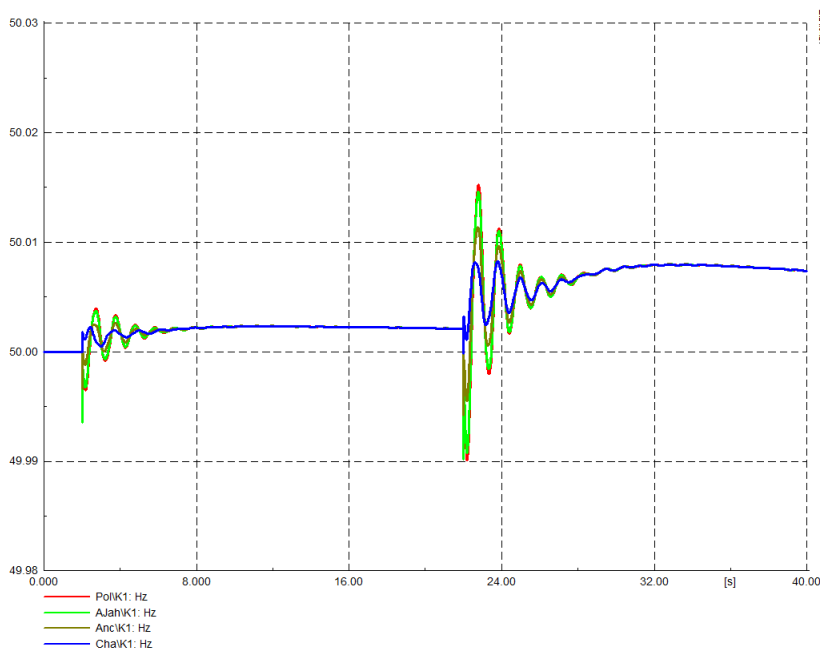


Figura B.3: Frecuencia en barras de 500  $kV$ . Contingencia 3, escenario 1B.

Para todos los escenarios, los voltajes y frecuencias en las principales barras del sistema se mantienen dentro de los márgenes establecidos; la excursión del ángulo de los rotores de los generadores más exigidos (Machicura y Cipreses) no sobrepasa los  $4^\circ$  para el primer evento y los  $10^\circ$  para el segundo; y el factor de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia en el circuito 1 de la línea Charrúa - Ancoa es mayor a un 5 %.

Debido a esto la contingencia 3 es catalogada como estable.

### B.4. Contingencia 4: Línea Quillota - Polpaico 2x220 kV

Para esta perturbación de severidad 6 se cumplen todos los estándares establecidos para el estado de emergencia y es por ello que es catalogada como estable. Particularmente los voltajes permanecen dentro de los márgenes definidos, ver Fig. B.4.

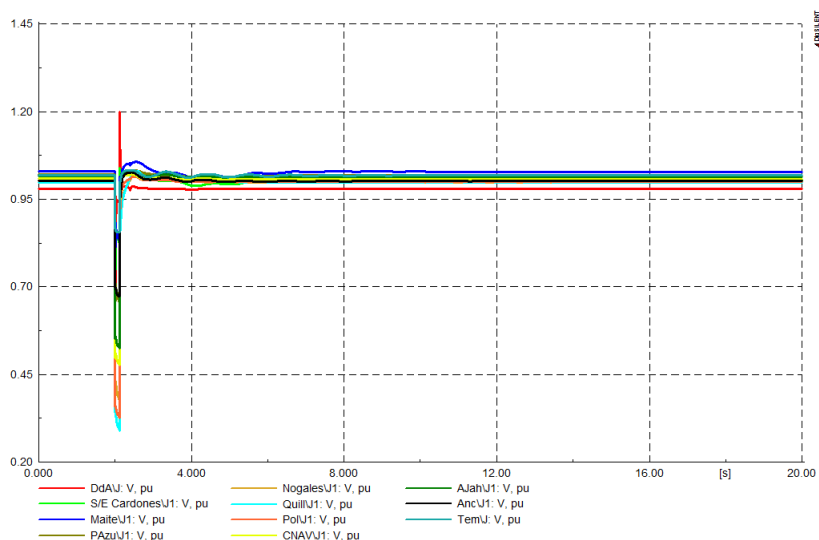


Figura B.4: Voltaje en principales barras de 220 kV. Contingencia 4, escenario 2B.

## B.5. Contingencia 5: Línea Quillota - San Luis 2x220 kV

En esta falla de severidad 6, la principal problemática es que existe pérdida de sincronismo de las centrales térmicas del entorno eléctrico (San Isidro, Nehuenco y Quintero), y la excursión del ángulo de los rotores de estas unidades experimenta variaciones mayores a los 120° eléctricos, generando oscilaciones de potencia. Lo anterior en conjunto a la actuación por subfrecuencia de diversos EDAC genera constantes variaciones en las variables eléctricas del sistema, además de problemas de convergencia. La Fig. B.5 ilustra la situación para el escenario 1A.

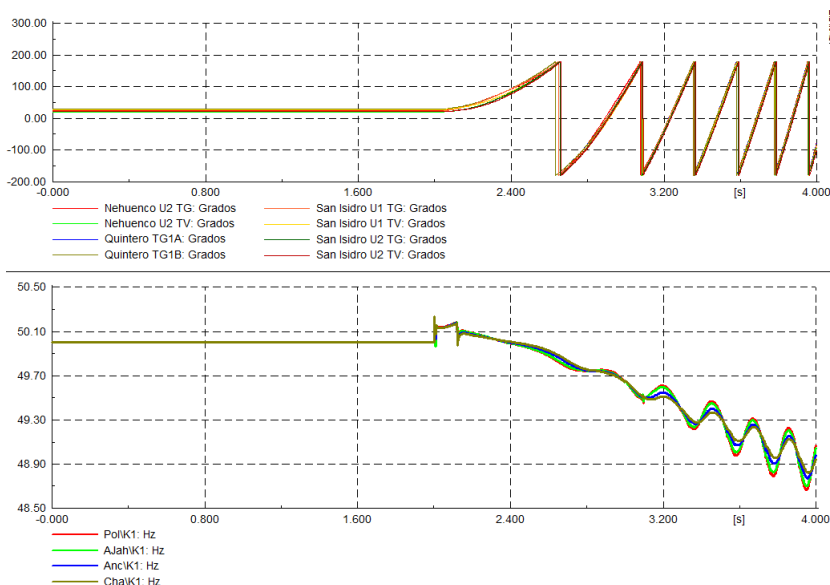


Figura B.5: Ángulo de los rotores de los generadores del entorno eléctrico y frecuencia en barras de 500 kV. Contingencia 5, escenario 1A.

Para los escenarios analizados el sistema se comporta de manera similar, y debido al no cumplimiento de la normativa técnica se concluye que la operación en isla eléctrica es posible.

## B.6. Contingencia 6: Línea Charrúa - Ancoa 2x500 kV

La falla en el doble circuito de la línea del sistema troncal, de severidad 6, produce de manera inmediata la separación del SIC en un subsistema norte y otro sur (respecto a la localización de la contingencia). El sector norte va desde la S/E Paposo hasta S/E Ancoa, mientras que el sur desde la S/E Charrúa hasta S/E Quellón. La Fig. B.6 muestra esto en términos de la frecuencia eléctrica.

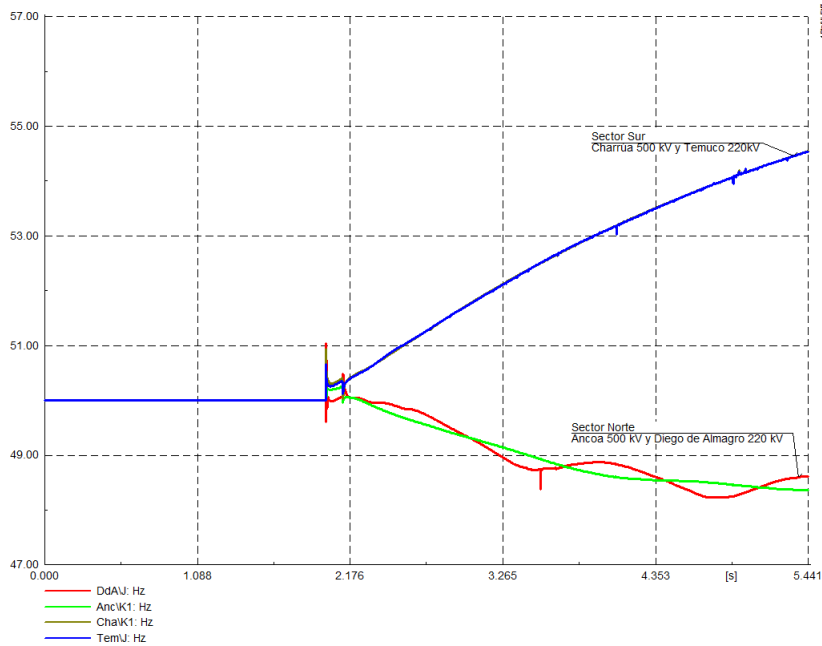


Figura B.6: Frecuencia en los sectores. Contingencia 6, escenario 2A.

Para todos los escenarios analizados se obtiene una respuesta equivalente, y al igual que para la contingencia 2 se concluye que el sector de interés puede colapsar, por lo tanto es catalogada como posible isla eléctrica.

## B.7. Contingencia 7: Línea Itahue - Tinguiririca 154 kV

La contingencia catalogada como de severidad 4 no tiene un impacto significativo en el SIC, las unidades generadoras logran mantener el sincronismo, no existen problemas de sobre o baja tensión ni valores anormales en la frecuencia eléctrica de las principales barras. La Fig. B.7 muestra la frecuencia en la barra de Charrúa 500 kV para todos los escenarios de analizados.



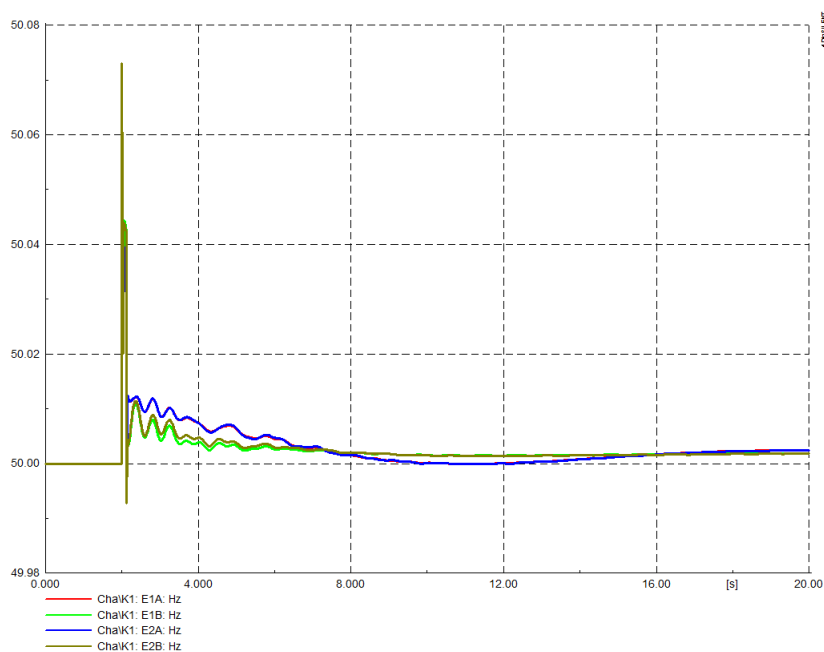


Figura B.7: Frecuencia en barra Charrúa 500  $kV$ . Contingencia 7, todos los escenarios.

Debido a esto la contingencia 7 es catalogada como estable.

## B.8. Contingencia 8: Barra Ancoa 500 $kV$

La contingencia que se podría asemejar a una de severidad 9 no tiene un impacto significativo en el SIC, las unidades generadoras logran mantener el sincronismo, no existen problemas de sobre o baja tensión ni valores anormales en la frecuencia eléctrica de las principales barras. La Fig. B.8 muestra la frecuencia en la barra de Charrúa 500  $kV$  para todos los escenarios de analizados.

Por lo anteriormente mencionado la contingencia 8 es catalogada como estable.

## B.9. Contingencia 9: Barra Punta de Cortés 154 $kV$

La contingencia que se podría asemejar a una catalogada como de severidad 9 no tiene un impacto significativo en el SIC, las unidades generadoras logran mantener el sincronismo, no existen problemas de sobre o baja tensión ni valores anormales en la frecuencia eléctrica de las principales barras. La Fig. B.9 muestra la frecuencia en la barra de Charrúa 500  $kV$  para todos los escenarios de analizados.

Debido a esto la contingencia 9 es catalogada como estable.

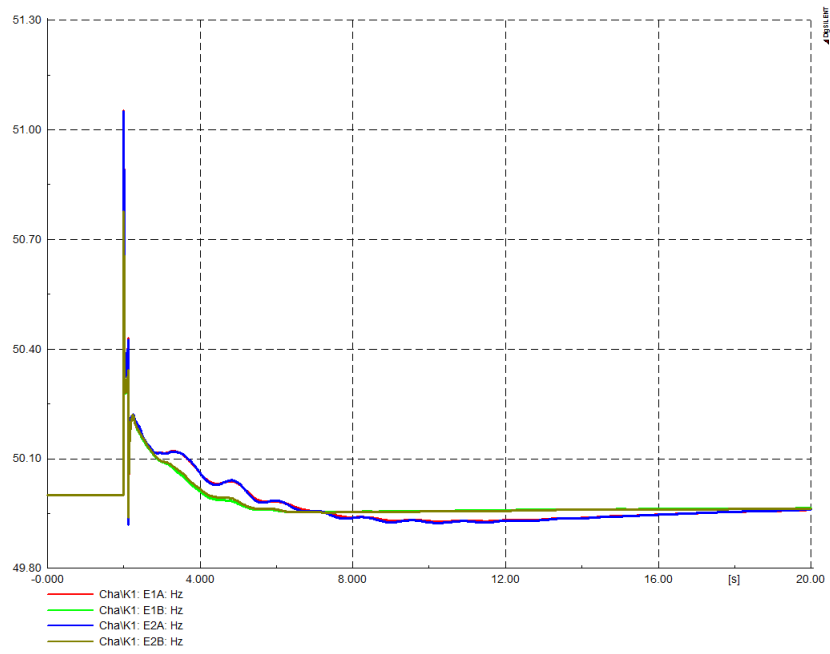


Figura B.8: Frecuencia en barra Charrúa 500  $kV$ . Contingencia 8, todos los escenarios.

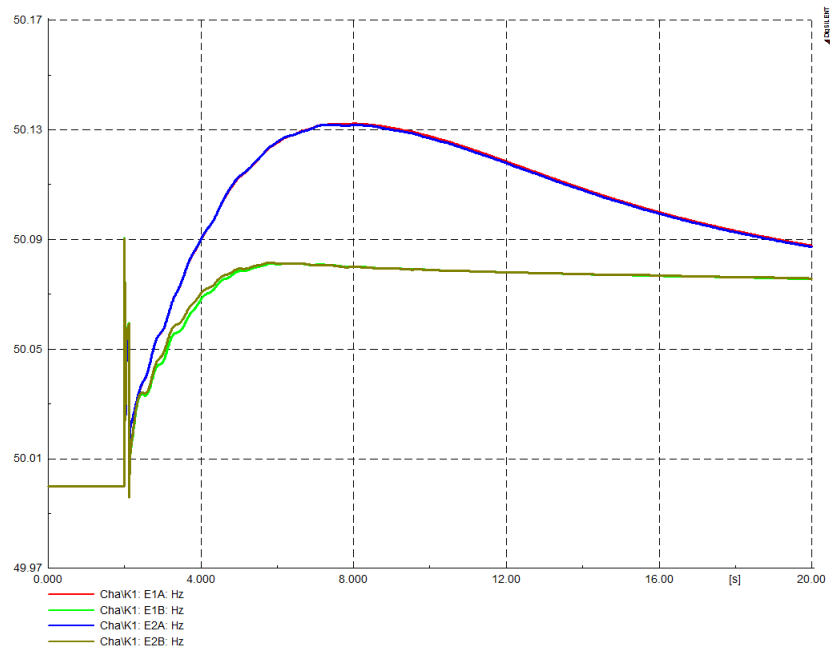


Figura B.9: Frecuencia en barra Charrúa 500  $kV$ . Contingencia 9, todos los escenarios.

# Anexo C

## Diferencia angular, deslizamiento y aceleración en las diversas contingencias

### C.1. Fases, diferencia angular, deslizamiento y aceleración en función del tiempo

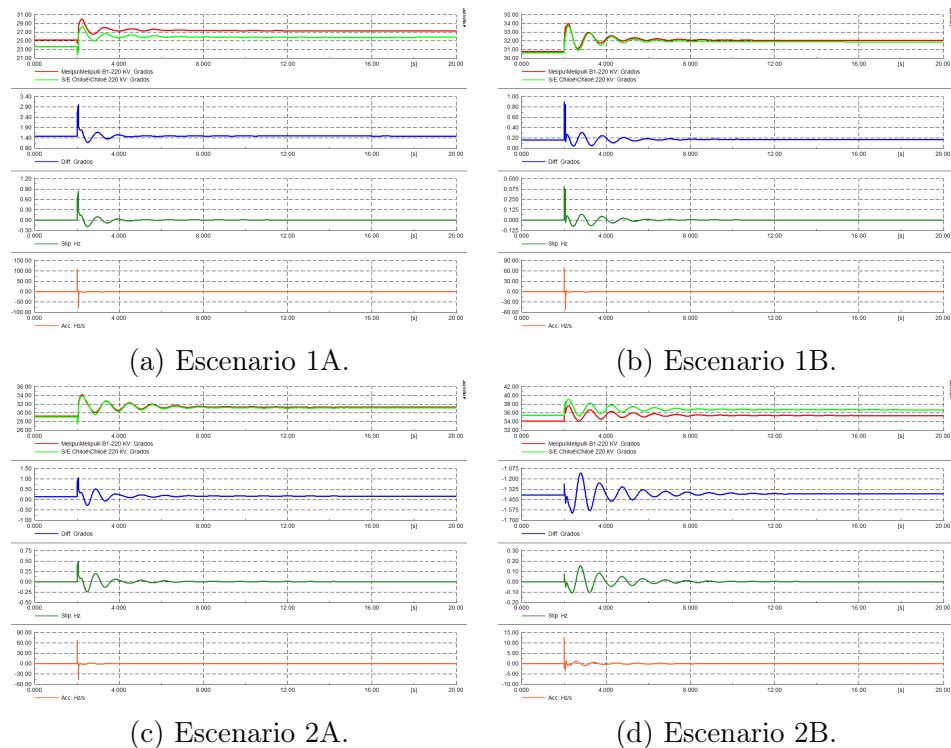


Figura C.1: Fases, diferencia angular, deslizamiento y aceleración. Contingencia 1, todos los escenarios.

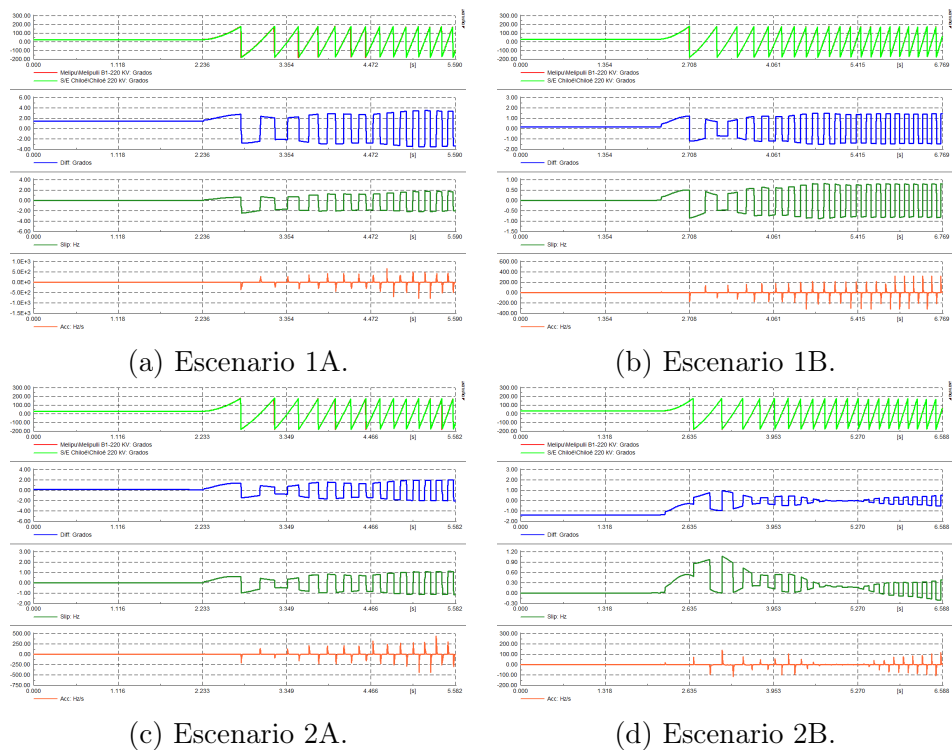


Figura C.2: Fases, diferencia angular, deslizamiento y aceleración. Contingencia 2, todos los escenarios.

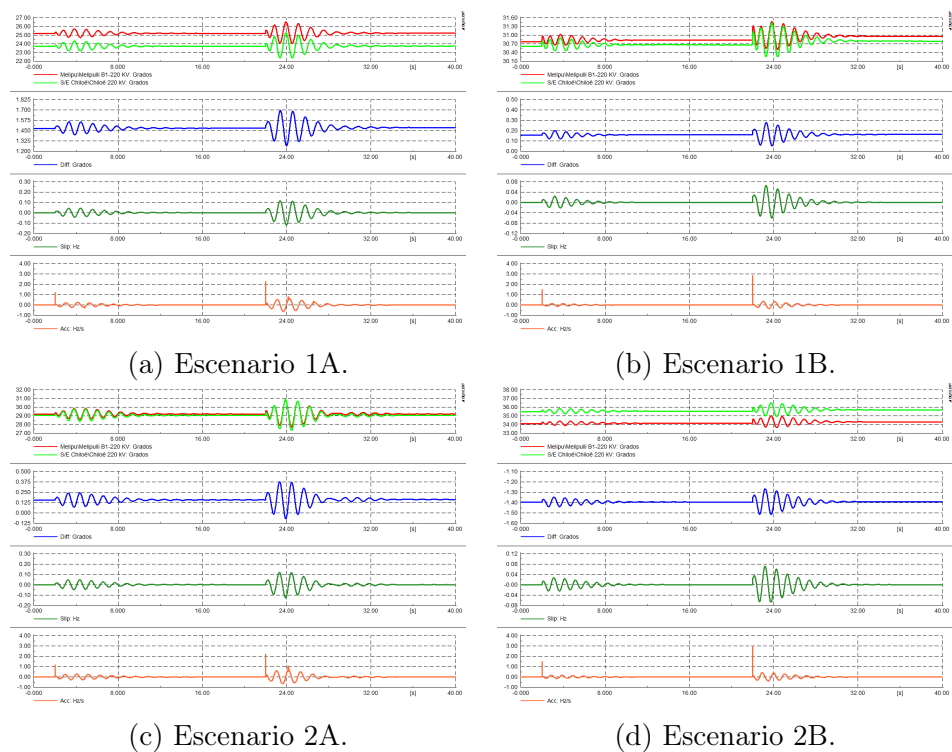


Figura C.3: Fases, diferencia angular, deslizamiento y aceleración. Contingencia 3, todos los escenarios.

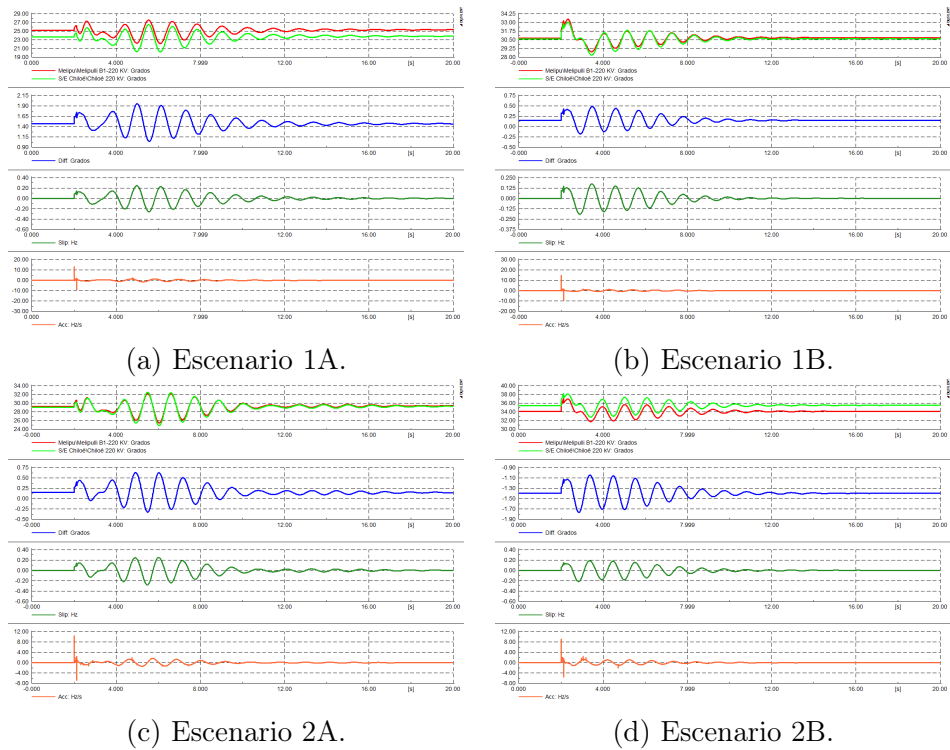


Figura C.4: Fases, diferencia angular, deslizamiento y aceleración. Contingencia 4, todos los escenarios.

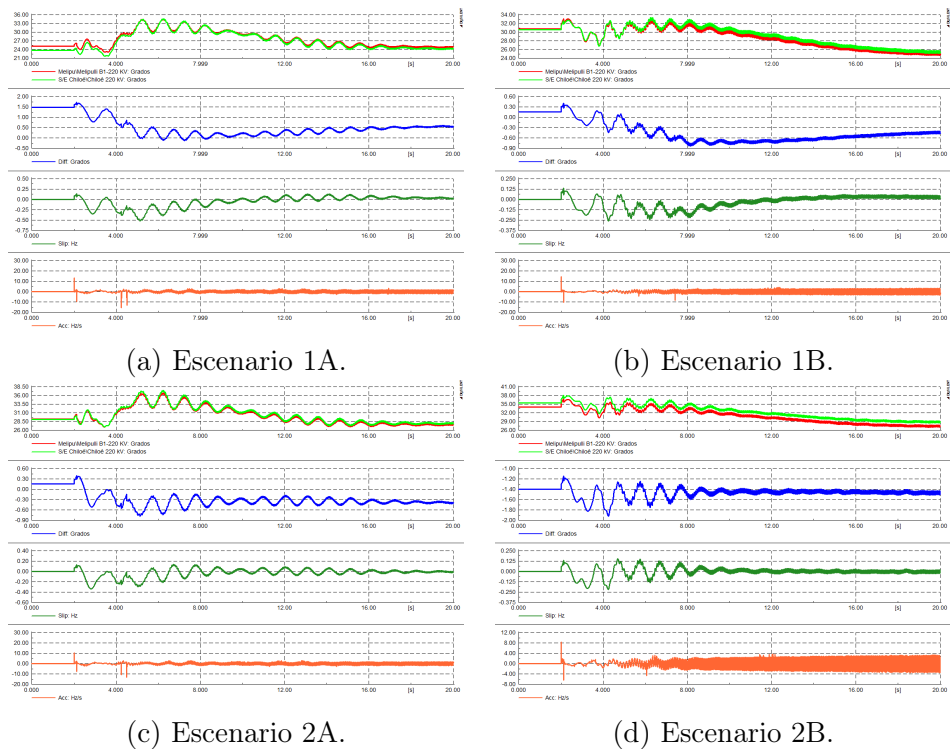


Figura C.5: Fases, diferencia angular, deslizamiento y aceleración. Contingencia 5, todos los escenarios.

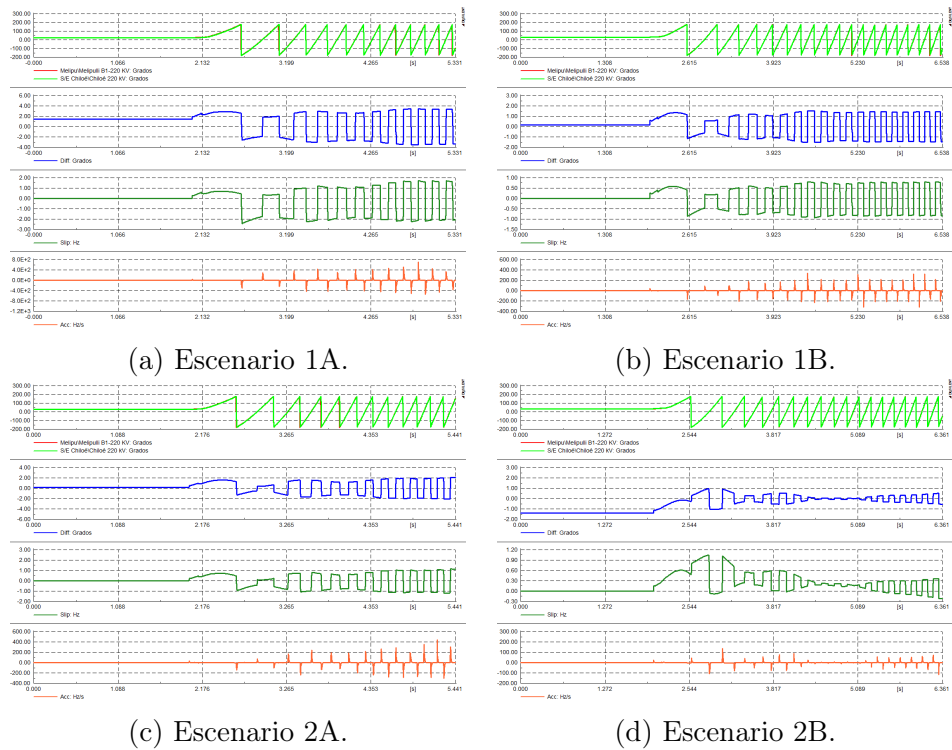


Figura C.6: Fases, diferencia angular, deslizamiento y aceleración. Contingencia 6, todos los escenarios.

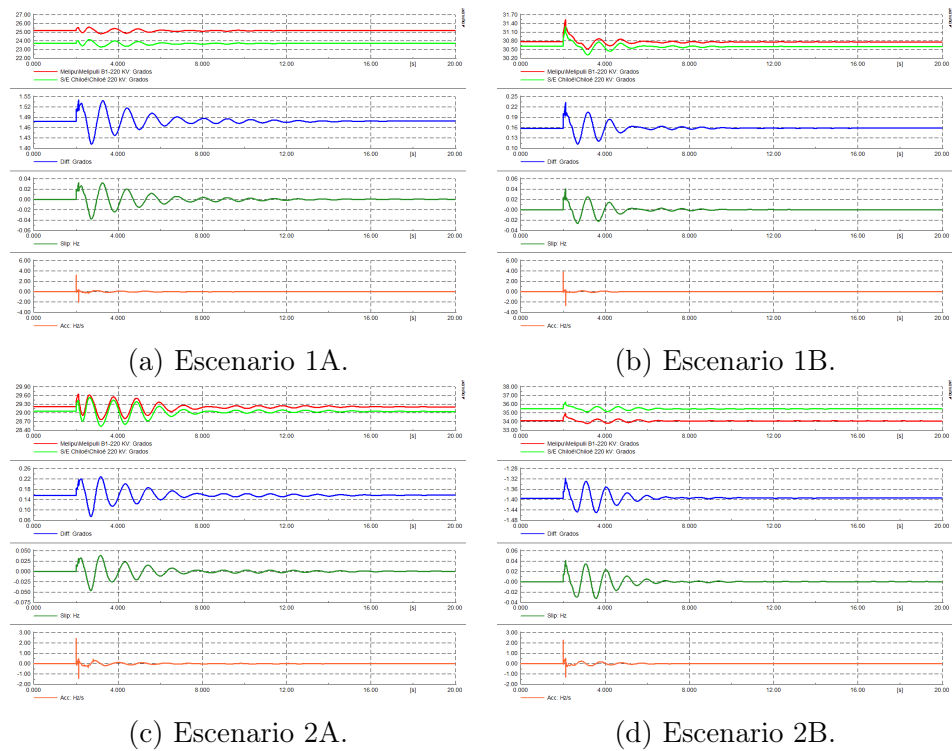
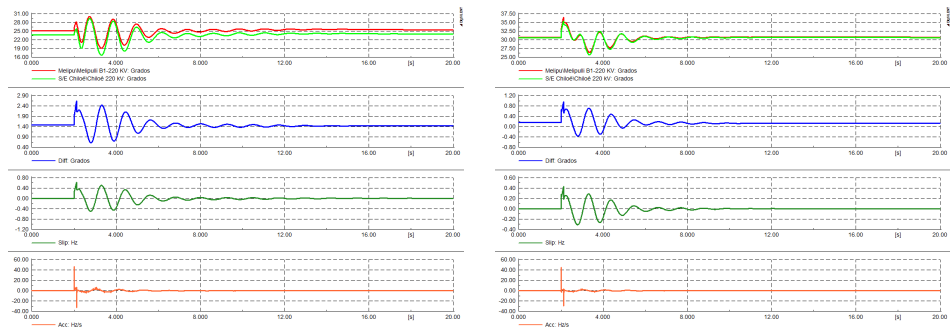


Figura C.7: Fases, diferencia angular, deslizamiento y aceleración. Contingencia 7, todos los escenarios.



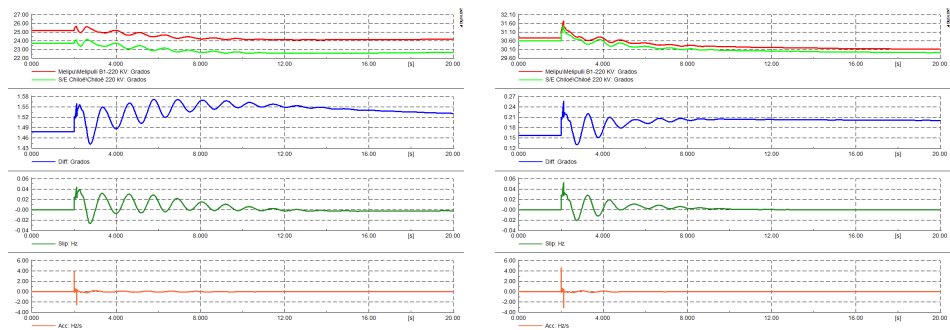
(a) Escenario 1A.

(b) Escenario 1B.

(c) Escenario 2A.

(d) Escenario 2B.

Figura C.8: Fases, diferencia angular, deslizamiento y aceleración. Contingencia 8, todos los escenarios.



(a) Escenario 1A.

(b) Escenario 1B.

(c) Escenario 2A.

(d) Escenario 2B.

Figura C.9: Fases, diferencia angular, deslizamiento y aceleración. Contingencia 9, todos los escenarios.

## C.2. Trayectorias descritas en el plano A-S, período durante falla

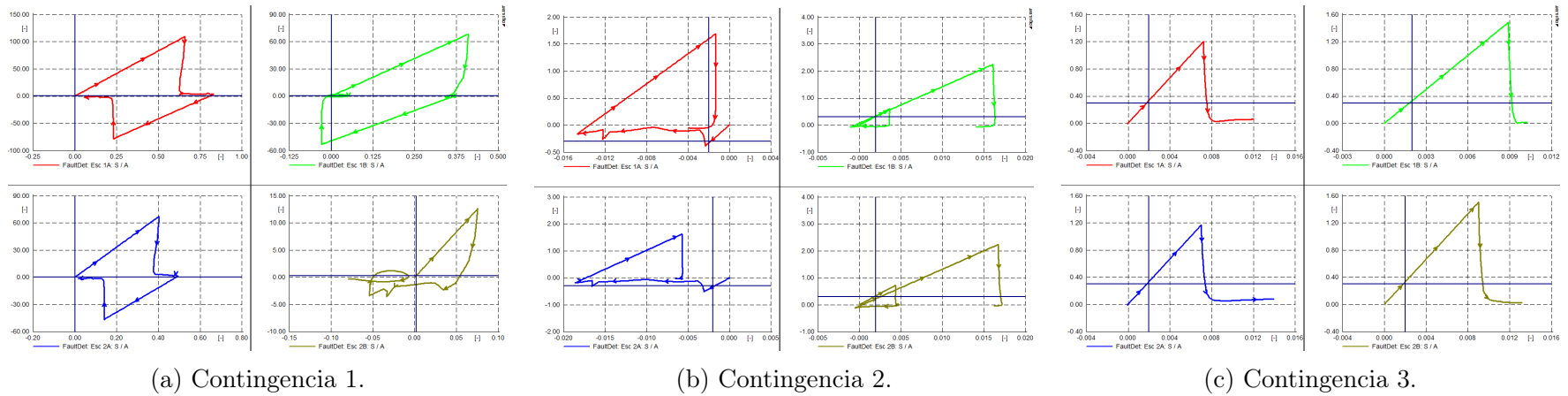


Figura C.10: Trayectoria durante falla en el plano  $A - S$ . Contingencia 1, 2 y 3 todos los escenarios.



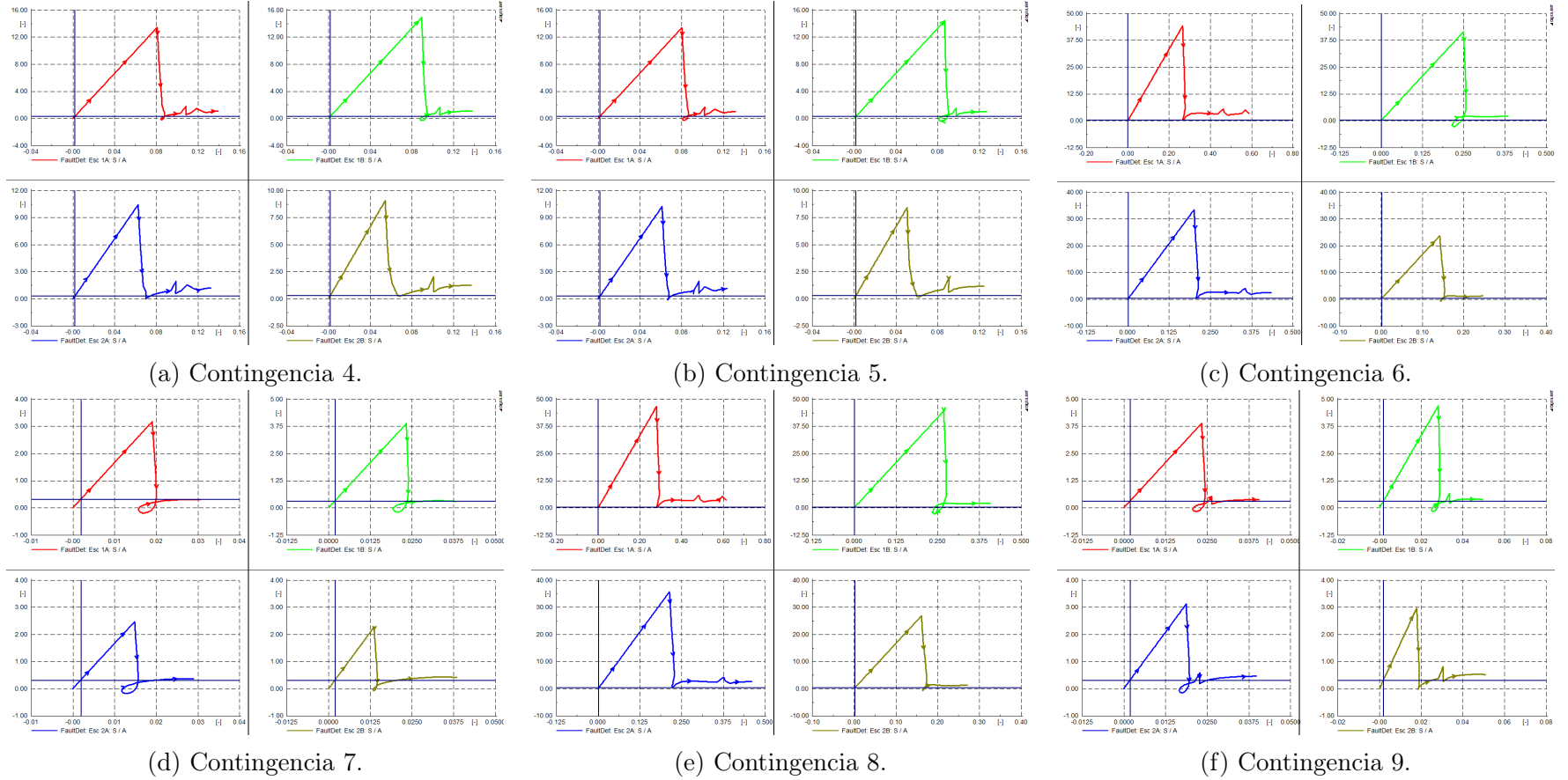


Figura C.11: Trayectoria durante falla en el plano  $A - S$ . Contingencia 4, 5, 6, 7, 8 y 9, todos los escenarios.

# Anexo D

## Operación en isla eléctrica

### D.1. Con sistema de defensa actual

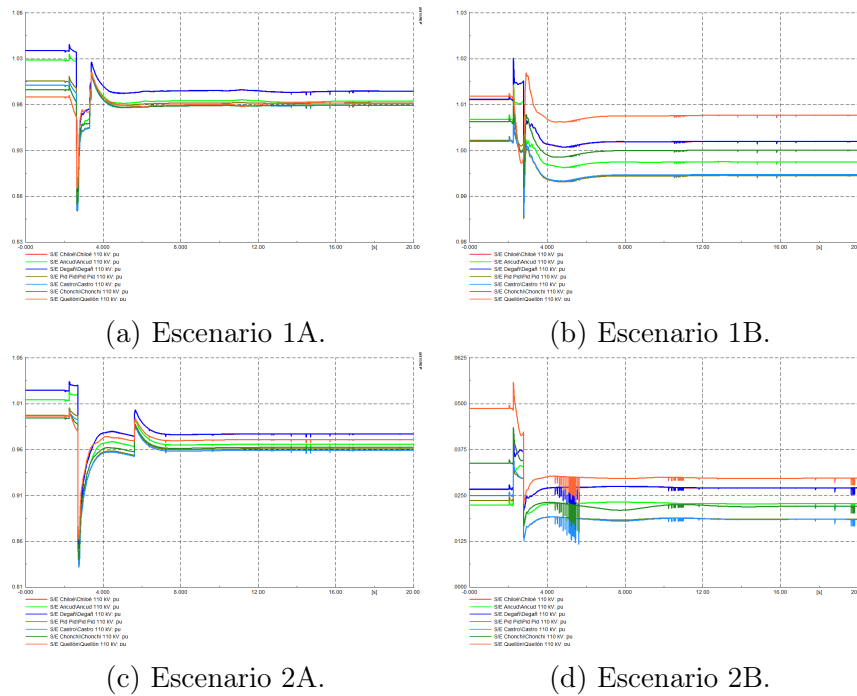


Figura D.1: Voltajes en las principales barras de 110 kV para caso con sistema de defensa actual. Contingencia 2, todos los escenarios.

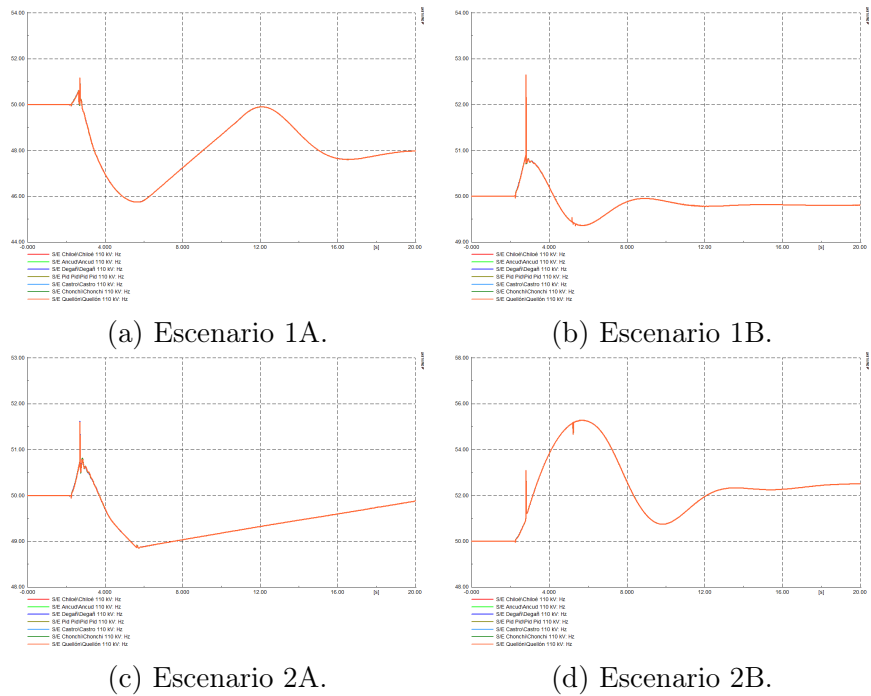


Figura D.2: Frecuencia en las principales barras de 110 kV para caso con sistema de defensa actual. Contingencia 2, todos los escenarios.

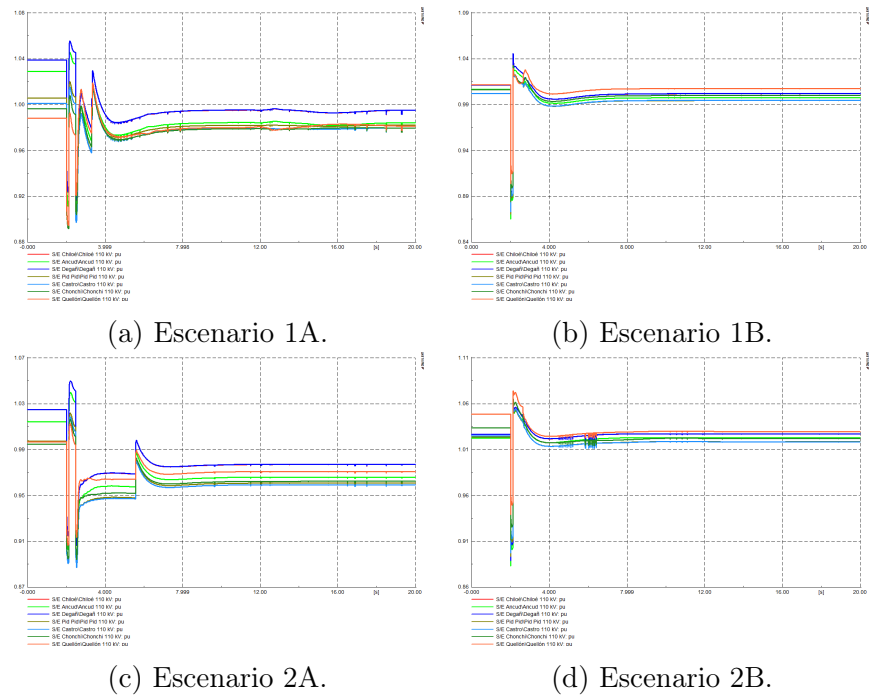


Figura D.3: Voltajes en las principales barras de 110 kV para caso con sistema de defensa actual. Contingencia 6, todos los escenarios.

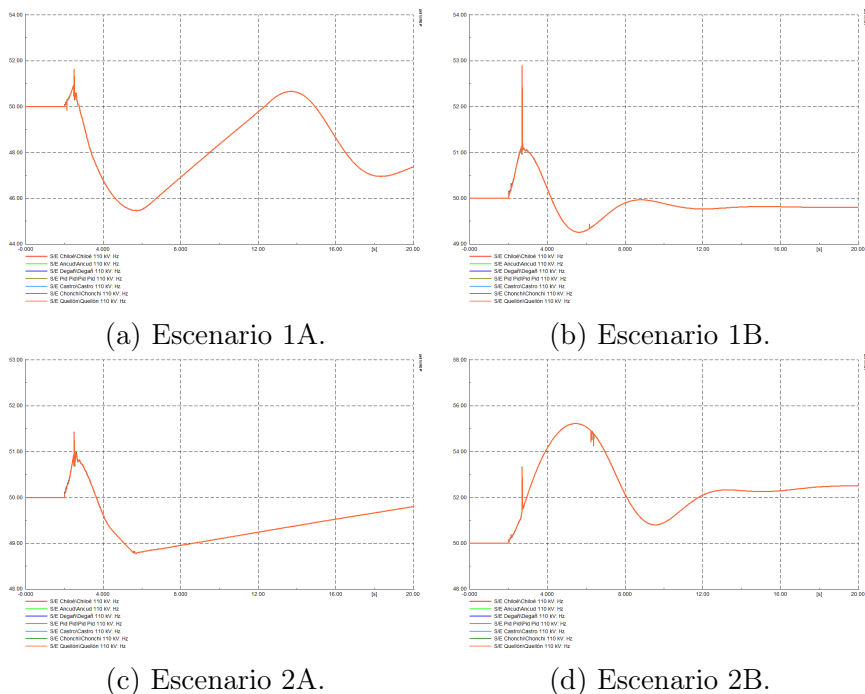


Figura D.4: Frecuencia en las principales barras de 110 kV para caso con sistema de defensa actual. Contingencia 6, todos los escenarios.

## D.2. Con acciones correctivas propuestas

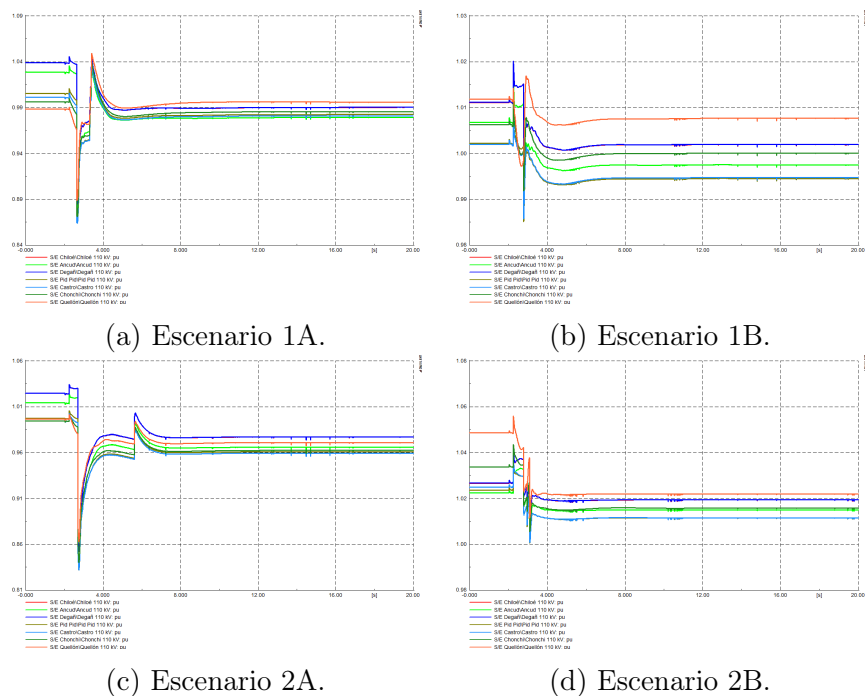


Figura D.5: Voltajes en las principales barras de 110 kV para caso con acciones correctivas. Contingencia 2, todos los escenarios.

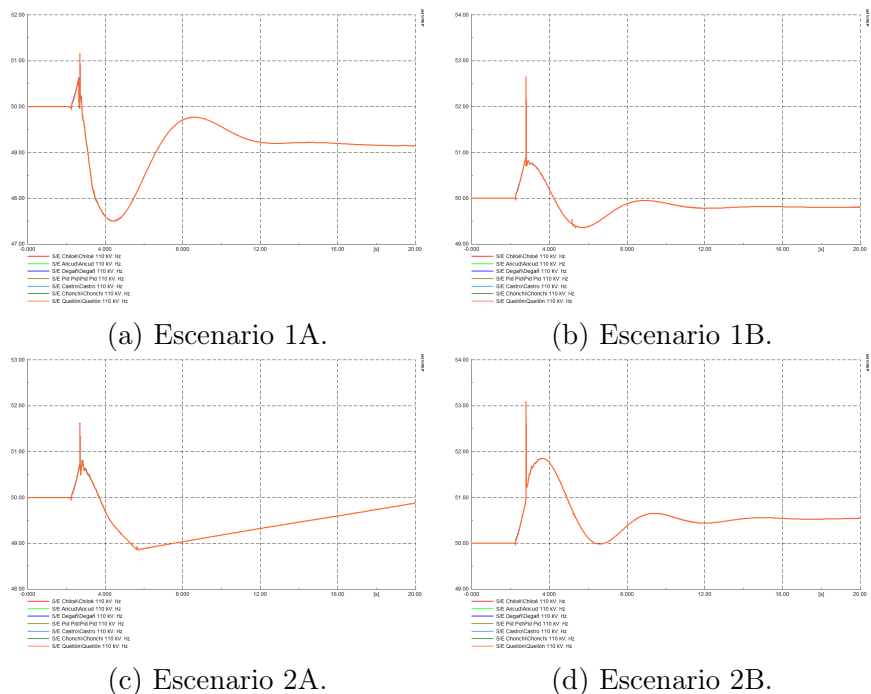


Figura D.6: Frecuencia en las principales barras de 110 kV para caso con acciones correctivas. Contingencia 2, todos los escenarios.

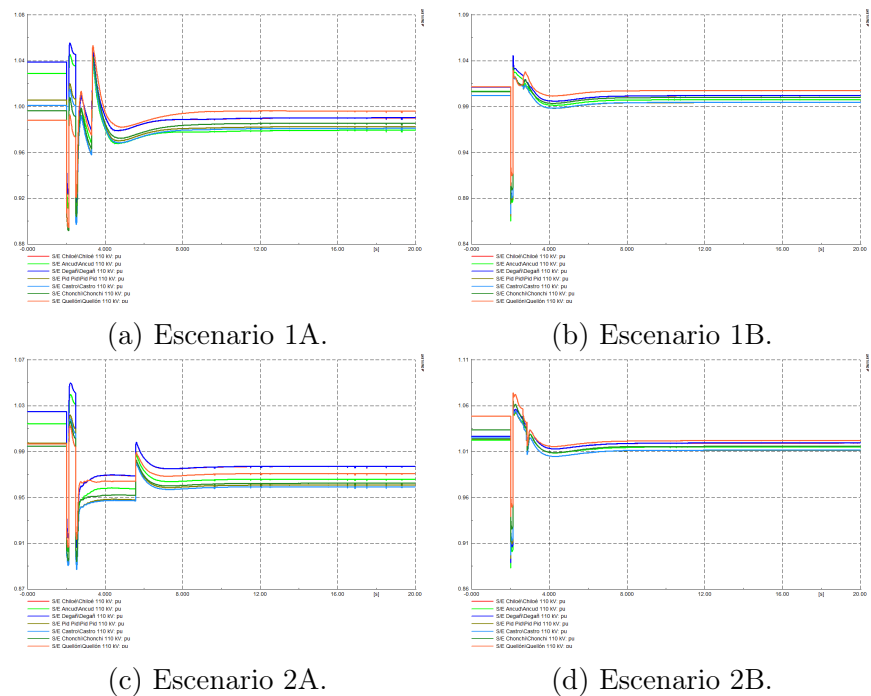


Figura D.7: Voltajes en las principales barras de 110 kV para caso con acciones correctivas. Contingencia 6, todos los escenarios.

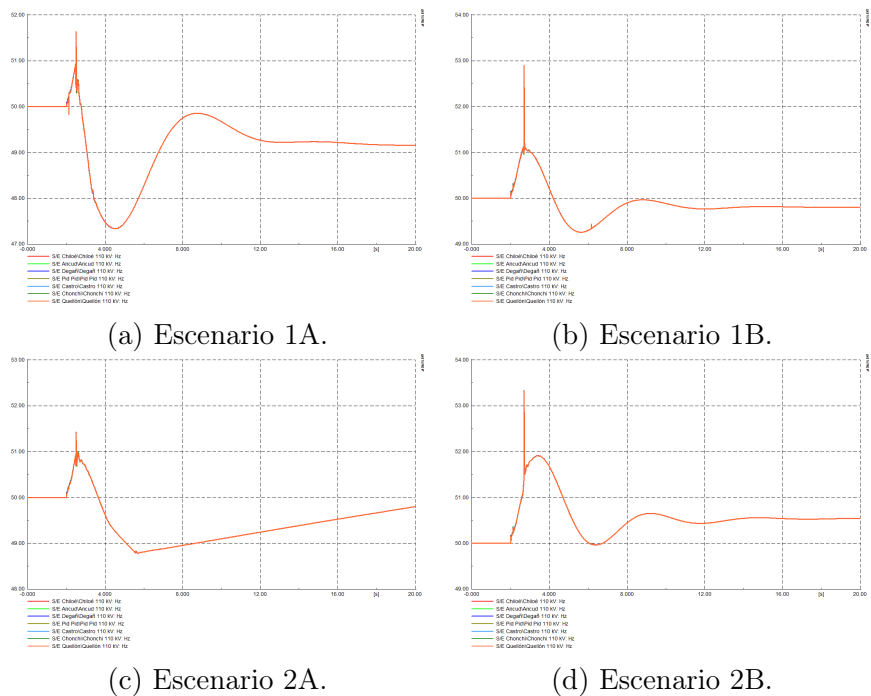


Figura D.8: Frecuencia en las principales barras de 110 kV para caso con acciones correctivas. Contingencia 6, todos los escenarios.

# Anexo E

## Implementación de un sistema de prueba

Con el fin de estudiar empíricamente los equipos que componen un WAMS, se realiza un sistema de prueba de pequeña escala, se ilustran los ajustes que deben tener los componentes para un monitoreo en tiempo real, y luego se observan las variables medidas frente a dos situaciones particulares.

### E.1. Equipos utilizados

Los equipos utilizados en el sistema de prueba se muestran en la Tabla E.1.

Unidades	Equipo	Función
1	SEL-2407 Satellite Synchronized Clock	Sincronización
1	SEL-451-2 Protection Automation Control	PMU
2	SEL-751A Feeder Protection Relay	PMU
1	SEL-3373 Station Phasor Data Concentrator	Concentrador de datos
1	SEL-2725 Five Ethernet Switch	Comunicación
1	SEL-5078-2 SynchroWAVE Central Software	Visualización

Tabla E.1: Equipos utilizados

Adicionalmente es necesario contar con un computador para ejecutar el SynchroWAVE Central Software, una antena satelital para recibir las señales de los satélites, cables seriales (C272A) y cables de red para conectar entre sí los equipos, fuentes DC y conexiones adecuadas para energizar el equipamiento.

#### E.1.1. SEL-2407

La unidad de reloj sincronizado vía satélite ofrece una hora de alta precisión (hasta  $\pm 100$  ns), proporcionando hasta seis salidas demoduladas con formato de tiempo IRIG-B (incluye segundo, minuto, hora y día del año).

### **E.1.2. SEL-451-2 y 751A**

El equipo SEL-451 es un sistema unitario completo de protección, automatización y control. Dentro de sus características se encuentran las de presentar elementos de sobrecorriente instantáneos y de tiempo, componentes de sobre y bajo voltaje, módulos de sobre y baja frecuencia, además incluye unidades programables para control local y remoto, enclavamiento de protección y de automatización, entre otras.

Por otro lado, los dispositivos SEL-751A están diseñados para proporcionar protección de sobrecorriente de fase, residual y neutro a alimentadores, transformadores, etc. También presentan características de frecuencia, de sobre y de bajo voltaje, entre otras.

### **E.1.3. SEL-3373**

El concentrador de datos fasoriales permite utilizar sincrofasores en tiempo real del sistema de potencia para su monitoreo, control y registro. Concentra mediciones de hasta 40 PMU mediante conexiones seriales (protocolo EIA-232) o vía Ethernet (protocolos TCP/UDP) a una velocidad de hasta 240 mensajes por segundo, también permite enviar datos hasta a seis diferentes usuarios/ubicaciones vía Ethernet, con una latencia promedio menor a 10 *ms*.

Para programar y configurar con facilidad el PDC se utiliza el *software* PDC Assistant (SEL-5073), que permite, entre otras funciones, adherir datos de PMU, PDC y cualquier unidad que cumpla con la norma IEEE C37.118-2005 y archivar las medidas en una base de datos de manera continua o cuando exista un evento que dispare al PMU.

### **E.1.4. SEL-2725**

Para establecer la conexión entre el concentrador de datos y el (los) centro(s) de control se utiliza este *switch* no administrable de cinco puertos, con lo que se construye una red Ethernet confiable y segura.

### **E.1.5. SEL-5078-2**

El *software* SynchroWAVE Central permite traducir con rapidez los datos en información visual. Además de la visualización de las variables medidas y las almacenadas previamente, se pueden monitorear las oscilaciones de una señal mediante su frecuencia de oscilación y su amortiguamiento, ajustar alarmas, realizar cálculos de potencia, crear mapas geográficos, entre otras.

Para que éste funcione de manera correcta, el computador en el que se instala y que cumplirá la función de servidor, requiere cumplir con los requerimientos mostrados en la Tabla E.2.



Característica	Requerimiento mínimo
Sistema operativo	Windows XP Professional <sup>®</sup> (32 bit) o superior
Procesador	2 GHz
Memoria RAM	2 GB
Almacenamiento	100 GB/año/PMU <sup>1</sup>

Tabla E.2: Requerimientos mínimos para ejecutar SynchroWAVE Central Software.

### E.1.6. Arquitectura de la implementación

Con el equipamiento antes mencionado se construye una configuración simple de un sistema WAMS, éste se puede apreciar en la Fig. E.1.

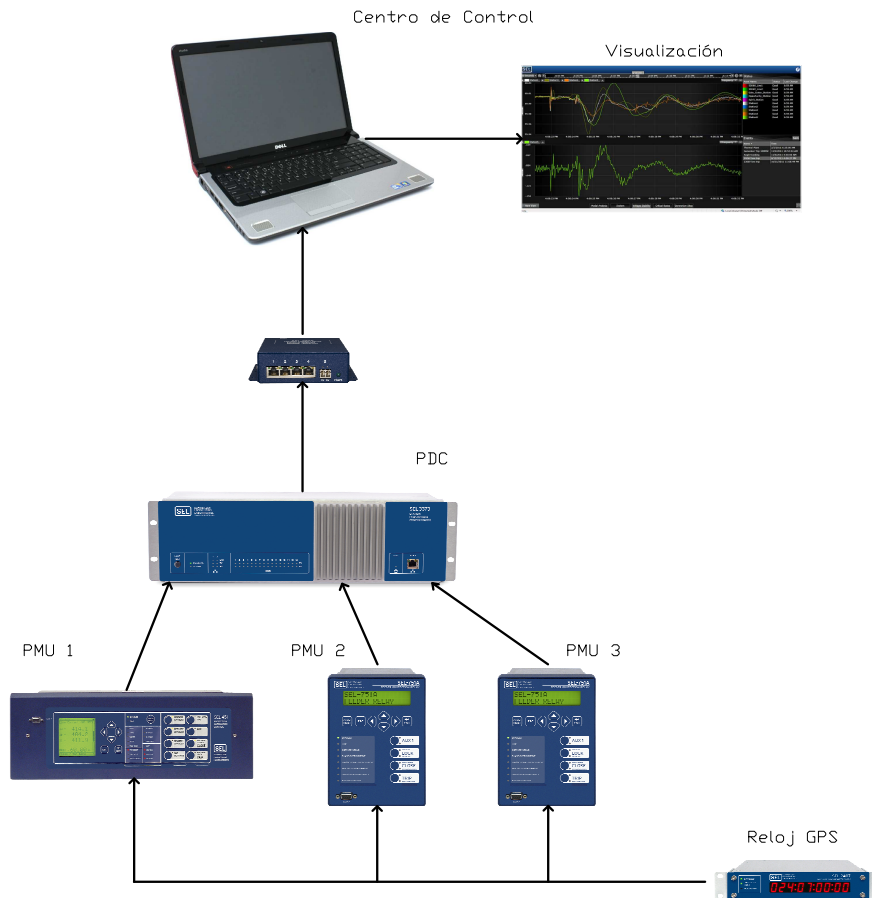


Figura E.1: Arquitectura implementada.

<sup>1</sup>En base a que se envían 4 fasores, 2 entradas analógicas y 16 bits digitales a una tasa de 60 mensajes por segundo.

## E.2. Configuración de los equipos y conexiones

A continuación se presentan las diversas configuraciones que deben tener los equipos para el correcto funcionamiento del sistema de monitoreo de área amplia.

### E.2.1. Sistema de Posicionamiento Global

Para la adecuada labor del reloj GPS es necesario instalar una antena receptora en el exterior del inmueble mediante un cable SEL-C960. Las salidas de este dispositivo, mediante cables SEL-953, se conectan a las entradas IRIG-B de cada PMU.

### E.2.2. Unidades de Medición Fasorial

Para establecer los relés como PMU se deben ingresar los datos de las Tablas E.3, E.4 y E.5, éstos se pueden ajustar mediante los paneles de cada equipo o por medio del *software* AcSELeRator QuickSet instalado en un computador vía red (conexión Ethernet) o de manera serial (conexión mediante cable C662).

Grupo	Ajuste	Descripción	Valor
Global	EPMU	Utilizar medición de sincrofasores	Y
	MRATE	Mensajes por segundo	50
	PMID	Identificación del <i>hardware</i>	1
	PMSTN	Nombre	SEL-451
	PHDATAV	Voltajes considerados	ALL
	PHDATAI	Corrientes consideradas	IW
Port 1	PROTO	Protocolo	PMU
	SPEED	Velocidad de envío de datos	57600 bps

Tabla E.3: Ajustes relevantes SEL-451-2.

Grupo	Ajuste	Descripción	Valor
Global	EPMU	Utilizar medición de sincrofasores	Y
	MRATE	Mensajes por segundo	10
	PMID	Identificación del <i>hardware</i>	2
	PMSTN	Nombre	SEL-751A FEEDER1
	PHDATAV	Voltajes considerados	ALL
	PHDATAI	Corrientes consideradas	ALL
Port 3	PROTO	Protocolo	PMU
	SPEED	Velocidad de envío de datos	38400 bps

Tabla E.4: Ajustes relevantes SEL-751A.

Grupo	Ajuste	Descripción	Valor
Global	EPMU	Utilizar medición de sincrofasores	Y
	MRATE	Mensajes por segundo	10
	PMID	Identificación del <i>hardware</i>	3
	PMSTN	Nombre	SEL-751A FEEDER2
	PHDATAV PHDATAI	Voltajes considerados Corrientes consideradas	-- ALL
Port F	PROTO	Protocolo	PMU
	SPEED	Velocidad de envío de datos	38400 bps

Tabla E.5: Ajustes relevantes SEL-751A.

Hay que mencionar que los puertos de salida utilizados son del tipo serial.

### E.2.3. Concentrador de Datos Fasoriales

#### a) Comunicación

La configuración del PDC se debe realizar mediante un computador con puerto Ethernet, previamente seteado con una dirección IP de 192.168.1.1 con máscara de red 255.255.255.0, y el *software* PDC Assistant, incluido con el concentrador, para establecer la conexión.

Para establecer la comunicación se debe ejecutar el *software* y conectarse como se aprecia en la Fig. E.2 <sup>2</sup>.

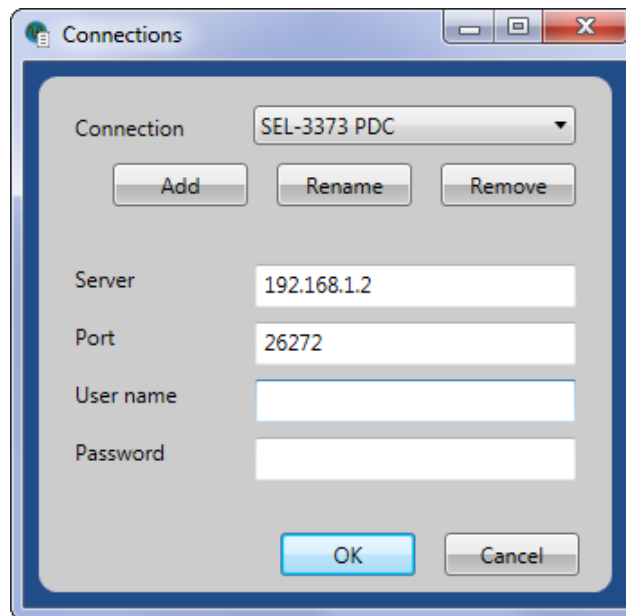


Figura E.2: Establecer la conexión entre PDC Assistant y PDC, PDC Assistant.

<sup>2</sup>Posteriormente uno puede editar cuentas, agregando tipos de usuarios como administrador, ingeniero o técnico, con diferentes permisos sobre el PDC.

## b) Entradas

Establecida la conexión, se deben agregar las entradas que tendrá el equipo. Para ello se deben agregar con igual nombre (*Station Name*), identificador (*PMU ID*), mensajes por segundo (*Data Rate*) y características de conexión que fueron preestablecidas en cada PMU, la Fig. E.3 muestra los ajustes utilizados para el relé SEL-451-2.

**PMU: SEL-451**

Enabled

Station Name

Station Name Alias

PMU ID

PMU ID Alias

Data Rate  Msg per sec

**Primary Connection**

Physical Layer

Serial Port

Baud Rate  bps

Parity

Stop Bits

Hardware Flow control

**Backup Connection**

Physical Layer

Figura E.3: Ajustes para SEL-451-2, PDC Assistant.

## c) Salidas

Por otro lado, para las salidas, se debe escoger un nombre (*Output Name*), un identificador (*PDC ID*) para el concentrador, el número de mensajes por segundo (*Data Rate*)<sup>3</sup> a enviar, máximo tiempo de espera para alinear las medidas (*Waiting Period*), formato del fasor (*Phasor Domain*), datos de la conexión y las variables que se desean enviar (*Tags*). La Fig. E.4 muestra los ajustes utilizados en la implementación.

**Output: Central**

Enabled

Output Name

PDC ID

Data Rate  Msg per sec

Waiting Period  ms

Phasor Domain

**Connection Settings**

Transport Protocol

Port

Local IP Address

**Redundant Connection Settings**

Transport Protocol

Figura E.4: Ajustes para salida a SynchroWAVE Central, PDC Assistant.

<sup>3</sup>Debe corresponder al menor valor de las entradas.

#### d) Otros

Además de lo mencionado, se debe escoger como frecuencia del sistema (*Frequency*) 50 Hz en los ajustes globales del programa.

### E.2.4. Sistema de transmisión de datos

El equipo utilizado no necesita ser ajustado, a éste solo se le deben conectar el computador y el concentrador de datos.

### E.2.5. Visualización

#### a) Entrada

Instalado el *software* SynchroWAVE Central en el computador deseado, éste se debe ajustar para la implementación correspondiente, lo que se puede lograr mediante la aplicación SynchroWAVE Central Admin.

La conexión con el concentrador de datos se debe realizar de manera correlativa a sus ajustes, fijando la dirección IP (*PDC IP Address*), el puerto (*PDC Port*) y el identificador (*PDC ID*), como se muestra en la Fig. E.5.

Historian Settings

PDC IP Address:  
192.168.1.2

PDC Port:  
4712

PDC ID:  
1

Database Path:  
C:\SynchroWAVE Database

Archive Retention Period:  
0 days

Display Invalid Data as Valid

PDC/Historian Connection: Connected

Figura E.5: Ajustes para conexión con PDC, SynchroWAVE Central Admin.

#### b) Reasignación

En caso de que los nombres de los PMU y PDC no sean del agrado del usuario, se pueden renombrar mediante la función *Tag Mapping*, la cual también permite escoger las variables a almacenar y acceder a la opción de calcular la potencia trifásica (para cada unidad que esté enviando tanto los datos de voltaje como los de corriente). La Fig. E.6 muestra el caso en estudio.

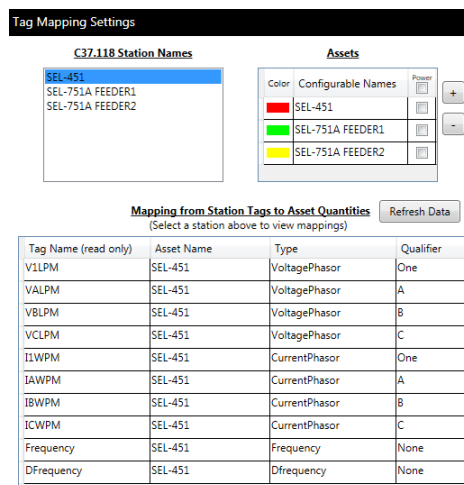


Figura E.6: Ajustes *Tag Mapping*.

### c) Mapa geográfico

Si se desea tener una representación geográfica del sistema en estudio se deben agregar las coordenadas, en latitud y longitud, de los puntos de interés, además de los extremos superior izquierdo e inferior derecho de la zona a visualizar. Para el caso de Chile y específicamente el de la Región Metropolitana, se pueden utilizar los puntos mostrados en la Tabla E.6, obteniéndose lo mostrado en la Fig. E.7<sup>4</sup>.

Ventana	Chile	Región Metropolitana
Superior izquierda	-17,351 / -74,714	-32,588 / -71,720
Inferior derecha	-56,462 / -67,199	-34,420 / -69,742

Tabla E.6: Coordenadas mapas geográficos.

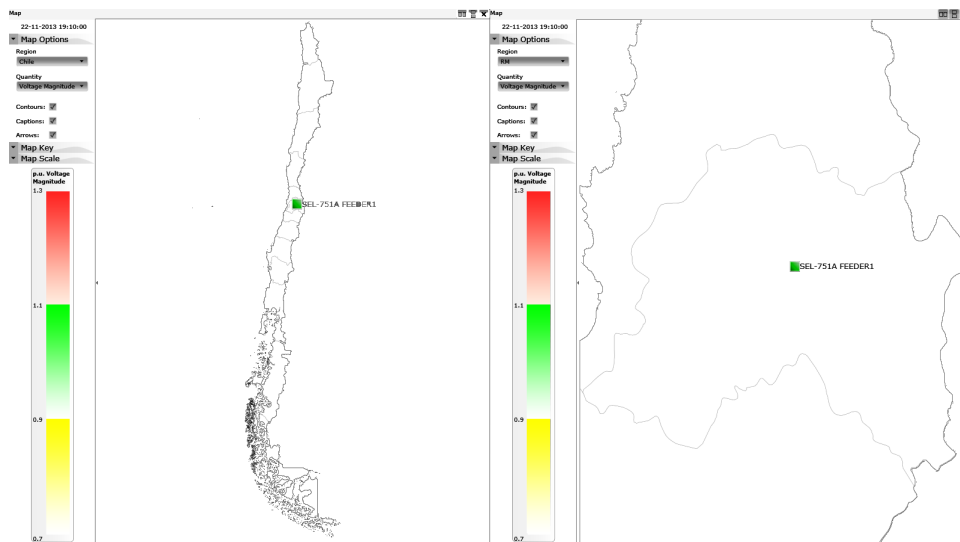


Figura E.7: Visualización de las zonas de interés con relé 751A, SynchroWAVE Central.

<sup>4</sup>Para una mejor visualización de las imágenes obtenidas con el *software* SynchroWAVE Central se invirtieron algunos colores.

#### d) Análisis modal

Para activar el análisis modal<sup>5</sup> se debe escoger el PMU, la variable a estudiar y, si es necesario, una referencia. La Fig. E.8 muestra los ajustes utilizados.

**Modal Analysis Settings**

**Asset:**  
SEL-751A FEEDER1

**Quantity:**  
VoltageMagnitude

**Qualifier:**  
A

Figura E.8: Ajustes análisis modal, SynchroWAVE Central Admin.

### E.3. Pruebas experimentales

#### E.3.1. Medición de la red

En esta prueba se mide el voltaje de la red de manera monofásica en el relé 751A. La Fig. E.9 muestra el voltaje medido y el ángulo en base a la referencia absoluta, para una ventana de 5 minutos.



Figura E.9: Voltaje de la fase A y su ángulo, relé 751A. SynchroWAVE Central.

<sup>5</sup>Actualmente se permite el análisis para una variable a la vez.

Por otro lado, la frecuencia de la red y su derivada con respecto al tiempo se aprecian en la Fig. E.10.

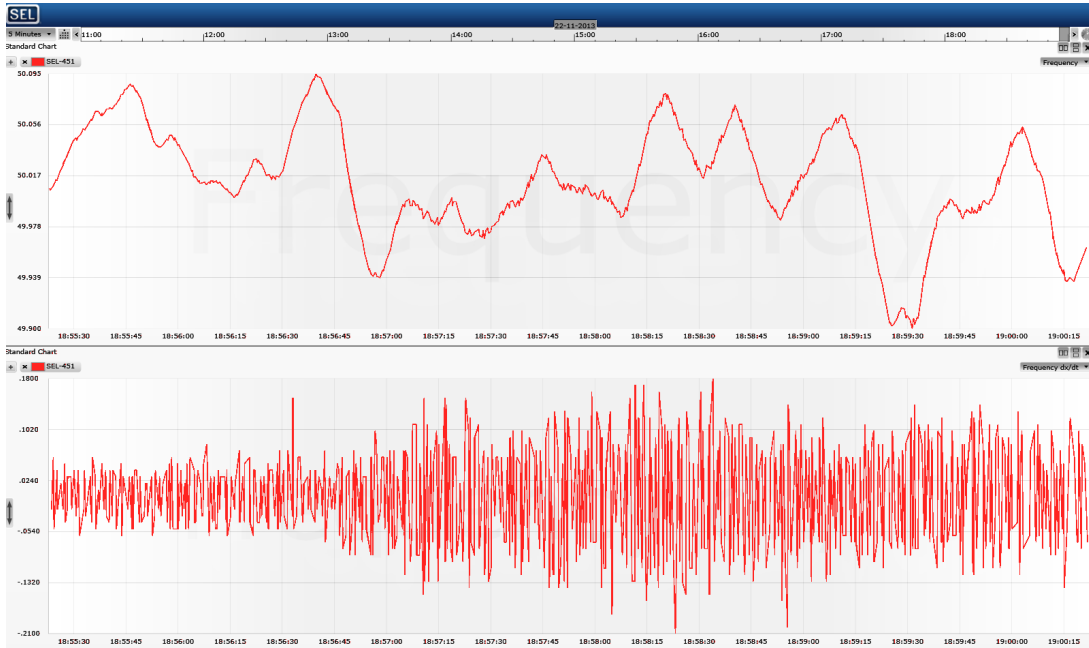


Figura E.10: Frecuencia y su derivada con respecto al tiempo, relé 751A. SynchroWAVE Central.

La Fig. E.11 muestra un análisis modal para la señal muestreada. El color obtenido, negro, indica que la relación señal-ruido es muy baja para que el análisis sea significativo.

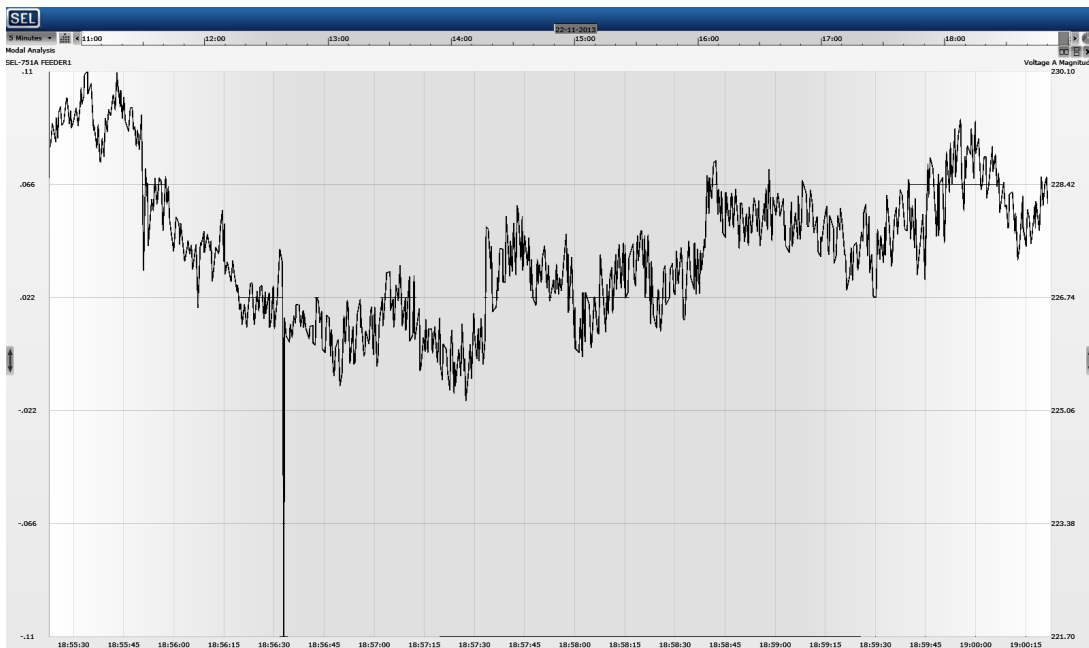


Figura E.11: Análisis modal para el voltaje fase A, relé 751A. SynchroWAVE Central.



### E.3.2. Respuesta frente a una falla

En esta oportunidad, se verá el comportamiento de dos relés al simular una falla bifásica franca a tierra entre las fases A y B en una línea de transmisión. Para lograr esto se sigue el siguiente procedimiento:

#### 1) Simulación

Se simula en el *software* DIGSILENT PowerFactory la contingencia, y se guardan los voltajes de las barras que conectan la línea y las corrientes que se observan en cada extremo de ésta. Se supone también que existe un tiempo de despeje para cada unidad involucrada de  $150\text{ ms}$  y  $258\text{ ms}$ .

#### 2) Replicar lo simulado

Importando los datos obtenidos de la simulación a una unidad de prueba universal de relés CMC 356 (OMICRON), se pueden inyectar los voltajes y corrientes a cada relé.

Graficando el voltaje y la corriente de secuencia positiva, vista por cada PMU, en una ventana de 10 segundos se observa la contingencia simulada, Fig. E.12.



Figura E.12: Voltaje y corriente de secuencia positiva, falla bifásica. SynchroWAVE Central.

La Fig. E.13 muestra las corrientes por fase de cada unidad, mientras que en la Fig. E.14 se aprecia la caída de la frecuencia eléctrica y la razón de cambio de ésta.

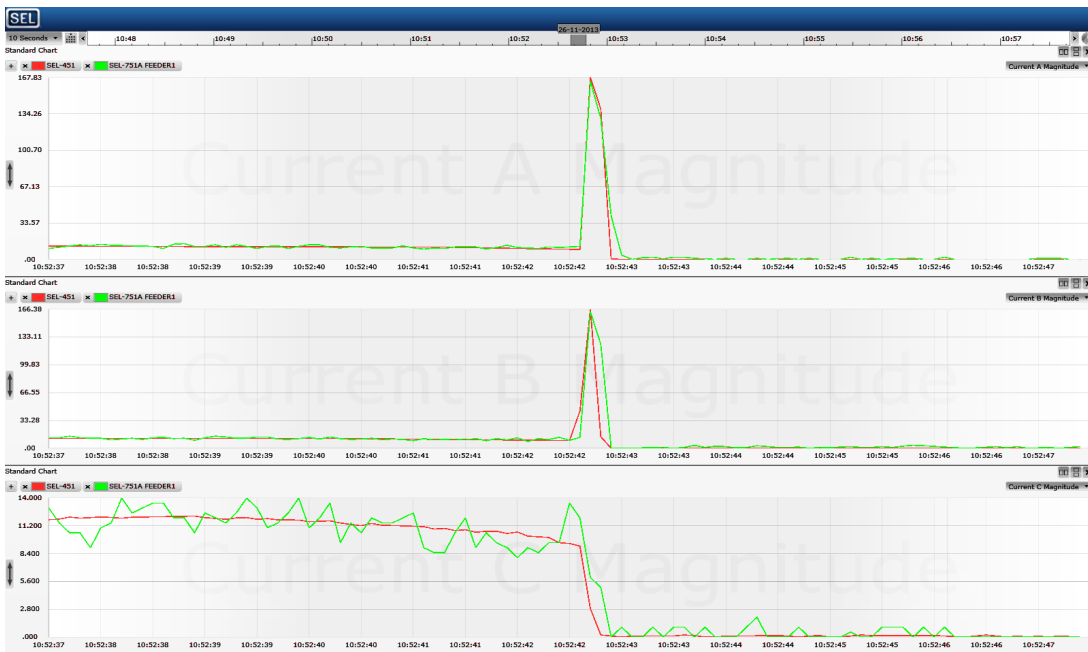


Figura E.13: Corrientes por fase, falla bifásica. SynchroWAVE Central.



Figura E.14: Frecuencia y su derivada, falla bifásica. SynchroWAVE Central.

Finalmente, en la Fig. E.15 y la Fig. E.16, se observan los eventos almacenados por los relés al momento de detectar la anomalía (sobrecorriente), registrando los valores de corriente y voltaje de cada fase al momento de ocurrida la contingencia, además de valores previos y posteriores.

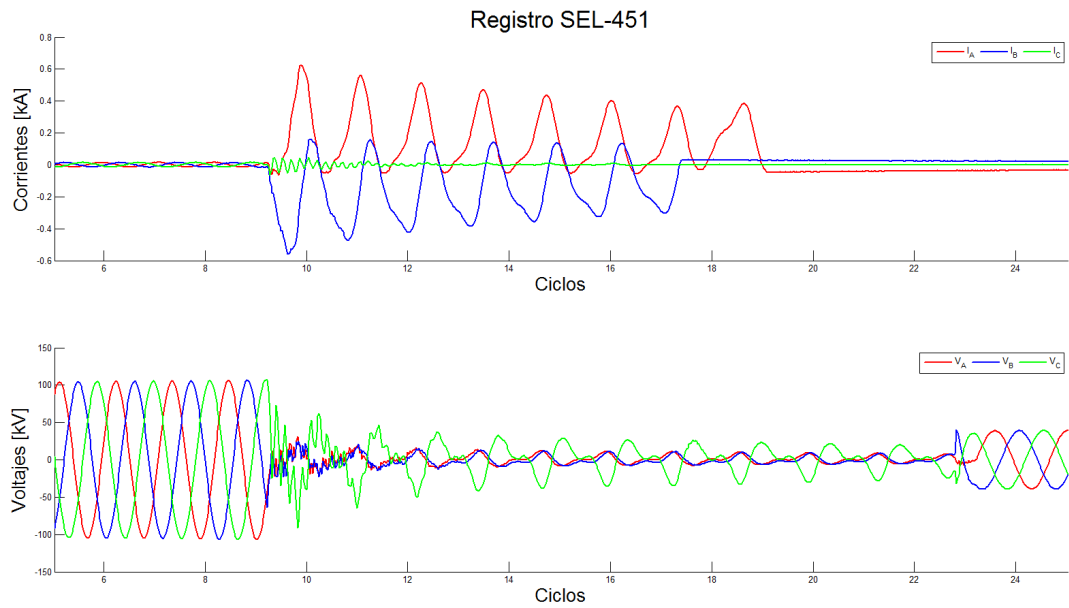


Figura E.15: Registro del evento en relé 451, falla bifásica.

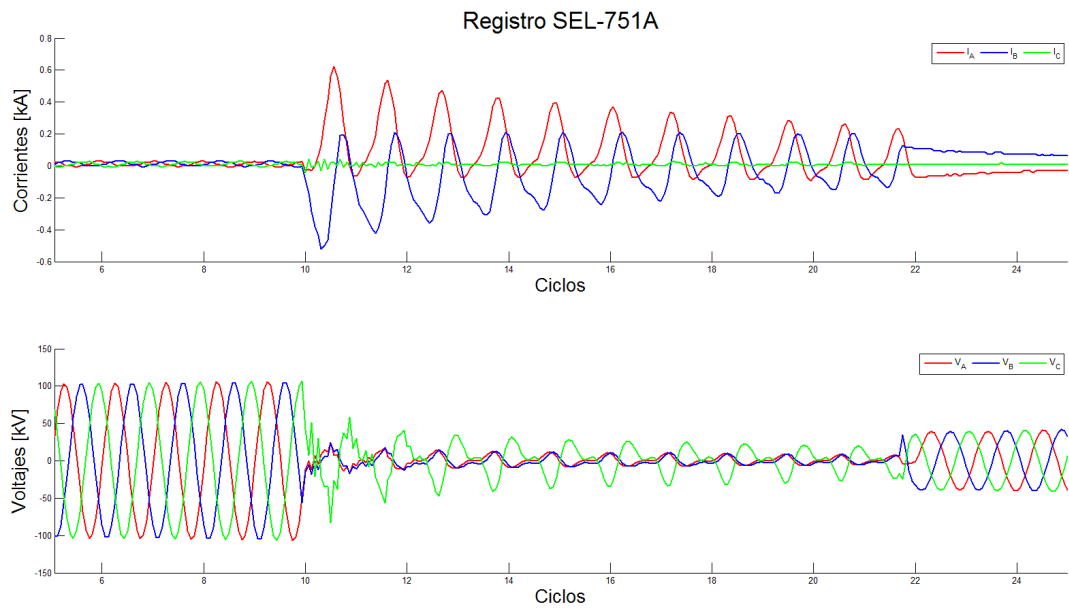


Figura E.16: Registro del evento en relé 751A, falla bifásica.

## E.4. Comentarios

### E.4.1. Entradas vía Ethernet

Al momento de desarrollar la implementación se tuvo a disposición, por un breve período de tiempo, un relé SEL 451-5 con el puerto Ethernet habilitado para enviar mensajes de sincrofasores, para establecer la conexión entre éste y el concentrador de datos se utilizaron los ajustes de la Tabla E.7 y los de la Fig. E.17.

Grupo	Ajuste	Descripción	Valor
Global	EPMU	Utilizar medición de sincrofasores	Y
	MRATE	Mensajes por segundo	50
	PMID	Identificación del <i>hardware</i>	4
	PMSTN	Nombre	SEL-451-5
	PHDATAV	Voltajes considerados	--
	PHDATAI	Corrientes consideradas	ALL
Port 5	IPADDR	Dirección IP	192.168.2.2
	EPMIP	Habilitar procesamiento PMU	Y
	PMOTS1	Protocolo de internet	TCP
	PMOIPA1	Dirección IP del cliente	192.168.2.1
	PMOTCP1	Puerto	4712

Tabla E.7: Ajustes relevantes SEL-451-5.

**PMU: SEL-451-5**

Enabled

Station Name

Station Name Alias

PMU ID

PMU ID Alias

Data Rate  Msg per sec

**Primary Connection**

Physical Layer

Transport Protocol

IP Address

Port

Local IP Address

**Backup Connection**

Physical Layer

Tags

Figura E.17: Ajustes para SEL-451-5, PDC Assistant.

El tipo de protocolo puede cambiarse a UDP en caso de querer disminuir el tiempo de transferencia, aunque con éste no se asegura el recibimiento de los datos en el concentrador.

## E.4.2. Seguridad de red

La seguridad de la red, en términos de confidencialidad y de accesos no autorizados, no fue tratada. En caso de querer aumentar ésta se pueden crear redes virtuales o VPN (*Virtual Private Network*), utilizar dispositivos ruteadores con *Firewall* como el SEL-3620, canales de comunicación dedicados, entre otras prácticas.

## E.4.3. Respaldo de los datos

Dado que el concentrador de datos tiene memoria limitada es necesario, y si la aplicación lo amerita, ir respaldando las medidas cada cierto tiempo. Para ello se debe seleccionar el PDC, el momento en el que se empieza a almacenar los datos, la ubicación del archivo de salida y su formato, la forma de almacenar el fasor y el ángulo, además del tiempo entre cada respaldo. La Fig. E.18 muestra la configuración utilizada.

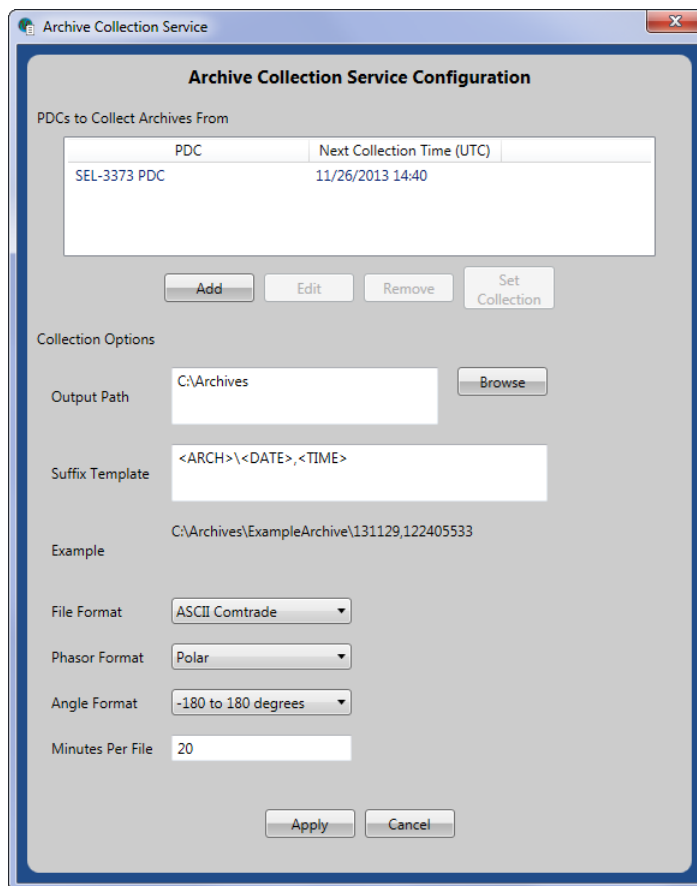


Figura E.18: Ajustes para respaldar archivos de manera continua, PDC Assistant.

En el caso del servidor en el que se encuentra instalado el SynchroWAVE Central Software, se recomienda exportar los datos mediante la opción SynchroExport, o cambiar periódicamente la unidad de almacenamiento.