



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

**LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE CONDENSADORES SINCRÓNICOS INCLUYENDO
RESTRICCIONES DE ROBUSTEZ EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA
DÉBILES**

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE
MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

PATRICIO IGNACIO SALGADO ESPINOSA

PROFESORA GUÍA:
CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RODRIGO MORENO VIEYRA
DANIEL OLIVARES QUERO

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por:
AGENCIA NACIONAL DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO
Beca de Magíster en Chile, año académico 2021 – 3500/2021 - 22210865

SANTIAGO DE CHILE
2024

RESÚMEN DE LA TESIS PARA OPTAR
AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE
LA INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA
Y MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: PATRICIO IGNACIO SALGADO ESPINOSA
FECHA: 2024
PROFESORA GUÍA: CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA

LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE CONDENSADORES SINCRÓNICOS INCLUYENDO RESTRICCIONES DE ROBUSTEZ EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA DÉBILES

En las últimas décadas se ha visto un aumento considerable en la capacidad instalada mundial de energías renovables variables (ERV). En particular, el reemplazo de generación sincrónica por tecnologías ERV lleva a una disminución en la robustez de los sistemas eléctricos de potencia (SEP).

La presente tesis aborda el fortalecimiento de redes débiles dominadas por tecnologías ERV, mediante el despliegue de condensadores sincrónicos (CSs). En particular, el trabajo estudia la localización óptima de estos equipos ocupando criterios técnicos, económicos y de robustez. La herramienta propuesta se basa en planificar una red a un determinado año, de tal forma que la condición de mínimos niveles de cortocircuito observados en el año de planificación no se aleje respecto de la situación de máximos niveles de cortocircuito registrados en el año de partida. La localización de CSs se aborda mediante la resolución de un problema de optimización planteado sobre la matriz de admitancias de la red en estudio. Finalmente, los planes de inversión obtenidos se validan dinámicamente.

Los resultados obtenidos muestran que la herramienta es capaz de fortalecer SEP débiles, reducir los costos de inversión del sistema, y mantener el desempeño dinámico de la red en comparación a planes de inversión más costosos.

Agradecimientos

Llegar a este punto no fue para nada sencillo. En primer lugar, debo agradecerle a mi padre, que nunca dudó de mis capacidades y siempre me alentó a ser una mejor persona y profesional.

Asimismo, le doy las gracias a toda mi familia, quienes me han acompañado incondicionalmente a lo largo de mis estudios. A mi madre Lucy, a Nestor, a mis tíos Jaime y Magdalena, a mis primos Carolina y Jaime. Su apoyo ha sido realmente un pilar fundamental en mi formación, por lo cual estoy muy agradecido. También debo darles las gracias a mis amigos de toda la vida. Fabiola, Marcelo, Sebastián, Javiera, Daniel, Cony y Diego. Siempre fueron un tremendo apoyo. A mis amigos de la universidad, Javier, Francys, Rodrigo, Pachón, Martín, Sebastián, Hugo, Tomás, Mauricio, Esteban. Tenerlos al lado ha sido realmente una de las mejores experiencias de mi vida. Y no menos importante, debo darles las gracias a mis amigos de Magíster, con quienes pude compartir algunos de los mejores momentos de mi etapa universitaria. Gabo, Pía, Pipe, Sebita, Alonso, Álvaro, Migue, Pedro. Espero que nos podamos seguir viendo pese a que esta etapa de nuestras vidas está llegando a su fin.

También, debo agradecer al tremendo apoyo de mi pareja, Poly. Siempre dispuesta a escuchar y a dar tu mejor consejo. Agradecer también a la familia de mi pareja por todo su apoyo y por recibirme en sus hogares. En especial, gracias a mi suegro Rodrigo y a mi suegra Paola.

Por último, pero no menos importante, debo agradecerle a mi profesora guía. Le agradezco profundamente a la profesora Claudia, por sacar lo mejor de mí y confiar en mis capacidades hasta el final de este proceso. Gracias por todos los cafés y las conversaciones que pudimos compartir. También le agradezco al profesor Rodrigo y al profesor Daniel, por darse el tiempo de escuchar mi trabajo y aportar con sus conocimientos. Finalmente, le agradezco a Alejandro, quién también confió en mis capacidades y me facilitó el apoyo que necesitaba para poder terminar con mi trabajo.

Tabla de Contenido

<i>Índice de tablas</i>	<i>v</i>
<i>Índice de ilustraciones</i>	<i>vi</i>
1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Hipótesis	3
1.3. Objetivos	4
1.3.1. Objetivos generales	4
1.3.2. Objetivos específicos	4
1.4. Alcances	4
1.5. Estructura de la tesis	4
2. Marco teórico	5
2.1. Robustez en los SEP	5
2.1.1. Inercia sistémica.....	5
2.1.2. Niveles de cortocircuito	6
2.2. Efectos de las ERV a la robustez	8
2.2.1. Efectos sobre la inercia sistémica.....	8
2.2.2. Efectos sobre los niveles de cortocircuito	9
2.3. Efectos de las ERV en la estabilidad	10
2.3.1. Estabilidad de frecuencia	12
2.3.2. Estabilidad de tensión	15
2.3.2. Estabilidad desencadenada por convertidores - PLL.....	17
2.4. Soluciones para los problemas de estabilidad en SEP débiles	18
2.4.1. Soluciones para SEP con bajos niveles de inercia.....	18
2.4.2. Soluciones para SEP con bajos niveles de cortocircuito	21
2.4.3. Comentarios finales.....	24
2.5. Condensadores sincrónicos	24
2.5.1. Especificaciones técnicas	25
2.5.2. Aporte inercial de un CS	29
2.5.3. Aporte de corrientes de cortocircuito de un CS.....	31
2.5.4. Reconversión de centrales convencionales a CSs	33
2.5.5. Costos de inversión, operación y mantenimiento	35
2.5.6. Comentarios finales.....	37
2.6. Localización óptima de condensadores sincrónicos	38
2.6.1. Criterios técnicos.....	38
2.6.2. Criterios técnico-económicos	40
2.6.3. Comentarios finales.....	43
3. Análisis Preliminar	44
3.1. Caso de estudio	44
3.2. Análisis del ESCR	45
3.3. Propuesta de indicador – PSCR	48

3.4. Validación dinámica – ESCR y PSCR.....	51
3.5. Comentarios finales	53
4. Metodología.....	55
4.1. Introducción.....	55
4.2. Etapa 1 – Identificación de áreas débiles.....	55
4.3. Etapa 2 – Localización CSs nuevos y/o reconvertidos.....	57
4.4. Etapa 3 – Validación dinámica.....	60
5. Caso de Estudio.....	62
6. Resultados y análisis	64
6.1. Resultados – primera etapa	64
6.2. Resultados - segunda etapa.....	66
6.3. Resultados - tercera etapa.....	72
7. Conclusiones	80
7.1. Trabajo futuro	80
Bibliografía.....	82
8. Anexos	94
Anexo A	94
Listado de barras candidatas	94
Anexo B.....	94
Listado de generadores con posibilidad de reconversión	94
Anexo C	95
Listado de generadores con posibilidad de despacho.....	95
Anexo D	95
Listado de barras del AaR consideradas en la optimización.....	95
Anexo E.....	97
Datos ocupados en el problema de optimización	97
Anexo F.....	98
Detalle solución $\beta = 15\%$	98
Detalle solución $\beta = 25\%$	99
Anexo G	101
Detalle de contingencias – validación dinámica	101
Detalle de simulaciones - validación dinámica	102
Anexo H.....	111
Anexo I.....	112

Índice de tablas

Tabla 2.1: Especificaciones técnicas de los tipos de máquinas sincrónicas en un CS.....	26
Tabla 2.2: Ejemplos de condensadores sincrónicos en el mundo y su aporte a la robustez de los SEP.....	32
Tabla 2.3: Costos asociados a la instalación y operación de un condensador sincrónico.	36
Tabla 2.4: Costos de inversión de SVC, STATCOM y BESS a modo comparativo.....	37
Tabla 3.1: Características del escenario considerado para el SEN en estudio - año 2025.....	44
Tabla 5.1: Características operacionales del <i>MECCTO</i> y <i>PECCTF</i>	62
Tabla 6.1: Costos de inversión y operación de condensadores sincrónicos ocupados en la optimización.....	67
Tabla 6.2: Tiempos de cálculo involucrados en la obtención de soluciones.	69
Tabla 6.3: Centrales participantes del control primario de frecuencia, junto con sus montos de reserva.	75
Tabla 6.4: Comparación de las áreas obtenidas en las envolventes de tensión para los planes <i>PO</i> y <i>PT</i>	78
Tabla 6.5: Comparación de indicadores de frecuencia para los planes <i>PO</i> y <i>PT</i>	79
Tabla 8.1: Listado de barras candidatas para instalar condensadores sincrónicos en la optimización.....	94
Tabla 8.2: Listado de generadores retirados en <i>TF</i> con posibilidad de reconversión a CS.....	94
Tabla 8.3: Listado de generadores fuera de servicio en el <i>PECCCTF</i> con posibilidad de ser despachados.	95
Tabla 8.4: Listado de barras a fortalecer en la optimización.	95
Tabla 8.5: Datos de condensadores sincrónicos.	97
Tabla 8.6: Datos involucrados en la optimización.....	97
Tabla 8.7: Listado de contingencias realizadas en la validación dinámica.....	101
Tabla 8.8: Estimación del parámetro α	112
Tabla 8.9: Barras ISCC con requerimiento de potencia de cortocircuito adicional.....	112
Tabla 8.10: Barras remotas definidas por el CEN para licitar condensadores sincrónicos.	112
Tabla 8.11: Resultados de las licitaciones efectuadas por el CEN para la instalación de condensadores sincrónicos.....	113
Tabla 8.12: Aporte adicional a la potencia de cortocircuito de las barras ISCC - plan $\beta=15\%$	114

Índice de ilustraciones

Figura 2.1 Acoplamiento electromecánico de un generador sincrónico.....	6
Figura 2.2: Ejemplo de la robustez en los SEP: (a) sistema robusto, (b) equivalente de Thévenin.	7
Figura 2.3: ROCOF mínimo alcanzado por el sistema australiano para una contingencia creíble, ante distintos escenarios y niveles de penetración de ERV (extraída de [49]).	9
Figura 2.4: Caídas de tensión ante una falla trifásica en el sistema eléctrico italiano, considerando 3 escenarios (2008, 2017 y 2030) (extraída de [53]).	10
Figura 2.5: Escalas del control de los convertidores en comparación a la respuesta inherente de los GSs y al retardo de sus controles (extraída de [55]).	11
Figura 2.6: Clasificación de estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia (extraída de [5]).	12
Figura 2.7: Respuesta de la frecuencia ante una contingencia crítica para diferentes niveles de TGVCC con capacidad FFR (extraída de [58]).	13
Figura 2.8: Simulación dinámica para la frecuencia de un VSG ante un desbalance de potencia: (a) variando Dp , (b) variando Jp (extraída de [59]).	13
Figura 2.9: Desviación en la frecuencia para el sistema europeo (2018) ante una desconexión de 900MW de generación en la península balcánica (extraída de [62]).	14
Figura 2.10: Caída en la frecuencia tras una contingencia en el norte del SEN, para distintas localizaciones de reservas en las ERV (extraída de [69]).	15
Figura 2.11: Cortocircuito en dos zonas del SEN en el año 2023: (a) zona robusta, (b) zona débil [71].	16
Figura 2.12: Cortocircuito en la zona norte del SEN: (a) tensiones, (b) ángulos rotóricos [71]. .	16
Figura 2.13: Diagrama de control de un SFR-PLL [74].	17
Figura 2.14: Pérdida de sincronismo en convertidor grid-following ante una falla trifásica en bornes (extraída de [75]).	18
Figura 2.15: Resumen y clasificación de estrategias encontradas en la literatura para que las ERV aporten con FFR.	19
Figura 2.16: Respuesta de la frecuencia ante la desconexión de un GS en un SEP de prueba, considerando control FFR en las turbinas eólicas (extraída de [13]).	20
Figura 2.17: Controlador VSG para que una central fotovoltaica aporte con FFR mediante baterías en el enlace DC de los inversores [97].	21
Figura 2.18: Ejemplo de la estructura de control de un STATCOM [100].	22
Figura 2.19: Ejemplo de la estructura de control de un BESS [108].	23
Figura 2.20: Configuración de una instalación típica de condensador sincrónico (sin flywheel) (extraída de [119]).	25
Figura 2.21: Capacidad reactiva de un condensador sincrónico: (a) zona de operación en la curva PQ, (b) curva V-Q de un CS.	27
Figura 2.22: Característica típica de las pérdidas óhmicas en un CS (extraída de [24]).	28
Figura 2.23: Motor pony acoplado al eje de un condensador sincrónico (extraída de [120]).	28
Figura 2.24: Constantes de inercia típicas de un CS, dependiendo del tipo de máquina sincrónica y de la inclusión de un flywheel (extraída de [125]).	29
Figura 2.25: Condensador sincrónico con flywheel del fabricante ABB ($H = 5.63$ seg) (extraída de [119]).	30
Figura 2.26: Niveles de inercia en el sistema eléctrico de Tasmania con y sin CSs (extraída de [128]).	30

Figura 2.27: Niveles de cortocircuito en la subestación George Town de Tasmania, con y sin CSs.	32
Figura 2.28: Reconversión genérica de una máquina hidráulica a condensador sincrónico (extraída de [17]).....	34
Figura 2.29: Reconversión de 3 unidades a carbón en Midwest (USA): (a) método de partida, (b) unidad reconvertida (extraída de [138]).....	35
Figura 2.30: Resultados de las optimizaciones realizadas en [25]: (a) capacidades instaladas en CSs, (b) localización según zonas del SEN 2025.	39
Figura 2.31: Heurística para localizar CSs en base al indicador WSCR [148].....	39
Figura 2.32: Comparación de VANs al localizar CSs vs SVCs (extraída de [34]).	41
Figura 2.33: Respuesta dinámica de la tensión ante una falla en la barra B29: (a) sin CSs (b) con CSs localizados aleatoriamente (c) con CSs localizados óptimamente (extraída de [35]).	42
Figura 3.1: Descripción del caso de estudio – SEN año 2025.	45
Figura 3.2: Ejemplo ilustrativo sobre inconvenientes del ESCR - zona de Atacama.	46
Figura 3.3: Ocurrencia de cortocircuitos trifásicos en 2 barras ubicadas en la zona norte del SEN (Caserones 220 kV y Maitencillo 220 kV).	47
Figura 3.4: Ejemplo ilustrativo sobre inconvenientes del ESCR - Norte Grande.	47
Figura 3.5: Ocurrencia de cortocircuitos trifásicos en 2 barras ubicadas en la zona norte del SEN (Laguna Seca 220 kV y Óxidos 220 kV).	48
Figura 3.6: Ejemplo ilustrativo sobre desempeño del PSCR - zona de Atacama.	50
Figura 3.7: Ejemplo ilustrativo sobre inconvenientes del ESCR - Norte Grande.	50
Figura 3.8: Ilustración de la métrica IDD para medir el desempeño dinámico de la tensión ante la ocurrencia de un cortocircuito.	51
Figura 3.9: Correlaciones entre indicadores: (a) ESCR vs IDD, (b) PSCR vs IDD.	52
Figura 3.10: Respuesta dinámica de la tensión para distintos valores de indicadores: (a) ESCR, (b) PSCR.	53
Figura 3.11: Respuesta dinámica de la tensión posterior al despeje de una falla.	53
Figura 4.1: Diagrama metodológico general de la propuesta.	55
Figura 4.2: Ejemplo ilustrativo del cálculo de variaciones de robustez: (a) mejor escenario en T_0 , (b) peor escenario en TF , (c) variaciones de robustez.	56
Figura 4.3: Diagrama de bloques de la primera etapa de la metodología.	57
Figura 4.4: Diagrama de bloques de la tercera etapa de la metodología.	61
Figura 5.1: Mapa de calor con niveles de cortocircuito - (a) $MECCT_0$ ($T_0=2023$) , (b) $PECCTF$ ($TF=2025$).	63
Figura 6.1: Función de densidad de la disminución en el indicador SCL: SEN 2023 → SEN 2025.	64
Figura 6.2: Áreas identificadas en el SEN (año 2025) mediante variaciones de robustez.	65
Figura 6.3: Barras candidatas del AaR para el despliegue de condensadores sincrónicos – Círculos en rojo: CSs nuevos – Círculos en amarillo: CSs reconvertidos.	66
Figura 6.4: Función de densidad - PSCR en el $MECCT_0$ y $PECCTF$	67
Figura 6.5: Barrido de condiciones iniciales para $\beta = 45\%$	68

Figura 6.6: Valores de la función objetivo y monto instalado en condensadores sincrónicos para distintos valores del parámetro β .	69
Figura 6.7: Resultados de la optimización - SEN 2025 - (a) $\beta = 25\%$ y (b) $\beta = 15\%$.	70
Figura 6.8: Función de densidad - PSCR en el MECCT0, PECCTF y PECCTF con $\beta = 15\%$.	71
Figura 6.9: Mapa de calor con niveles de cortocircuito - (a) MECCT0, (b) PECCTF, (c) PECCTF con $\beta = 15\%$.	71
Figura 6.10: Localización de contingencias - (a) barras de 500kV, (b) barras de 220kV.	72
Figura 6.11: Tensiones en barras de 220 kV en la zona norte del SEN, para una falla trifásica en Kimal 220kV.	73
Figura 6.12: Envoltente de tensiones en AaR - $\beta = 15\%$.	74
Figura 6.13: Frecuencia sistémica del plan $\beta = 15\%$ - desconexión de San Isidro.	75
Figura 6.14: Comparación de localizaciones - SEN 2025 - (a) Plan del operador (PO - 2100 MVar) y (b) Plan Etapa 2 (PT - 1350 MVar).	76
Figura 6.15: Envoltente de tensiones en AaR – Plan PO.	77
Figura 6.16: Frecuencia sistémica del plan PO - desconexión de San Isidro.	78
Figura 6.17: Comparación de costos de inversión entre los planes PO y PT.	79
Figura 8.1: Visualización geográficas de las barras del AaR consideradas en la optimización.	97
Figura 8.2: Condensadores sincrónicos desplegados por la optimización – Barras en azul: condensadores sincrónicos nuevos - Barras en naranja: condensadores sincrónicos reconvertidos.	98
Figura 8.3: Centrales con posibilidad de ser despachadas en la optimización – Barras en azul: centrales convencionales no despachadas – Barras en naranja: centrales convencionales despachadas.	99
Figura 8.4: Condensadores sincrónicos desplegados por la optimización – Barras en azul: condensadores sincrónicos nuevos - Barras en naranja: condensadores sincrónicos reconvertidos.	99
Figura 8.5: Centrales con posibilidad de ser despachadas en la optimización – Barras en azul: centrales convencionales no despachadas – Barras en naranja: centrales convencionales despachadas.	100
Figura 8.6: Contingencia C01 - cortocircuito trifásico en Kimal 500kV.	102
Figura 8.7: Contingencia C02 - cortocircuito trifásico en Los Changos 500kV.	102
Figura 8.8: Contingencia C03 - cortocircuito trifásico en Parinas 500kV.	103
Figura 8.9: Contingencia C04 - cortocircuito trifásico en Cumbre 500kV.	103
Figura 8.10: Contingencia C05 - cortocircuito trifásico en Nueva Cardones 500kV.	104
Figura 8.11: Contingencia C06 - cortocircuito trifásico en Nueva Maitencillo 500kV.	104
Figura 8.12: Contingencia C07 - cortocircuito trifásico en Nueva Pan de Azúcar 500kV.	105
Figura 8.13: Contingencia C08 - cortocircuito trifásico en Polpaico 500kV.	105
Figura 8.14: Contingencia C09 - cortocircuito trifásico en Lo Aguirre 500kV.	106
Figura 8.15: Contingencia C10 - cortocircuito trifásico en Alto Jahuel 500kV.	106
Figura 8.16: Contingencia C11 - cortocircuito trifásico en Charrúa 500kV.	107
Figura 8.17: Contingencia C12 - cortocircuito trifásico en Lagunas 220kV.	107
Figura 8.18: Contingencia C13 - cortocircuito trifásico en Kimal 220kV (C1).	108
Figura 8.19: Contingencia C14 - cortocircuito trifásico en Kimal 220kV (C2).	108

Figura 8.20: Contingencia C15 - cortocircuito trifásico en Kapatur 220kV.	109
Figura 8.21: Contingencia C16 - cortocircuito trifásico en Maitencillo 220kV.	109
Figura 8.22: Contingencia C17 - cortocircuito trifásico en Lo Aguirre 220kV.	110
Figura 8.23: Contingencia C18 - cortocircuito trifásico en Mulchén 220kV.	110
Figura 8.24: Contingencia C19 – desconexión de San Isidro.	111
Figura 8.25: Demanda neta del SEN 2023 ocupada para estimar el parámetro α de la optimización.	111

1. Introducción

1.1. Motivación

En las últimas décadas se ha visto un aumento considerable en la capacidad instalada mundial de energías renovables variables (ERV). En particular, entre los años 2011 y 2021 la capacidad instalada global de parques eólicos y fotovoltaicos aumentó en un factor de 3.5 [1] y 13.5 [2], respectivamente. De hecho, ni los efectos de la pandemia entre los años 2020 y 2021 lograron frenar el crecimiento de las ERV, observándose un aumento del 29% en la capacidad instalada de generación eólica en comparación al año previo a la pandemia. Lo anterior deja al 2020 como el mejor año en la historia para la industria eólica mundial, pese a las adversidades que el virus COVID-19 trajo consigo [1]. Chile no se ha quedado atrás en esta tendencia mundial. Al año 2022, la capacidad instalada total en centrales eólicas a nivel nacional alcanzó el 12.6%, sumado a un 22.8% en centrales fotovoltaicas [3]. Lo anterior viene fuertemente impulsado por políticas gubernamentales que, en línea con los compromisos internacionales adquiridos en la COP 21, buscan alcanzar un 60% de generación en base a tecnologías ERV el año 2035, y un 70% el 2050 [4].

Si bien el aumento de unidades ERV implica una serie de beneficios para el medio ambiente, también trae consigo grandes desafíos técnicos relacionados con la robustez y estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia (SEP) [5]. En primer lugar, el reemplazo de la generación sincrónica convencional por generación asincrónica basada en convertidores de potencia lleva a una disminución de la inercia de los SEP [6]. Valores bajos de inercia sistémica implican que los sistemas quedan expuestos a mayores desviaciones de frecuencia ante desbalances entre carga y generación [7]. Por otro lado, dado que los generadores sincrónicos (GSs) son las principales fuentes de corrientes de cortocircuito en los SEP, su continuo reemplazo por tecnologías ERV conduce a una reducción en la robustez del área donde se conectan dichas tecnologías [8]. La disminución en los niveles de cortocircuito de los SEP trae consigo mayores sensibilidades de la tensión ante cambios en los flujos de potencia, con los efectos pertinentes en la estabilidad de los SEP [9].

La creciente disminución en la robustez de los SEP se debe, principalmente, a las características técnicas de las ERV, sumado a diversos aspectos de control producto del uso de convertidores de potencia. En efecto, las ERV carecen de respuesta inercial natural [6]. Por un lado, los generadores eólicos conectados por medio de convertidores no pueden aportar con la energía cinética almacenada en sus partes rotatorias, pues el convertidor desacopla total (o parcialmente) la frecuencia del generador de la frecuencia de la red [10]. Por otro lado, en el caso de los paneles fotovoltaicos, estos carecen de masas giratorias, por lo cual no tienen respuesta inercial. Es más, los convertidores de potencia cuentan con diversas limitaciones térmicas que les impiden soportar grandes sobrecargas o inyectar altos niveles de corriente [11]. Con ello, los aportes de corrientes de cortocircuito de un convertidor son considerablemente más bajos que los

de una máquina sincrónica [8]. Valores bajos de inercia y menores niveles de cortocircuito implican sistemas débiles y con mayor riesgo de inestabilidad [5].

La falta de respuesta inercial en las centrales ERV se puede contrarrestar mediante la integración de sistemas de almacenamiento de energía o mediante la implementación de controladores adicionales en las ERV [7]. Si bien las ERV normalmente no se operan para realizar control de frecuencia, la incorporación de un lazo de control adicional permite que estas centrales proporcionen respuesta rápida de frecuencia (FFR) durante desbalances, apoyando así la estabilidad de los sistemas de potencia. Si no existe almacenamiento, la capacidad FFR en las ERV requiere que las unidades operen en modo deload, es decir, en lugar de inyectar toda la potencia disponible, las ERV suministran solo un porcentaje de esta, lo que significa que operan en un punto sub-óptimo (fuera del MPP). El margen deload suele estar restringido a menos del 20% de la capacidad nominal de la central, pero puede diferir de un sistema a otro, dependiendo de las regulaciones e incentivos económicos existentes [12]. Si bien las plantas eólicas pueden proporcionar FFR sin operar en modo deload mediante el uso de la energía cinética almacenada en sus partes giratorias, la recuperación de la frecuencia posterior a la falla puede ser compleja [13].

En cuanto a niveles de cortocircuito bajos, una de las soluciones más simples consiste en reducir la potencia despachada de las centrales ERV [9]. No obstante, esta medida solo debe usarse como una solución provisoria para evitar comportamientos inestables hasta que se desarrollen soluciones de largo plazo. Otra opción es aumentar la capacidad de transmisión y el nivel de enmallamiento de la red. Sin embargo, esta solución es costosa e involucra plazos extensos de puesta en servicio [14]. Otra medida común consiste en incorporar equipos adicionales en áreas débiles de los SEP para mejorar, de forma local, la robustez de los sistemas de potencia. En este sentido, existen varios dispositivos FACTS que pueden servir para dichos efectos, entre los cuales se incluyen equipos SVC y STATCOM [11]. No obstante, el aporte de corrientes de cortocircuito de estos dispositivos también es limitado, sumado al riesgo de que surjan interacciones inestables entre los lazos de control rápido de estos equipos y las ERV [9]. Adicionalmente, estos equipos no tienen masas rotatorias, por lo cual su aporte inercial es nulo [15].

En los últimos años ha tomado bastante interés el uso de condensadores sincrónicos (CSs) como una posible solución a los problemas de robustez en SEP débiles. Estos equipos corresponden a máquinas sincrónicas cuyo rotor se encuentra girando sin una carga o fuerza motriz acoplada [16]. Por lo tanto, un CS no es más que un generador o motor sincrónico operando con un factor de potencia nulo [17]. De esta forma, además de aportar con respuesta inercial, en los CS es posible controlar la excitatriz para modificar el flujo de reactivos desde y hacia la red a la cual se conecta [18] [19]. Por lo tanto, incorporar condensadores sincrónicos en los SEP débiles presenta grandes ventajas. En primer lugar, como los CSs son, en esencia, máquinas rotatorias, pueden aportar con la inercia que los convertidores no poseen [20]. De hecho, Statkraft consolidó junto con ABB un proyecto en Reino Unido que involucra la instalación de dos condensadores sincrónicos de alto aporte inercial el año 2022 [21]. Para ello, el extremo de cada uno de estos CSs se acopla a un volante de inercia, el cual les permite aumentar su constante de inercia en un factor de hasta cuatro o cinco, dependiendo del equipo [22] [23]. Además, los CSs son capaces de proporcionar altas corrientes de cortocircuito [19] [24], lo cual implica una ventaja significativa en comparación a sus contrapartes estáticas (SVC, STATCOM y BESS). De hecho, las ventajas

de los CSs en términos de robustez llevó a que en septiembre de 2022, el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) publicara un estudio sobre localización óptima de CSs para el sistema eléctrico chileno (SEN) [25] [26]. No obstante, dicho estudio no aborda aspectos económicos relacionados a la instalación y operación de los CSs, por lo que la solución obtenida podría no ser óptima desde la perspectiva económica.

Pese a que el uso de condensadores sincrónicos se presenta como una solución prometedora para los problemas de robustez en SEP con alta penetración de ERV, existen varios desafíos asociados a su implementación. Por una parte, la instalación de estos equipos involucra altos costos de inversión [27] [28]. Lo anterior se complejiza aún más si se considera que las centrales convencionales fuera de servicio pueden ser reconvertidas a condensadores sincrónicos [29] [30]. En particular, los costos de inversión asociados a instalar CSs nuevos y reconvertidos difieren considerablemente [31]. Además, la localización de estos equipos dentro de un sistema de potencia es fundamental. Por una parte, el problema de robustez es, en esencia, local [9]. Por otro lado, varios estudios y experiencias prácticas han demostrado que la distribución de la inercia en los SEP es de suma importancia en caso de alta penetración de ERV. Con ello, la estabilidad de los SEP no solo dependerá de la inercia total, sino que también de su distribución espacial en la red [32].

En términos de localización óptima de condensadores sincrónicos, si bien existen varios trabajos que abordan el problema desde diversas perspectivas [33] [34] [35], la mayoría de ellos ocupan indicadores de robustez no válidos en SEP con alta penetración de ERV y utilizan sistemas de prueba pequeños. En este contexto, en el presente trabajo se propone una metodología para localizar de manera óptima condensadores sincrónicos en SEP de baja inercia con altos niveles de ERV. La optimización se realiza minimizando los costos del sistema y considerando restricciones de estabilidad en términos de robustez. Como caso de estudio se utiliza el sistema eléctrico chileno (SEN).

1.2. Hipótesis

1. El uso de indicadores de robustez que consideren el aporte de los condensadores sincrónicos en fortalecer redes débiles posibilita localizar estos equipos eficientemente.
2. La localización de condensadores sincrónicos en un SEP débil es de suma relevancia para lograr una respuesta transitoria estable tras la ocurrencia de una falla.
3. La reconversión de centrales convencionales a condensador sincrónico permite disminuir considerablemente los costos de inversión asociados a fortalecer redes débiles, sin comprometer la estabilidad de la red.
4. El despliegue de condensadores sincrónicos en SEP débiles permite disminuir los riesgos asociados a inestabilidades por bajos niveles de inercia y/o cortocircuito.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivos generales

El objetivo general de la presente tesis consiste en desarrollar una herramienta que permita localizar, de manera óptima, condensadores sincrónicos en SEP débiles, considerando criterios técnicos, económicos y de robustez.

1.3.2. Objetivos específicos

1. Formular una herramienta que permita localizar condensadores sincrónicos en SEP débiles, considerando indicadores de robustez novedosos que incluyan el aporte de estos equipos en el fortalecimiento de redes débiles.
2. Aplicar la herramienta propuesta en el sistema eléctrico chileno proyectado al año 2025.
3. Estudiar el desempeño dinámico del sistema eléctrico chileno proyectado al año 2025, considerando el plan de inversión obtenido producto de aplicar la metodología.

1.4. Alcances

El foco de esta tesis se enmarca en la robustez de los sistemas eléctricos de potencia, por lo que solamente se estudiarán indicadores y contingencias que tengan relación con el nivel de cortocircuito en una barra o con el nivel de inercia de un SEP. Por lo tanto, el presente trabajo no aborda la estabilidad de ángulo de los SEP débiles. Finalmente, el trabajo se centra en la localización de condensadores sincrónicos, por lo que se dejan de lado otras alternativas como SVC, STATCOM o BESS.

1.5. Estructura de la tesis

La presente tesis inicia con un marco teórico centrado en la definición de robustez en los sistemas eléctricos de potencia, en conjunto con el aporte de los condensadores sincrónicos en el fortalecimiento de redes débiles. Luego, la tesis continua con un análisis preliminar, el cual busca estudiar indicadores de robustez existentes y explorar nuevos indicadores que consideren el aporte a la robustez de los condensadores sincrónicos. A continuación, la tesis presenta un desarrollo metodológico que busca localizar condensadores sincrónicos en SEP débiles, por medio de la resolución de un problema de optimización planteado sobre la matriz de admitancias del SEP en estudio. Finalmente, se presentan los resultados de aplicar la metodología sobre el sistema eléctrico chileno proyectado al año 2025. La tesis finaliza con las principales conclusiones y análisis obtenidos producto de aplicar la herramienta en el SEN.

2. Marco teórico

El presente capítulo parte explicando el concepto de robustez en los SEP. Con este fin, se considera el nivel de cortocircuito en las barras de un sistema, así como también el concepto de inercia sistémica. Luego, se estudian los efectos de las ERV sobre la robustez de los SEP. Posteriormente, se abordan los efectos de las ERV sobre la estabilidad de frecuencia, tensión y del PLL en los SEP. Luego, se presentan diversas soluciones a los problemas robustez en SEP dominados por convertidores incluyendo condensadores sincrónicos. El capítulo finaliza con una revisión de las metodologías que se han propuesto para localizar condensadores sincrónicos en SEP.

2.1. Robustez en los SEP

La robustez es un concepto ampliamente utilizado para caracterizar el desempeño dinámico de un SEP bajo cualquier condición de operación. Este término entrega una idea general sobre el desempeño de un sistema de potencia ante contingencias o fallas. La robustez se define como la sensibilidad que tienen las tensiones y la frecuencia de un SEP ante cambios en los flujos de potencia dentro de la red [36] [37] [38]. Por lo tanto, un SEP robusto hace referencia a un sistema que es capaz de mantenerse estable ante diversas contingencias, puesto que sus variables de estado presentan menores cambios ante perturbaciones [16]. De hecho, un sistema robusto permite tener un mayor margen de tiempo para tomar medidas de control, evitando así la desconexión sistemática de diversos equipos o cargas conectadas al SEP [11]. Además, si se considera que los equipos conectados a un SEP deben operar con rangos acotados de tensión y frecuencia, es preferible que estos se conecten a un sistema robusto [19]. Lo anterior evita posibles daños en los equipos, aumentando así su vida útil.

Tradicionalmente, los principales parámetros que determinan la robustez de los SEP son la inercia sistémica y los niveles de cortocircuito. La inercia sistémica tiene relación con la sensibilidad de la frecuencia en un SEP ante cambios en el balance de potencia activa dentro de este [6]. De forma análoga, el nivel de cortocircuito en una barra de un SEP determina la sensibilidad de la tensión en dicha barra ante cambios en los flujos de potencia [9]. En las próximas subsecciones se estudian brevemente ambos indicadores de robustez.

2.1.1. Inercia sistémica

A nivel general, la inercia es definida como la resistencia de un objeto ante cualquier cambio en su estado de movimiento. Extrapolando esta definición a los SEP, la inercia de un SEP corresponde a la oposición que presentan las máquinas rotatorias del sistema a cambiar su velocidad de giro, producto de desbalances de potencia activa [39]. Lo anterior es posible debido al acoplamiento electromecánico que existe entre las máquinas sincrónicas y la red [16]. Para

entender lo anterior, considere la Figura 2.1. La figura muestra un generador sincrónico (GS) conectado a un sistema de transmisión como una gran masa con 2 torques opuestos. El torque mecánico T_m busca acelerar el giro del rotor, mientras que el torque eléctrico T_e intenta frenarlo. Ante cualquier desbalance de torques, la inercia del generador buscará oponerse a los cambios en la velocidad de giro del rotor [40].

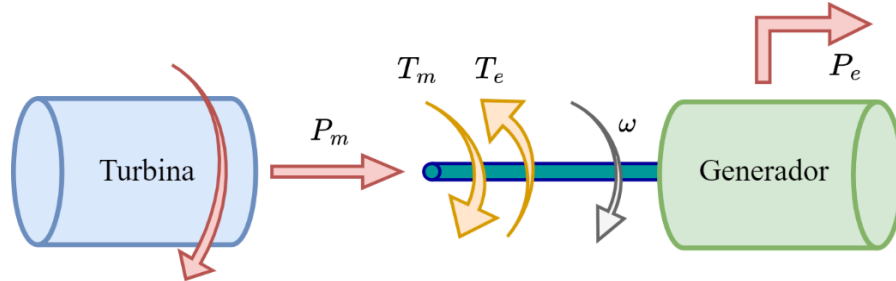


Figura 2.1 Acoplamiento electromecánico de un generador sincrónico.

La ecuación que gobierna al sistema de la Figura 2.1 corresponde a la ecuación del swing. Esta expresión se muestra en la ecuación 2.1, donde J_i es el momento de inercia de la máquina, $\omega_i(t)$ la velocidad de giro del rotor, T_{mi} el torque mecánico y T_{ei} el torque eléctrico. De la ecuación es claro que mientras más grande sea la inercia de una máquina sincrónica, más lento será el cambio en la velocidad de giro del rotor y, por lo tanto, de la frecuencia de la red [39]. De hecho, es posible deducir una expresión sistémica para la ecuación del swing por medio de la ecuación 2.2. En ella, M es el momento angular total del sistema en estudio, es decir, considerando la inercia de todas las máquinas sincrónicas presentes en un SEP [6]. Además, P_m y P_e corresponden a la suma de todas las potencias eléctricas y mecánicas de los GSs en por unidad. Claramente, una mayor inercia sistémica implica menores variaciones de frecuencia ante un desbalance de potencia.

$$J_i \dot{\omega}_i(t) = T_{mi} - T_{ei} \quad (2.1)$$

$$M \dot{\omega}(t) = P_m - P_e \quad (2.2)$$

La respuesta inercial de las máquinas sincrónicas influye tanto en el control de frecuencia en estado estacionario, como en la estabilidad de frecuencia durante desbalances de carga [41]. En régimen permanente, la inercia de las máquinas sincrónicas se opone a pequeños cambios en la demanda de los SEP. Durante desbalances significativos de carga y generación, la inercia ralentiza la tasa de caída de la frecuencia (ROCOF) durante los primeros segundos después de la falla [32]. De esta forma, una mayor inercia permite tener un mayor margen de tiempo para tomar acciones de control ante una contingencia, puesto que la dinámica de la frecuencia será más lenta [5]. Luego, altos valores de inercia sistémica resultan fundamental para evitar la activación de los esquemas de desconexión automáticos de carga (EDAC), y posibles inestabilidades de frecuencia [42].

2.1.2. Niveles de cortocircuito

El nivel de cortocircuito en una barra es un indicador típico de la robustez en un sistema de potencia en dicha barra. Una barra con un alto nivel de cortocircuito se caracteriza por ser una

barra robusta, lo cual conlleva a que los valores de tensión en dicha barra no se desviarán significativamente ante perturbaciones [43]. Por lo tanto, niveles de cortocircuito mayores implican un mejor desempeño dinámico de un SEP ante contingencias, puesto que las tensiones de las barras cambiarán en menor medida [44]. Además, altos niveles de cortocircuito simplifican las acciones de control que se deben tomar para poder recuperar las consignas de tensión en un SEP [11].

Para aumentar los niveles de cortocircuito en un SEP se debe disminuir la impedancia equivalente de Thévenin X_{th} vista desde cada barra u operar con un mayor número de máquinas síncronas [9]. En el primer caso, los SEPs con baja X_{th} poseen tensiones con una menor sensibilidad ante cambios en los reactivos en la red [43]. En el segundo caso, como las máquinas síncronas corresponden a las principales fuentes de corrientes de cortocircuito en los sistemas de potencia, un mayor número de estas máquinas en operación aumenta la robustez de los mismos [45]. La Figura 2.2(a) ilustra un sistema de potencia robusto, altamente enmallado y con varias máquinas síncronas en operación. La Figura 2.2(b) muestra el equivalente de Thévenin del SEP presentado en la Figura 2.2(a), visto desde una red externa. Mientras menor sea la reactancia equivalente X_{th} del SEP vista desde una barra, más rígida será la tensión en dicho nodo [36].

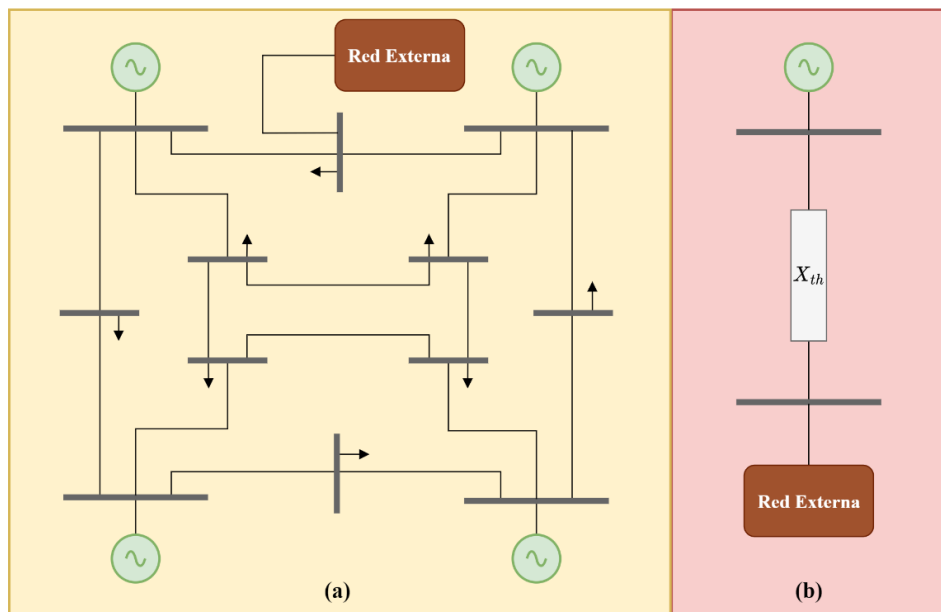


Figura 2.2: Ejemplo de la robustez en los SEP: (a) sistema robusto, (b) equivalente de Thévenin.

Para entender de mejor forma el efecto que tiene el nivel de cortocircuito sobre las tensiones de un SEP, resulta conveniente comprender los factores de influencia. Estos factores corresponden a la sensibilidad que tiene la potencia activa y reactiva ante cambios en la tensión de una barra [40]. Si se considera un SEP básico compuesto por un GS, una impedancia de red y una carga, es posible demostrar que la sensibilidad de V ante cambios en Q está dada por la ecuación (2.3). Como se observa, un menor X_{th} implica que la tensión de una barra cambiará en menor medida ante variaciones en el flujo de potencia reactiva de dicho nodo [9]. La ecuación (2.4) muestra la corriente de cortocircuito de un SEP en función de X_{th} . Como se observa, un menor

valor de X_{th} aumenta las corrientes de cortocircuito de los SEP, mejorando la robustez de estos sistemas [36].

$$\partial V \approx -X_{th} \cdot \partial Q \quad (2.3)$$

$$I_{cc} \approx 1/X_{th} \quad (2.4)$$

Las máquinas sincrónicas son las principales fuentes de corrientes de cortocircuito en los SEP, pudiendo soportar hasta nueve veces su corriente nominal durante fallas [45]. Usualmente, los aportes de corrientes de cortocircuito de una máquina sincrónica suelen encontrarse entre 3 y 6 veces su corriente nominal [8]. Dado lo anterior, las áreas cercanas a GSs suelen tener altos niveles de cortocircuito, mientras que las áreas con niveles bajos de cortocircuito suelen estar alejados de los centros de generación [11]. En resumen, sistemas de potencia robustos, altamente enmallados y con un gran número de máquinas sincrónicas poseen tensiones robustas, que varían poco ante perturbaciones y son capaces de mantenerse estables ante contingencias.

2.2. Efectos de las ERV a la robustez

El continuo reemplazo de la generación convencional por ERVs trae consigo una serie de desafíos técnicos para la operación de los SEP [46]. Dado que las ERV se conectan por medio de convertidores de potencia, la respuesta dinámica de estas tecnologías está gobernada por los lazos de control del convertidor y no por las propiedades físicas del mismo [5]. Lo anterior contrasta con los GSs convencionales en cuyo caso la respuesta dinámica depende principalmente de los parámetros de la máquina [39] [45].

La masiva incorporación de tecnologías ERV a los SEP trae consigo una disminución de los niveles de cortocircuito e inercia sistémica [6] [9]. Bajos niveles de cortocircuito conllevan a mayores sensibilidades de la tensión con respecto a los flujos de potencia por la red [43]. Análogamente, bajos niveles de inercia sistémica implican mayores desviaciones de la frecuencia ante desbalances de carga y generación [47]. En conjunto, la disminución de la robustez en los SEP puede comprometer seriamente la estabilidad de estos sistemas. A continuación, se procede a estudiar, en detalle, los efectos que tiene la incorporación de centrales ERV en la inercia sistémica y los niveles de cortocircuito de los SEP.

2.2.1. Efectos sobre la inercia sistémica

La principal diferencia que existe entre los GSs y las ERV radica en que estas últimas no aportan con inercia natural a los SEP [7]. Por un lado, los generadores eólicos conectados por medio de convertidores no pueden aportar con la energía cinética almacenada en sus partes rotatorias, pues el convertidor desacopla total (o parcialmente) la frecuencia del generador de la frecuencia de la red [10]. Por otro lado, en el caso de los paneles fotovoltaicos, estos carecen de masas giratorias, por lo cual no pueden aportar con inercia al resto de la red. La falta de respuesta

inercial de los convertidores de potencia conlleva a una disminución progresiva en la inercia sistémica de los SEP con altos niveles de ERV [48]. Una disminución en la inercia implica una reducción de la robustez de los SEP, con lo cual aumenta el riesgo de comportamientos inestables de la frecuencia.

Valores bajos de inercia aceleran la tasa de cambio de la frecuencia inmediatamente después de ocurrida una falla, aumentando el punto mínimo de la frecuencia [47]. La Figura 2.3 muestra los valores alcanzados por el ROCOF del sistema australiano tras una contingencia para distintos niveles de penetración de ERV [49]. Como se observa, cuando las ERV cubren más del 70% de la demanda, la frecuencia decae con una tasa notoriamente mayor. Esto puede empeorar en sistemas pequeños, donde los niveles de inercia sistémica ya son bajos incluso sin ERV [50]. Mayores caídas de frecuencia y ROCOF más pronunciados aceleran la dinámica de la frecuencia, complejizando las acciones de control que el operador debe llevar a cabo [6]. Lo anterior puede resultar en activaciones más frecuentes de esquemas EDAC o EDAG, comprometiendo no solo el suministro de energía a la población, sino también la estabilidad de frecuencia de los SEP.

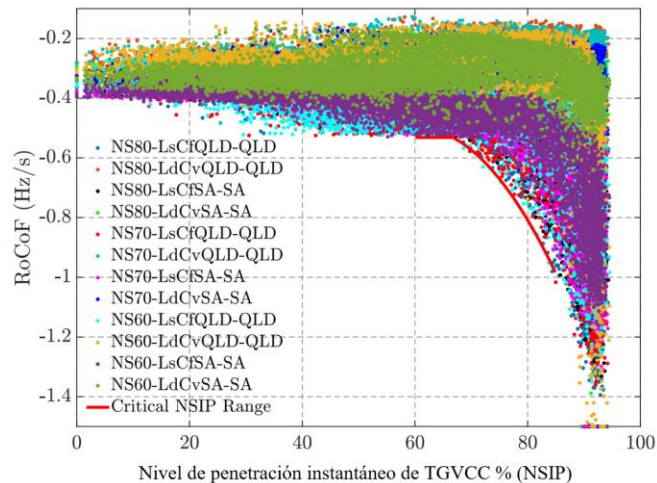


Figura 2.3: ROCOF mínimo alcanzado por el sistema australiano para una contingencia creíble, ante distintos escenarios y niveles de penetración de ERV (extraída de [49]).

2.2.2. Efectos sobre los niveles de cortocircuito

Los convertidores poseen límites térmicos asociados a sus dispositivos semiconductores, los cuales restringen la corriente que pueden aportar a valores entre 1.0 y 1.2 veces su corriente nominal [8] [11] [45]. Esta es una de las principales diferencias con las máquinas sincrónicas, las cuales pueden aportar entre 3 a 6 veces su corriente nominal (incluso 9 veces en algunos casos). De esta forma, la incorporación masiva de unidades ERV en los SEP conlleva a una disminución en los niveles de cortocircuito [51]. Bajos niveles de cortocircuito reducen la robustez de los SEP, en especial en las zonas cercanas a centros de generación ERV [11].

En los SEP con bajos niveles de cortocircuito, aumenta la sensibilidad de la tensión con respecto al flujo de potencia reactiva en la red [9] [46]. Lo anterior implica que la tensión de las

barras cambiará significativamente incluso ante pequeños cambios en los reactivos consumidos o demandados por dicho nodo. Esto no solo dificulta la regulación de tensión en régimen permanente, sino que además podría complicar la operación de unidades ERV en modo grid-following, debido a la falta de una tensión robusta en el PCC que los convertidores puedan “seguir” [52], [48].

Otro aspecto que se debe considerar en SEP con bajos niveles de cortocircuito consiste en el comportamiento dinámico de la tensión durante fallas. Las áreas débiles de los SEP son propensas a experimentar caídas de tensión significativas durante cortocircuitos [48] aumentando el riesgo de colapsos e inestabilidades de tensión [43]. Por ejemplo, en la Figura 2.4 se muestra la caída en la tensión para distintas barras del sistema eléctrico italiano, considerando 3 escenarios (2008, 2017 y 2030) [53]. Para el escenario del año 2008, se tiene una baja penetración de convertidores, sumando un total de 3.950 MW de capacidad instalada en ERV. En contraste, para el año 2030 se tiene una gran penetración de convertidores, alcanzando los 62.200 MW de capacidad instalada en ERV. Como se observa, la tensión puede llegar a tener caídas de un 20% más severas hacia el año 2030, en comparación con las caídas de tensión experimentadas en el año 2008.

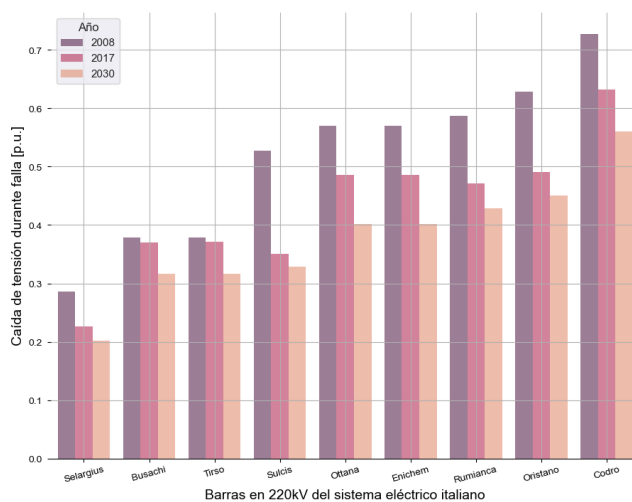


Figura 2.4: Caídas de tensión ante una falla trifásica en el sistema eléctrico italiano, considerando 3 escenarios (2008, 2017 y 2030) (extraída de [53]).

En conclusión, la penetración masiva de tecnologías ERV en los SEP disminuye los niveles de cortocircuito, comprometiendo la estabilidad de estos sistemas.

2.3. Efectos de las ERV en la estabilidad

La definición de estabilidad en los SEP se formuló en el año 2004 por un grupo de trabajo compuesto por el *IEEE Power System Dynamic Performance Committee* y el *CIGRE Study Committee 38* [54]. Si bien la introducción masiva de tecnologías ERV en los sistemas de potencia no ha cambiado la definición de estabilidad, existen diferencias importantes en el comportamiento dinámico de los SEP dominados por máquinas sincrónicas y los dominados por ERV. Lo anterior

se debe principalmente a las dinámicas rápidas de los convertidores de potencia, las cuales son mucho más rápidas que las dinámicas electromecánicas “lentas” de los SEP convencionales [39]. Además, el desempeño dinámico de los convertidores durante contingencias depende fuertemente de su sistema de control.

La Figura 2.5 muestra las distintas escalas temporales en las que responden los componentes de un SEP tras una contingencia. De la figura se ve que la respuesta de los sistemas de control de las ERV se ubica en la ventana electromagnética, abarcando desde los micro a los milisegundos [55], es decir, en un intervalo mucho más rápido que la clásica ventana electromecánica de los SEP convencionales. De esta forma, a medida que el nivel de penetración de las centrales ERV aumenta, la respuesta dinámica de los SEP comienza a depender cada vez más de convertidores de potencia de respuesta rápida, volviendo la respuesta del sistema mucho más rápida. SEP rápidos no son sólo más difíciles de controlar y operar, sino que también son más propensos a experimentar interacciones dinámicas rápidas (muchas veces inestables) [6] [7]. Dichas interacciones se pueden producir debido al acoplamiento dinámico entre los convertidores y el resto de la red, o entre controladores de unidades ERV eléctricamente cercanas [9].

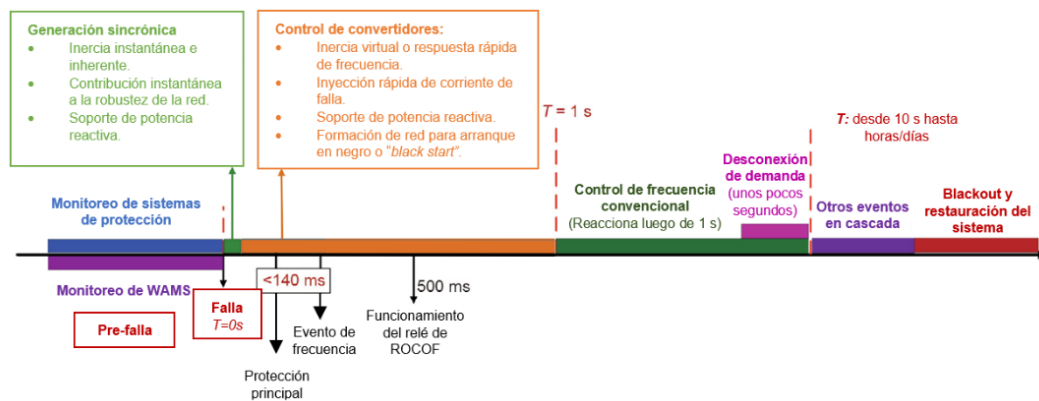


Figura 2.5: Escalas del control de los convertidores en comparación a la respuesta inherente de los GSs y al retardo de sus controles (extraída de [55]).

En el contexto anterior, en el año 2021 se extendió la clasificación de estabilidad del 2004 para abarcar también las ventanas de tiempo más rápidas, típicas de las ERV [5]. La nueva clasificación de estabilidad incluye 2 nuevas ramas: estabilidad de resonancia y estabilidad impulsada por convertidores. En la Figura 2.6 se presenta el diagrama ampliado con la clasificación de estabilidad en SEP con altos niveles de convertidores. Dado que el foco del presente trabajo se centra en la robustez de los SEP con alta penetración de ERV, a continuación, se analizan los efectos de las ERV en la estabilidad de frecuencia, de tensión, y la estabilidad del PLL (también conocida como “*weak system stability*” [5]) ubicada en la nueva rama “estabilidad impulsada por convertidores”.

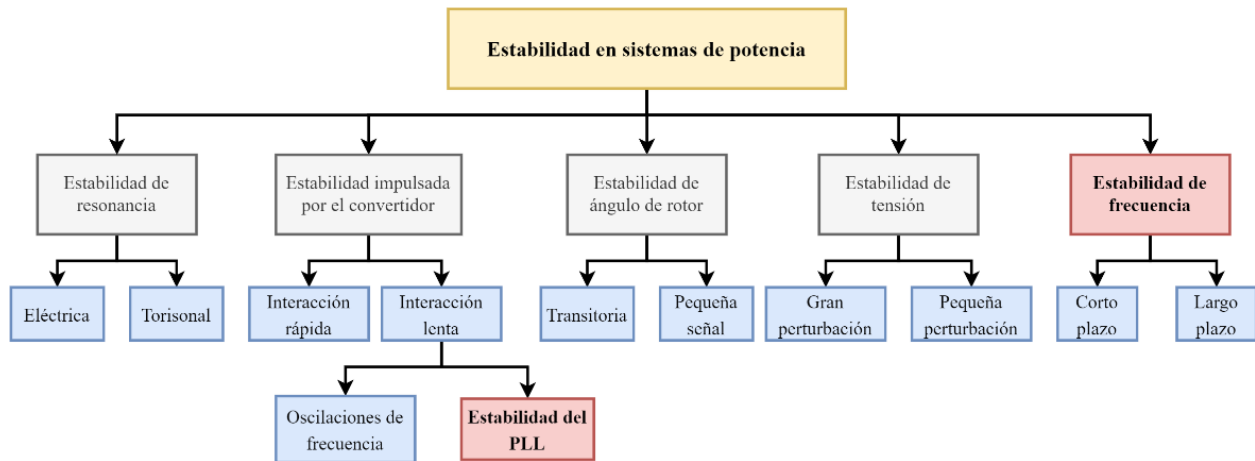


Figura 2.6: Clasificación de estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia (extraída de [5]).

2.3.1. Estabilidad de frecuencia

Uno de los primeros efectos que tienen las ERV sobre la estabilidad de frecuencia de los SEP consiste en que la frecuencia caerá con una mayor tasa de cambio (ROCOF) ante contingencias [49]. Una mayor tasa de cambio en la frecuencia implica que la dinámica de esta variable se vuelve más rápida, sumado a que la máxima desviación de frecuencia aumenta. Lo anterior aumenta el riesgo de activación de los EDAC/EDAG en SEP. Si bien la incorporación de un lazo de control adicional para que las ERV proporcionen una respuesta de frecuencia rápida durante desbalances de potencia puede mejorar la respuesta dinámica de la frecuencia [13] [47] [56], se deben tener en cuenta varios aspectos. Por una parte, a diferencia de la respuesta inercial de los GS convencionales, la FFR de las centrales ERV no es instantánea, sino que tiene asociado un retardo debido al procesamiento de señales en los controladores [55]. Este retardo, si bien es pequeño (del orden de los 40 ms [57]), implica que los primeros instantes después de ocurrida una contingencia podrían no estar bien cubiertos por el control de los convertidores.

Otro efecto que tienen las ERV sobre la estabilidad de frecuencia, es que el comportamiento de la frecuencia post-contingencia en sistemas dominados por convertidores es completamente distinto al que se presenta en un SEP convencional [6]. Para ilustrar lo anterior, en [58] se estudia el comportamiento de la frecuencia en el SEN para distintos niveles de penetración ERV (ver Figura 2.7). Los autores concluyen que a medida que aumentan las ERV con capacidad de FFR, la frecuencia empieza a presentar dinámicas cada vez más rápidas. De esta forma, una incorporación masiva de unidades ERV lleva a que los SEP tengan dinámicas mucho más rápidas y que sean más difíciles de controlar. En este contexto la sintonización de los parámetros de control de los convertidores se vuelve clave, pues puede influir fuertemente en la estabilidad [5]. De hecho, el estudio [59] muestra que un SEP puede presentar respuestas inestables si no se ajustan correctamente los parámetros de control de los convertidores.

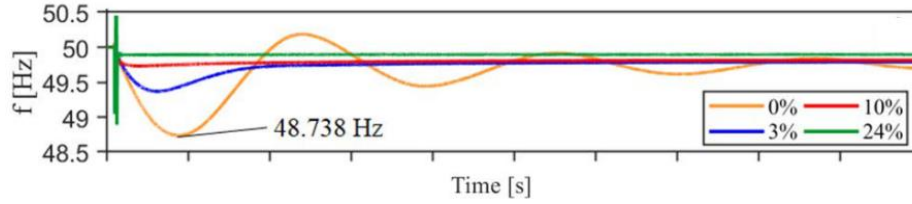


Figura 2.7: Respuesta de la frecuencia ante una contingencia crítica para diferentes niveles de TGVCC con capacidad FFR (extraída de [58]).

Los autores de [59] investigan el efecto que tienen los parámetros de control asociados a la FFR de un convertidor de potencia sobre la estabilidad de frecuencia de un SEP. Concretamente, para un convertidor con FFR, se estudian los valores críticos que pueden adoptar los parámetros inercia virtual (J_p) y amortiguamiento virtual (D_p) de forma de mantener la estabilidad de frecuencia del SEP. El sistema estudiado corresponde a un convertidor conectado a una barra infinita. La Figura 2.8 muestra el comportamiento dinámico de la frecuencia ante un desbalance de potencia, considerando diversos valores en los parámetros J_p y D_p del convertidor. De la Figura 2.8(a) se ve que existe una cota mínima para D_p tal que el sistema sea estable. De forma análoga, la Figura 2.8(b) muestra que existe una cota máxima para J_p con tal de mantener la estabilidad de frecuencia del SEP en estudio. Con lo anterior, se confirma que la sintonización de los parámetros de control de los convertidores es de vital importancia para mantener la estabilidad de SEP rápidos y débiles. Trabajos con conclusiones similares se encuentran en [60] [61].

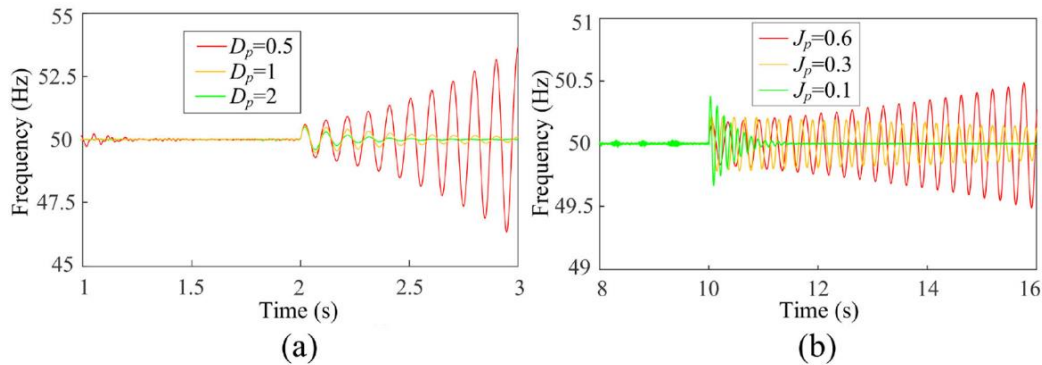


Figura 2.8: Simulación dinámica para la frecuencia de un VSG ante un desbalance de potencia: (a) variando D_p , (b) variando J_p (extraída de [59]).

Otro aspecto que debe tenerse en cuenta es que los centros de generación ERV suelen concentrarse en determinadas zonas de los SEP (debido a la ubicación de los recursos eólicos y solares). Luego, a medida que las ERV abastecen una mayor parte de la demanda, la inercia de los SEP deja de tener una distribución homogénea a lo largo de la red [6]. En efecto, áreas de un SEP con gran cantidad de máquinas sincrónicas en operación poseen una alta inercia, mientras que las áreas con un alto despacho de unidades ERV poseen bajos niveles de inercia [62]. Análogamente, las horas del día con un alto despacho de unidades ERV tendrán una menor inercia [63] [64]. La distribución heterogénea de la inercia produce efectos directos sobre la estabilidad de frecuencia de los SEP. Particularmente, la frecuencia deja de presentar dinámicas similares a lo largo de las

barras de un SEP, con lo cual su comportamiento pasa a depender de la distribución espacio-temporal que tenga la inercia en un sistema [65]. Diferentes estudios han mostrado que la frecuencia de una zona con baja inercia presentará mayores oscilaciones ante contingencias, sobre todo si la falla se produce en dicha zona [66].

Con el fin de ejemplificar los efectos que tiene una distribución no homogénea de la inercia en los SEP, la Figura 2.9 muestra la frecuencia en el sistema eléctrico europeo (año 2018) ante la desconexión de 900 MW de generación en Grecia [62]. El sistema europeo posee una distribución heterogénea de la inercia rotatoria. En particular, España y Grecia se caracterizan por tener bajos valores de inercia, mientras que Francia, Italia y Alemania poseen valores altos. Como se observa de la Figura 2.9, una perturbación en Grecia produce fuertes oscilaciones en la frecuencia de las zonas de baja inercia (Balcanes y España). Por el contrario, en las zonas con alta inercia (Francia) la frecuencia muestra menores oscilaciones. De hecho, los autores de [62] demuestran que una perturbación en una zona con alta inercia tiene efectos meramente locales, puesto que la inercia de las máquinas sincrónicas es capaz de contener las oscilaciones en la frecuencia del sistema. Trabajos similares se pueden encontrar en [67] [68].

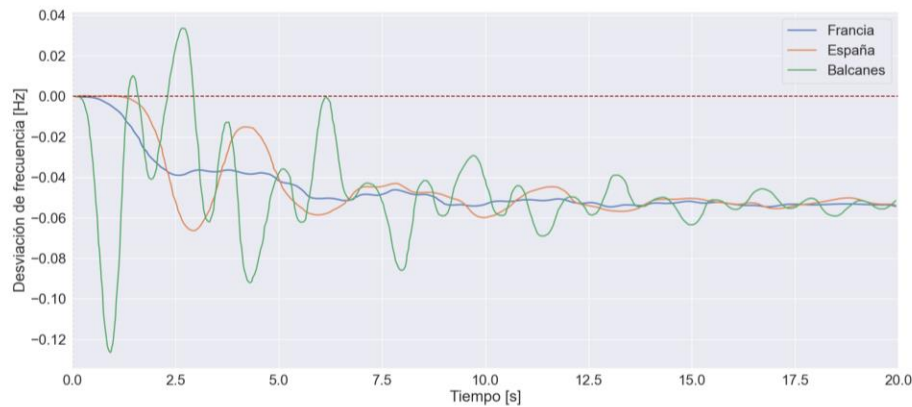


Figura 2.9: Desviación en la frecuencia para el sistema europeo (2018) ante una desconexión de 900MW de generación en la península balcánica (extraída de [62]).

Si se observa con detención la Figura 2.9, se deduce que la respuesta dinámica de la frecuencia posee 2 componentes: una que depende de la frecuencia en el centro de inercia de un SEP, y otra componente de naturaleza oscilatoria. Lo anterior se corrobora en [66], puesto que los autores deducen una expresión analítica para modelar el comportamiento de la frecuencia post-contingencia en zonas de baja y alta inercia. La expresión deducida en el trabajo se muestra en la ecuación (2.5). Como se observa, el comportamiento de la frecuencia tras una perturbación estará dado por una componente que depende netamente de la frecuencia del centro de inercia de un SEP, sumado a otra componente oscilatoria. La componente oscilatoria no solo depende de la distribución espacial de la inercia, sino que también de la impedancia de las líneas de transmisión, de los AVR en los GS y del nivel de carga de las líneas.

$$\Delta f_i(t) \approx \Delta f_{COI}(t) + \sum_{j=1}^{N-1} e^{-a_j t} A_j \sin(\omega_j t + \phi_j) + C_j \quad (2.5)$$

Pese a que existen varios trabajos y experiencias en SEP reales que demuestran la importancia de la distribución espacial y temporal de la inercia, no ocurre lo mismo para el caso de la distribución espacial de las reservas de potencia activa en ERV para FFR. Por ejemplo, en [69] se estudia cómo afecta la distribución de reservas en las ERV para el SEN proyectado al año 2046. Para lo anterior, los autores generan 16 casos de estudio con distintas distribuciones de reserva, los cuales se construyen al distribuir las reservas de las ERV en 4 zonas del SEN. La Figura 2.10 muestra la respuesta en la frecuencia del SEN para una falla ubicada en la zona norte de la red, considerando distintas distribuciones de reservas FFR. Donde CZ_i indica que las reservas para FFR se concentran en la zona i , y FFR_{UD} indica que las reservas se distribuyen uniformemente entre las 4 zonas del sistema. Como se observa, la localización de las reservas para FFR en las ERV no afecta la frecuencia mínima alcanzada tras una contingencia.

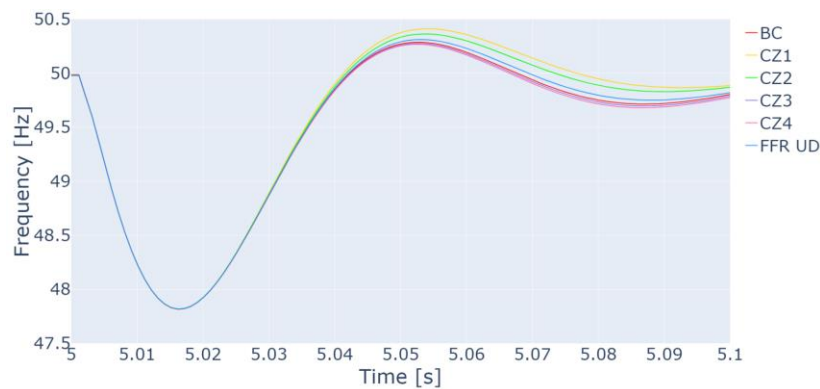


Figura 2.10: Caída en la frecuencia tras una contingencia en el norte del SEN, para distintas localizaciones de reservas en las ERV (extraída de [69]).

2.3.2. Estabilidad de tensión

El efecto más directo que tiene la incorporación de unidades ERV sobre la estabilidad de tensión de los SEP consiste en que las zonas dominadas por convertidores tenderán a presentar tensiones extremadamente bajas durante la ocurrencia de un cortocircuito [5]. Lo anterior puede incluso dificultar la recuperación de las tensiones después del despeje de una falla, conduciendo así a posibles colapsos de tensión [70]. A modo de ejemplo, la Figura 2.11 muestra el desempeño dinámico de la tensión en dos zonas del sistema eléctrico chileno (SEN), ante la ocurrencia de un cortocircuito trifásico. La Figura 2.11(a) muestra una falla ubicada en la zona norte del país, la cual se destaca por su gran presencia de parques fotovoltaicos [71]. Por otro lado, la Figura 2.11(b) muestra la misma falla en la zona sur del país, la cual se caracteriza por una gran presencia de máquinas sincrónicas. Como se observa, la tensión cae en mayor medida en la zona norte del país, sumado a que la recuperación de la tensión es complicada. En efecto, esto se debe a que las barras del norte de Chile cuentan con bajos niveles de cortocircuito, por lo que las tensiones de esta zona son bastante sensibles ante cambios en los flujos de potencia.

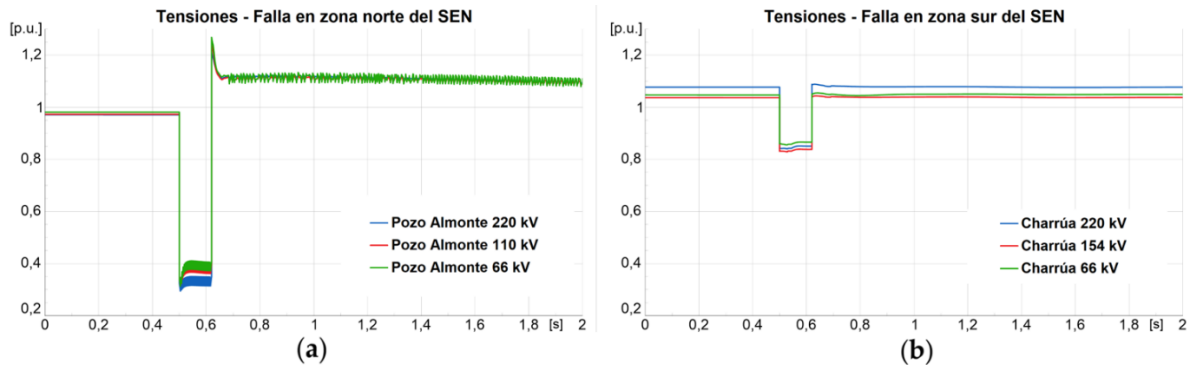


Figura 2.11: Cortocircuito en dos zonas del SEN en el año 2023: (a) zona robusta, (b) zona débil [71].

Cabe mencionar que las caídas severas de tensión no solo empeoran la estabilidad de tensión de los SEP, sino que también pueden acelerar considerablemente a los GSs cercanos [5]. Lo anterior resulta de vital importancia, puesto que puede provocar una pérdida de sincronismo entre las máquinas rotatorias de un SEP [16]. A modo ilustrativo, en la Figura 2.12 se presenta un cortocircuito trifásico en la zona norte del SEN, año 2023, específicamente en la subestación Arica. La Figura 2.12(a) muestra las tensiones en la subestación donde ocurre la falla. Como se puede observar, las tensiones de la zona caen considerablemente con la ocurrencia del cortocircuito, lo cual se debe a la gran presencia de convertidores en el norte del SEN, en conjunto con un sistema de transmisión débilmente enmallado. La Figura 2.12(b) muestra los ángulos rotóricos de ciertos GSs en el norte de Chile. Como se observa, la máquina más cercana a la falla (TER Arica), se acelera considerablemente. De hecho, la central Arica pierde sincronismo con el resto del sistema, por lo cual se desconecta de la red. En conclusión, la incorporación masiva de tecnologías ERV a los SEP aumenta el riesgo de inestabilidades de tensión y pérdidas de sincronismo. Algunos trabajos donde se estudia el efecto de las ERV sobre la estabilidad de tensión y de ángulo son [72] y [73].

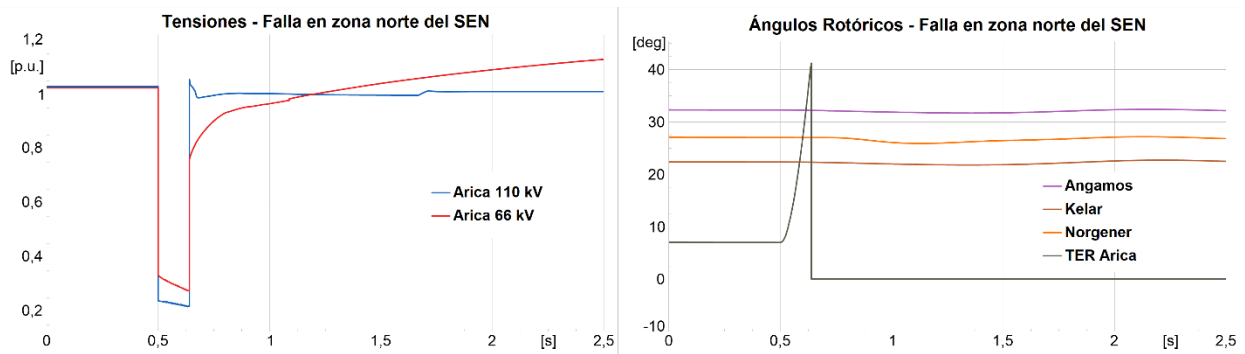


Figura 2.12: Cortocircuito en la zona norte del SEN: (a) tensiones, (b) ángulos rotóricos [71].

2.3.2. Estabilidad desencadenada por convertidores - PLL

Otro aspecto de vital importancia para la estabilidad de SEP dominados por convertidores corresponde a la estabilidad del PLL. Las unidades ERV modernas suelen operar en modo *grid-following* [52]. En este modo de control, el convertidor de potencia se encarga de seguir la fase de la tensión en el punto de conexión a la que la unidad se conecta a la red (PCC) [58]. Para lograr lo anterior, las ERV cuentan con un lazo de seguimiento de fase (PLL por sus siglas en inglés) que se encarga de sincronizar la tensión del convertidor con la tensión de la red. La experiencia ha demostrado que este lazo de control es uno de los principales causantes de inestabilidad en plantas ERV modernas [9] [48]. Es más, se ha comprobado que para el caso de redes débiles es más probable que las ERV experimenten inestabilidades asociadas al PLL [11]. Si bien este tipo de estabilidad no cuenta con un nombre oficial, en [5] se la denomina “*weak system stability*”, y consiste en la incapacidad del PLL de sincronizar la tensión del convertidor con la tensión de la red.

La Figura 2.13 muestra el diagrama de control del PLL tipo SRF-PLL, el cual corresponde al PLL más usado en centrales ERV existentes [74]. En esta configuración, el PLL se encarga de medir la fase de la tensión en el punto de conexión del convertidor, para luego ingresarla a un bloque PI con el fin de anular el error de fase en régimen permanente [58]. La fase estimada por el PLL es usada en los lazos de control internos y externos del convertidor con el fin de obtener las componentes dq de la tensión a modular. Por lo tanto, un PLL que no es capaz de seguir la fase de la tensión en su punto de conexión implica un control erróneo de la potencia activa y reactiva que inyecta el convertidor a la red [9]. De hecho, tras una falla es clave que el PLL logre recuperar sincronismo lo suficientemente rápido como para retomar el control de potencia reactiva y, con ello, evitar una inestabilidad de tensión en la planta [75] [76]. Lo anterior se vuelve aún más crítico en redes débiles, puesto que el ángulo de la tensión puede cambiar drásticamente con la falla [48], además de que la tensión post-contingencia puede ser especialmente ruidosa.

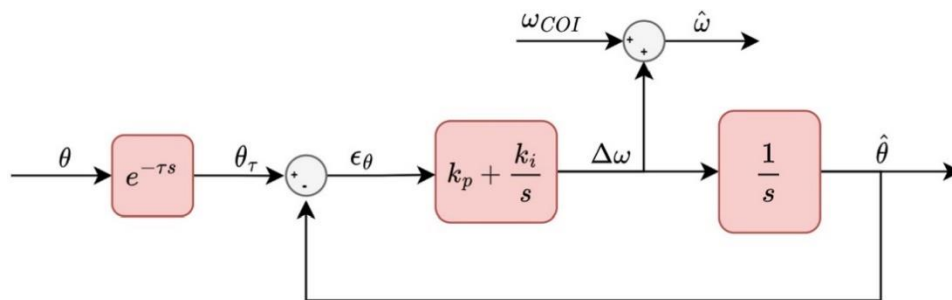


Figura 2.13: Diagrama de control de un SRF-PLL [74].

A modo de ejemplo, en [75] se estudia la capacidad de un convertidor en modo *grid-following* para mantenerse sincronizado con la red ante una falla trifásica en bornes. Las gráficas presentadas en la Figura 2.14(a) y Figura 2.14(b) muestran la respuesta dinámica de la potencia activa y reactiva inyectada por el convertidor, respectivamente. Cuando la razón de cortocircuito (SCR) en el punto de conexión es alta, el PLL es capaz de mantenerse en sincronismo con la red, resultando en una respuesta estable del convertidor. No obstante, si el punto de conexión es débil

(SCR=1.3), el PLL no es capaz de seguir la tensión del PCC. Lo anterior implica que el convertidor realiza un control erróneo de la potencia activa y reactiva que inyecta a la red, por lo cual se obtiene una respuesta inestable. Claramente, si una unidad ERV en modo *grid-following* se conecta en un punto débil, existe un mayor riesgo que el PLL del convertidor pierda sincronismo tras una falla. Estudios similares se pueden encontrar en [77] [78].

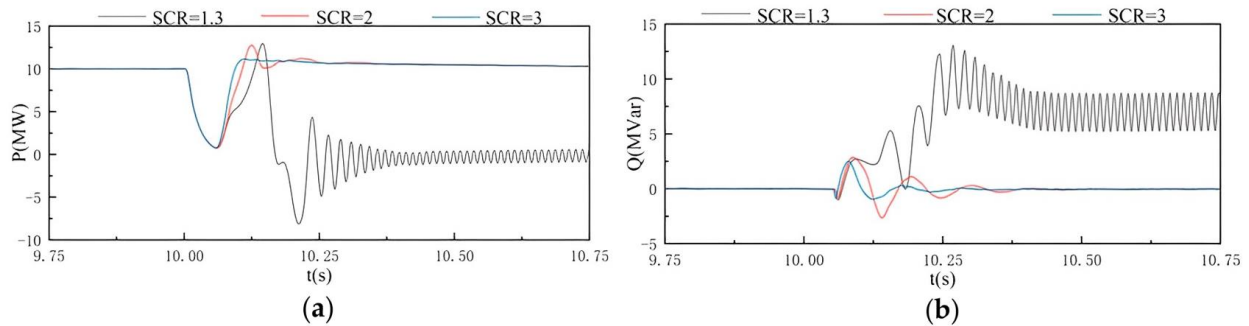


Figura 2.14: Pérdida de sincronismo en convertidor *grid-following* ante una falla trifásica en bornes (extraída de [75]).

Finalmente, es importante mencionar que los parámetros de un PLL también pueden afectar a la estabilidad de pequeña señal de un convertidor, en especial cuando la unidad se conecta a una red débil [79]. En particular, escoger un valor mayor de las ganancias de un PLL puede provocar que los modos oscilatorios de un convertidor se desplacen hacia la región inestable del plano complejo, poniendo en riesgo la estabilidad de las unidades ERV en modo *grid-following* [80]. En particular, los autores de [81] ocupan un modelo linealizado de un convertidor para demostrar que existen cotas en las ganancias k_p y k_i de un PLL, a fin de no poner en riesgo la estabilidad del sistema. Otro estudio similar se presenta en [82].

2.4. Soluciones para los problemas de estabilidad en SEP débiles

A continuación, se presentan las posibles soluciones que se han propuesto para mejorar la estabilidad en SEP con bajos niveles de cortocircuito e inercia. Las soluciones pueden incluir desde la incorporación de lazos de control adicionales en las unidades ERV hasta la instalación de equipos adicionales que aumenten los niveles de robustez. Dado que el foco de esta tesis son los condensadores sincrónicos, estos equipos se estudian en detalle en la sección 2.5, y no en la presente sección.

2.4.1. Soluciones para SEP con bajos niveles de inercia

Hoy en día existen diversas alternativas para afrontar los problemas de frecuencia asociados a SEPs de baja inercia. Por ejemplo, una de las opciones más usada consiste en el uso de equipos de almacenamiento (ESS) [47]. Los sistemas ESS son capaces de almacenar reservas de energía en periodos de demanda baja, y así poder ocuparlas durante contingencias u horas de

demanda alta [83]. Algunas de las alternativas más comunes consisten en el uso de volantes de inercia (*flywheels*) [84], baterías de litio [85], baterías de flujo [86], súper-capacitores y baterías de ácido plomo [87], entre otros. Si bien desde la perspectiva de control todos estos enfoques son bastante similares, los costos de cada alternativa varían considerablemente [83].

Otra de las soluciones existentes es que las centrales ERV aporten con una respuesta rápida de frecuencia (FFR) durante contingencias. Si bien las ERV normalmente no se operan para responder ante variaciones de frecuencia en la red, la incorporación de un lazo de control adicional permite que estas centrales proporcionen respuesta rápida de frecuencia (FFR) durante desbalances, apoyando así la estabilidad de los sistemas de potencia [47]. La Figura 2.15 muestra una posible clasificación de las estrategias que se pueden usar en las centrales ERV para que estas aporten con FFR durante fallas. Del esquema se aprecia que, a nivel general, existen 2 tipos de estrategias: aquellas en que las ERV cuentan con ESS, y las estrategias en que las ERV aportan con una respuesta rápida de frecuencia sin el uso de ESS.

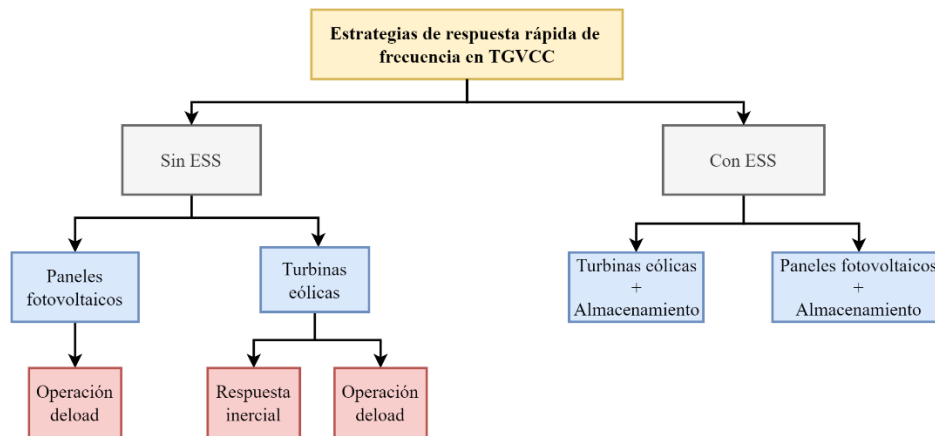


Figura 2.15: Resumen y clasificación de estrategias encontradas en la literatura para que las ERV aporten con FFR.

Cuando las unidades ERV no cuentan con equipos de almacenamiento, es necesario que estas unidades guarden un cierto nivel de reservas para aportar con respuesta rápida de frecuencia ante desbalances de carga [39]. Para esto, se requiere que las ERV operen en lo que se conoce como operación deload, es decir, que estas unidades mantengan una determinada cantidad de reservas. La única excepción se da en el caso de las turbinas eólicas, pues estas pueden proporcionar respuesta inercial sin necesidad de guardar reservas, mediante el uso de la energía cinética almacenada en sus aspas [7]. A pesar de esto, en la presente revisión no se distingue entre estrategias de control para paneles fotovoltaicos o turbinas eólicas, sino que se hablará a nivel general de estrategias de control para que las unidades ERV puedan aportar en el control de frecuencia.

Entre los enfoques para que las ERV aporten con FFR se encuentra el control droop [88] [89], el generador síncrono virtual [90] [91] [92], el control droop con lazo de respuesta inercial [93] y una gran cantidad de esquemas de control más específicos [94] [95]. Si bien cada estrategia tiene sus particularidades, todas ellas se basan en que las ERV aporten con una inyección rápida

de potencia a partir de una señal de control, la cual usualmente corresponde a la frecuencia de la red. Lo anterior es un problema, ya que a medida que las ERV reemplazan a los GSs en los SEP, la frecuencia deja de ser una variable física acoplada al balance entre carga y generación, por lo cual los esquemas de control FFR perderían sentido [6]. Es más, hasta el día de hoy no existe una alternativa clara para reemplazar a la frecuencia como la principal señal de control para mantener el balance de carga y generación de los SEP. Por otro lado, cabe destacar que la respuesta FFR en centrales ERV no es lo mismo que la respuesta inercial de los GSs. En el primer caso, el control FFR solo garantiza que las ERV aporten con una inyección rápida de potencia por medio de una estrategia de control, la cual tiene asociada diversos tipos de retardos [57]. Por el contrario, la inercia rotatoria de los GSs es una respuesta intrínseca e instantánea de las máquinas rotatorias en un SEP que ralentiza naturalmente la dinámica de estos.

A modo de ejemplo, los autores de [13] estudian la respuesta FFR que puede proporcionar un parque eólico compuesto por 30 turbinas ante la desconexión de un GS de 60 [MW]. El SEP en estudio corresponde a un sistema de prueba de una barra. Para ello, los autores diseñan un control droop con lazo de respuesta inercial para evaluar la respuesta FFR del parque. La Figura 2.16 muestra la frecuencia del sistema ante 3 casos: (a) sin FFR en el parque, (b) control FFR solo con lazo de respuesta inercial, y (c) control FFR con droop y lazo de respuesta inercial. Como se observa, tanto la frecuencia mínima como la pendiente de la frecuencia mejoran al implementar un control FFR en las turbinas. No obstante, el control droop con lazo de respuesta inercial puede traer segundas caídas de frecuencia, lo cual se debe a que las turbinas eólicas deben recuperar la energía inyectada durante la falla desde la misma red.

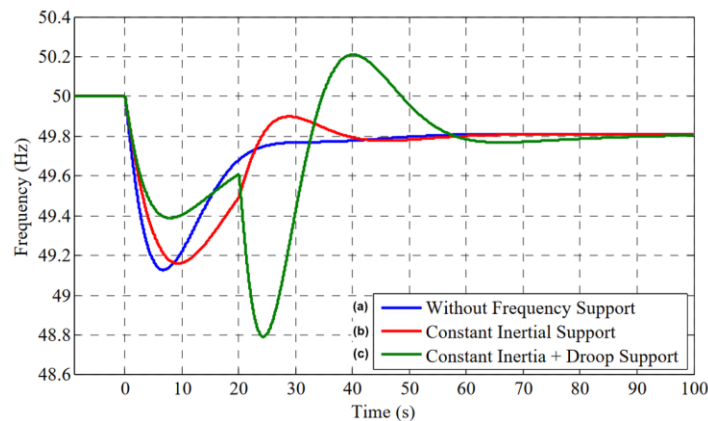


Figura 2.16: Respuesta de la frecuencia ante la desconexión de un GS en un SEP de prueba, considerando control FFR en las turbinas eólicas (extraída de [13]).

En el marco de las estrategias de control para FFR con ESS, todas las estrategias mencionadas anteriormente también se pueden aplicar en el caso de centrales ERV con ESS, con la única diferencia que las ERV ya no requieren mantener reservas. Lo anterior se debe a que la energía necesaria para que las ERV aporten con FFR se obtiene directamente del equipo de almacenamiento en cuestión [47]. No obstante, se debe tener en cuenta que la incorporación de equipos ESS obliga a incurrir en altos costos de inversión [83], por lo cual esta alternativa puede no ser atractiva desde el punto de vista económico.

A modo de ejemplo, los autores de [96] proponen un control droop para que una central ERV pueda aportar con FFR mediante el uso de baterías BESS. De forma análoga, en [97] se implementa un control VSG para que una central fotovoltaica aporte con FFR mediante una batería ubicada en el enlace DC de los inversores. La Figura 2.17 muestra el esquema de control propuesto en [97], donde se observa que la batería cuenta con un controlador de corriente para conseguir el aporte de FFR.

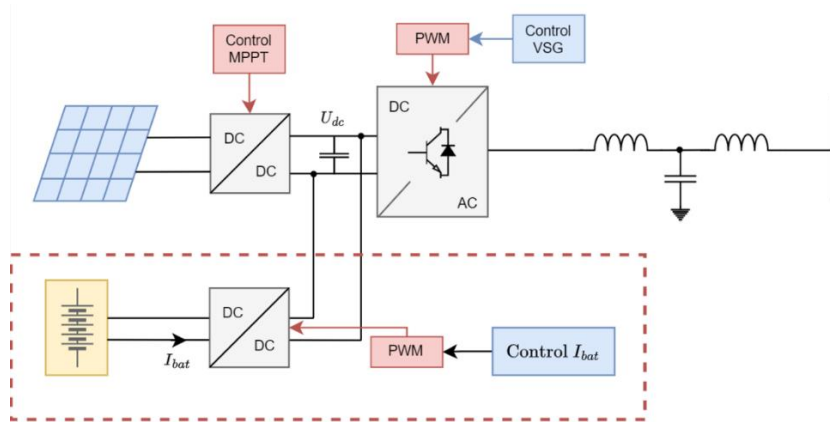


Figura 2.17: Controlador VSG para que una central fotovoltaica aporte con FFR mediante baterías en el enlace DC de los inversores [97].

2.4.2. Soluciones para SEP con bajos niveles de cortocircuito

En la actualidad existen diversas medidas correctivas para afrontar los problemas asociados a bajos niveles de cortocircuito en SEPs débiles dominados por convertidores. Las alternativas van desde refuerzos clásicos de red, instalación de equipos basados en convertidores [98] hasta modificaciones en los lazos de control de las plantas generadoras [99]. En este contexto, una de las medidas más simples para evitar inestabilidades de control en las unidades ERV debido a condiciones de red débil consiste en disminuir la potencia inyectada por estas centrales [9]. Otra opción es aumentar la capacidad de transmisión mediante la instalación de nuevos circuitos de líneas que permitan aumentar el nivel de enmallamiento de la red. Sin embargo, la construcción de nuevas líneas involucra plazos extensos de puesta en servicio [14]. Por último, también existen otras alternativas, como el recableado de líneas de transmisión o la incorporación de transformadores de baja impedancia [9].

La alternativa más usada para abordar los problemas asociados a bajos niveles de cortocircuito consiste en la instalación de baterías o equipos FACTS en zonas débiles de la red [100] [101] [102]. Estos equipos consisten en sistemas SVC, STATCOM o BESS, los cuales son capaces de entregar un aporte rápido de reactivos tras la ocurrencia de una falla [11]. No obstante, es importante recordar que los equipos FACTS y baterías, cuentan con una inyección limitada de corrientes de cortocircuito [9]. Lo anterior se debe a que estos equipos se conectan a la red mediante dispositivos semiconductores, los cuales bloquean la inyección de corrientes de falla a

valores de 1.1 – 1.2 [p.u.] [8] [45]. Además, al incorporar estos equipos existe la posibilidad de que surjan interacciones inestables entre los sistemas de control de los FACTS o BESS, con los sistemas de control de las unidades ERV cercanas, debido a las dinámicas rápidas asociadas a los convertidores [9] [103]. A continuación, se estudian brevemente los sistemas STATCOM, SVC y BESS como posibles soluciones a los problemas de estabilidad en redes débiles.

Un STATCOM consiste en un capacitor conectado a la red por medio de un convertidor de fuente de tensión (VSC) [38]. Cuando la tensión en el punto de conexión cae, el VSC inyecta corriente reactiva como medida de control. De forma análoga, cuando la tensión aumenta, el VSC absorbe corriente reactiva. La Figura 2.18 muestra un STATCOM típico con su esquema de control. Como se observa, la arquitectura de control cuenta con un bloque interno de corriente y un bloque externo de tensión. Además, el control incluye un PLL para sincronizar al STATCOM con el resto de la red. Los autores de [100] estudian el aporte de corrientes reactivas de un STATCOM conectado en el PCC de una planta ERV ante la ocurrencia de un cortocircuito trifásico en dicha barra. Los autores concluyen que la incorporación del equipo STATCOM le permite a la central permanecer conectada durante la falla para diversos requerimientos de *fault ride through* (FRT). Estudios similares se presentan en [104] y [105].

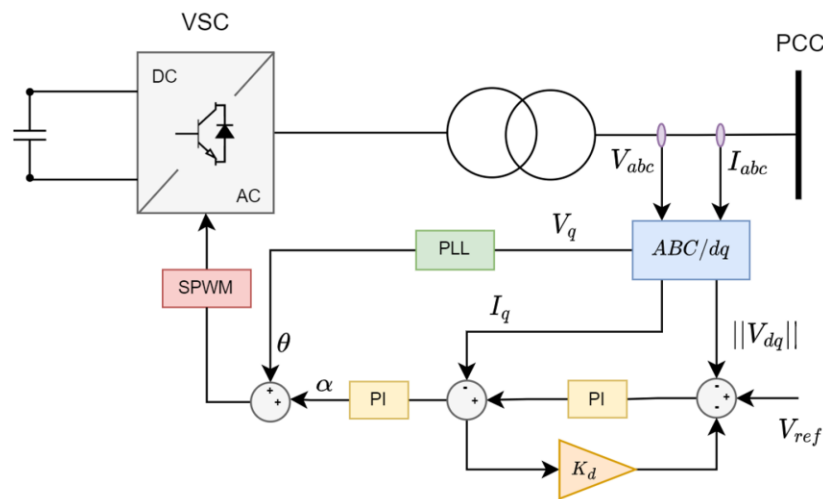


Figura 2.18: Ejemplo de la estructura de control de un STATCOM [100].

En cuanto a los SVC, estos equipos son capaces de inyectar y absorber potencia reactiva al igual que un equipo STATCOM. La principal diferencia entre ambos equipos consiste en que los SVC se comportan como una admitancia controlable, mientras que los STATCOM funcionan como una fuente de tensión [38] (al menos en un cierto rango). Existen varios trabajos donde se estudia el aporte de potencia reactiva de los SVC en sistemas débiles. Por ejemplo, en [101] se estudia el aporte de reactivos de un SVC para controlar tensión en un parque eólico. En particular, los autores estudian la estabilidad del parque ante un cortocircuito trifásico en la barra colectora. Mediante simulaciones se muestra que las turbinas eólicas presentan un comportamiento inestable tras el despeje de la falla si no se cuenta con un SVC. Por el contrario, la incorporación de un SVC le permite al parque superar la falla exitosamente. Además, los autores demuestran que el desempeño dinámico del parque mejora aún más si se sintonizan óptimamente los parámetros de control del SVC. Trabajos similares se presentan en [106] y [107].

Si bien los equipos BESS suelen asociarse al control de frecuencia de los SEP, estos equipos también pueden ocuparse como sistemas de compensación reactiva en redes débiles [38]. Un BESS corresponde a una batería que se conecta a la red por medio de un convertidor, por lo cual el aporte de potencia reactiva de este equipo estará gobernado por los lazos de control asociados al inversor [108]. La Figura 2.19 muestra la estructura de control típica de un BESS que controla tensión y frecuencia en su punto de conexión. Como se observa, la arquitectura de control se basa en lazos externos de potencia, lazos internos de corriente y un lazo de seguimiento de fase para que el inversor se sincronice con la red. Existen varios trabajos donde se estudia el aporte de reactivos de un BESS en redes débiles. Por ejemplo, en [102] se estudia el aporte de potencia activa y reactiva de un BESS en el sistema eléctrico australiano, considerando las interacciones de control entre los lazos externos del convertidor. Los autores concluyen que los BESS son capaces de mejorar la respuesta dinámica de la tensión y frecuencia del SEP tras la ocurrencia de una falla. Además, en el trabajo se menciona que las interacciones de control en los lazos externos de un BESS dependen del tipo de falla y de la robustez del sistema en estudio. Trabajos similares se presentan en [104] y [109].

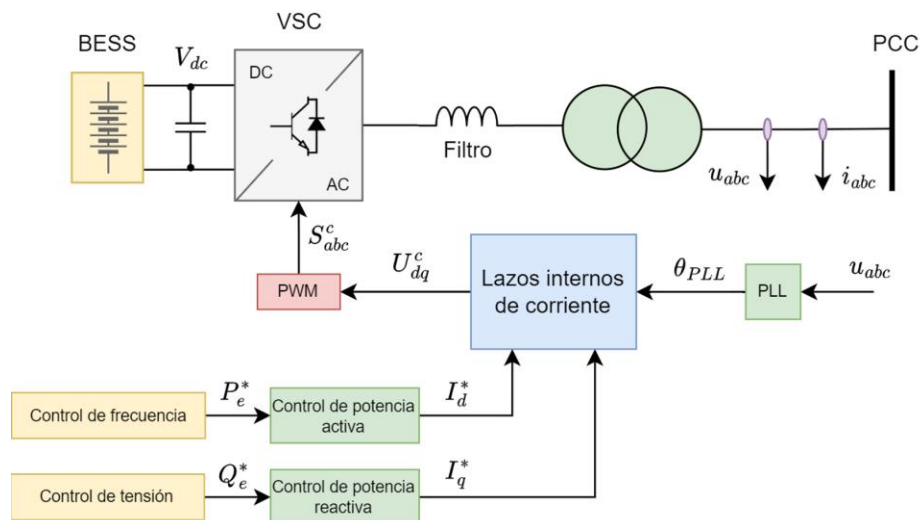


Figura 2.19: Ejemplo de la estructura de control de un BESS [108].

Finalmente, existen diversos trabajos que proponen cambios en el control de las plantas generadoras para mitigar los problemas de robustez en redes con bajos niveles de cortocircuito. Por ejemplo, en [110] se estudia la estabilidad de pequeña señal de una planta fotovoltaica conectada a una red débil por medio de un VSC en modo *grid-following*. En particular, se estudia la estabilidad del sistema ante distintos niveles de robustez de la red y distintas ganancias del PLL. Mediante diversos análisis, los autores concluyen que la correcta sintonización del PLL puede mejorar considerablemente el amortiguamiento del sistema en estudio. De forma análoga, en [111] se investiga la estabilidad de pequeña señal de un VSC conectado a una red débil, considerando las interacciones de control entre los lazos internos de corriente y el PLL. Los autores mencionan que la respuesta de ambos lazos es análoga a un filtro pasa-banda, por lo que pueden existir

problemas de estabilidad si se escoge un ancho de banda alto para el PLL. Estudios similares se presentan en [112] y [113].

2.4.3. Comentarios finales

En la presente sección se revisaron distintas alternativas para mitigar los problemas de estabilidad en SEP débiles. Si bien existen varias opciones, es importante destacar que no existe una única alternativa “milagrosa” que solucione los problemas de red débil en los SEP. En general, la solución óptima deberá incluir un conjunto de medidas altamente dependientes de las características técnicas del sistema en estudio. De hecho, un conjunto de medidas que soluciona los problemas de red débil en un determinado SEP podría no ser apropiado en otro sistema con características técnicas diferentes. En general, la mejor solución dependerá significativamente de las características técnicas del SEP, incluyendo, entre otros, la distribución de las ERV y GS convencionales en la red, así como los sistemas de control asociados.

En lo que respecta a bajos niveles de inercia, se estudió que el aporte de FFR por parte de las unidades ERV puede mejorar considerablemente la respuesta de la frecuencia de un SEP tras un desbalance. No obstante, se debe tener en cuenta que el despliegue de reservas por parte de las unidades ERV está sujeto a la estocasticidad del recurso renovable. Lo anterior es peligroso, pues una disminución del recurso no solo implicaría una baja en la generación del SEP, sino que también una disminución en la cantidad de reservas para FFR. Además, el despliegue de reservas mediante FFR no es equivalente al despliegue instantáneo de energía cinética por parte de los GSs en el marco de su respuesta inercial natural.

Con respecto a los niveles de cortocircuito, se revisaron distintas medidas para mitigar posibles problemas de estabilidad en redes débiles. En particular, la incorporación de equipos FACTS o baterías con despliegue rápido de reactivos puede ayudar considerablemente en la recuperación de las tensiones de un SEP posterior al despeje de una falla. No obstante, como estos equipos también se conectan por medio de convertidores a la red, su aporte de corrientes de cortocircuito es bajo, por lo que los problemas de robustez no se pueden solucionar solo en base a estos equipos. Así mismo, pese a que la correcta sintonización de los controladores en plantas ERV puede ayudar a mitigar los problemas en redes débiles, esto no aumenta la robustez de los SEP.

En la próxima sección se estudian los condensadores sincrónicos como una posible solución para abordar conjuntamente los problemas asociados a bajos niveles de inercia y cortocircuito.

2.5. Condensadores sincrónicos

Los CSs fueron ampliamente usados en los años 50 para apoyar en la regulación de tensión de los SEP, en etapas previas a la masificación de los convertidores de potencia [114]. Su principal finalidad consistía en la inyección o absorción de reactivos para mejorar los perfiles de tensión a lo largo de las barras de un SEP [22]. Con la llegada de equipos basados en electrónica de potencia en la década de los 70, los CSs perdieron interés como equipos de compensación, siendo fuertemente reemplazados por equipos STATCOM o SVC. En efecto, los equipos basados en

electrónica de potencia cuentan con tiempos de respuesta en el orden de los milisegundos, lo cual los convirtió en una mejor alternativa para apoyar en la regulación de tensión de los SEP convencionales [16] [115].

Con la masiva inserción de tecnologías ERV a los SEP, en conjunto con el retiro sistemático de centrales convencionales, los CSs han vuelto a captar el interés de los operadores de red a lo largo del mundo [116]. La principal razón de este renacimiento se debe a que los CSs pueden aportar con inercia rotatoria y corrientes de cortocircuito que los convertidores de potencia no poseen [117]. De esta forma, varios países han optado por instalar CSs para mejorar la robustez de sus redes, y así alcanzar de forma segura sus metas de descarbonización [21] [118]. Con el fin de comprender de qué forma los CSs pueden ser una posible solución para los problemas de robustez en SEP débiles, las próximas subsecciones abordan las especificaciones técnicas de los CSs, su aporte para mejorar la robustez de los SEP, y la reconversión (o *retrofit*) de centrales convencionales a condensador sincrónico. Además, se darán a conocer instalaciones a lo largo del mundo, junto con los costos de inversión y operación asociados a este tipo de tecnologías.

2.5.1. Especificaciones técnicas

Un condensador sincrónico consiste en una máquina sincrónica cuyo rotor se encuentra girando sin una carga o fuerza motriz acoplada [16]. Por lo tanto, un CS no es más que un generador o motor sincrónico operando con un factor de potencia nulo. Luego, las características constructivas de un CS son muy similares a las de un GS. La Figura 2.20 muestra una configuración típica de la instalación de un condensador sincrónico. Como se observa, los componentes principales corresponden a la máquina sincrónica, excitatriz, método de partida, interruptor principal, ventilación, transformador de subida y ductos aislados para los conductores de fase [119]. Cabe destacar que también se necesita un método de lubricación para los rodamientos de la máquina, junto con una sala de control general. A continuación, se abordan brevemente algunos de estos componentes, además de su importancia.

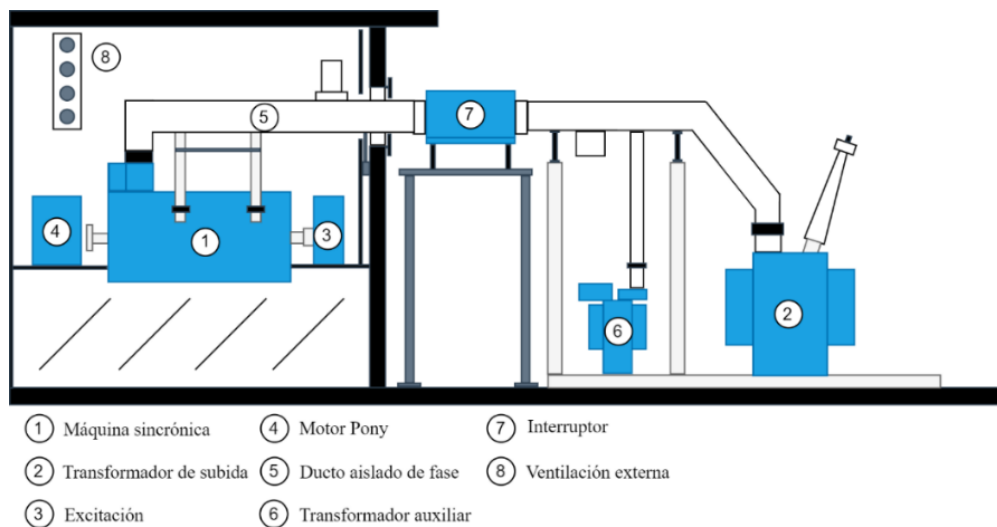


Figura 2.20: Configuración de una instalación típica de condensador sincrónico (sin flywheel) (extraída de [119]).

2.5.1.1. Tipo de máquina sincrónica

En lo que respecta a la máquina sincrónica de un CS, esta puede ser de polos salientes o rotor cilíndrico [17]. El tipo de máquina impactará principalmente en el rango de velocidad de un CS, su capacidad nominal, el tipo de ventilación y la posición que tendrá la máquina. Las máquinas de polos salientes son máquinas más lentas y de menor capacidad que las máquinas de rotor cilíndrico [38]. Por ejemplo, las máquinas de rotor cilíndrico suelen tener una capacidad entre 5 MVA – 2000 MVA, mientras que las máquinas de polos salientes cuentan con capacidades en el rango de 0.5 MVA – 800 MVA. Es importante tener en consideración la capacidad de un CS a fin de escoger correctamente el tipo de ventilación de la máquina [23]. Una máquina de mayor capacidad puede requerir el uso de sistemas de ventilación basados en hidrógeno y/o agua, mientras que máquinas pequeñas ocupan aire como método de ventilación [120].

El tipo de máquina sincrónica también determinará la posición de instalación de un CS. En particular, las máquinas de rotor cilíndrico se instalan en una posición horizontal, mientras que las máquinas de polos salientes pueden instalarse en posición horizontal o vertical [121]. Es importante tener en consideración la orientación de un CS debido a que puede traer complicaciones al momento escoger su método de partida [17]. A modo resumen, la Tabla 2.1 muestra las características principales de las máquinas rotatorias que pueden usarse en un condensador sincrónico.

Tabla 2.1: Especificaciones técnicas de los tipos de máquinas sincrónicas en un CS.

	Rotor cilíndrico	Polos salientes
Número de polos	2 – 4	4 - 64
Velocidad de rotación	1500 rpm o 3000 rpm para 50Hz	Entre 100 rpm y 1500 rpm
Capacidad	5 – 2000 MVA	0.5 – 800 MVA
Método de enfriamiento	Aire, hidrógeno, agua.	Aire
Posición de instalación	Horizontal	Horizontal o vertical

2.5.1.2. Sistema de excitación y aporte de reactivos

Uno de los componentes más importantes de un CS consiste en su sistema de excitación, puesto que es el encargado de controlar el flujo de reactivos hacia y desde la red para mantener una determinada consigna de tensión en bornes. De hecho, como los CSs operan con un factor de potencia nulo, la máquina solo es capaz de inyectar o absorber potencia reactiva en operación normal (omitiendo las pérdidas en los conductores) [16]. Por lo tanto, el sistema de excitación es el encargado de controlar la principal función de la máquina durante régimen permanente.

Un condensador sincrónico puede excitarse de forma similar a los GSs, como por ejemplo mediante el uso de sistemas de excitación estáticos o basados en máquinas rotatorias [17]. La principal diferencia entre ambos consiste en que los primeros suelen ser más rápidos que los segundos [122]. No obstante, ambos sistemas funcionan en base a un valor crítico de corriente de campo para el cual la máquina no entrega ni consume reactivos. Aumentar la excitación de un CS por sobre el valor crítico de corriente de campo implica una operación sobreexcitada, mientras que

disminuirla conlleva a una operación subexcitada. En [123] se pueden encontrar diversas especificaciones técnicas respecto a los sistemas de excitación de un condensador sincrónico.

Si bien un CS es capaz de inyectar y absorber reactivos, existen limitaciones asociadas a cada modo de operación. A modo de ejemplo, la Figura 2.21(a) muestra la región de operación de un CS en la curva PQ de una máquina sincrónica. Análogamente, la Figura 2.21(b) muestra la curva V-Q de un CS de 100 MVAR para un rango de tensión de 0.9-1.1pu [17]. De las gráficas mostradas en la Figura 2.21(a) y Figura 2.21(b) se observa que un CS es capaz de inyectar una mayor cantidad de reactivos de los que puede absorber, debido a limitaciones en la corriente mínima de excitación admisible [16]. Algunos trabajos han propuesto modificaciones en el sistema de excitación de un CS para aumentar la capacidad de absorción de reactivos en estas máquinas, como el uso de corrientes circulantes [18].

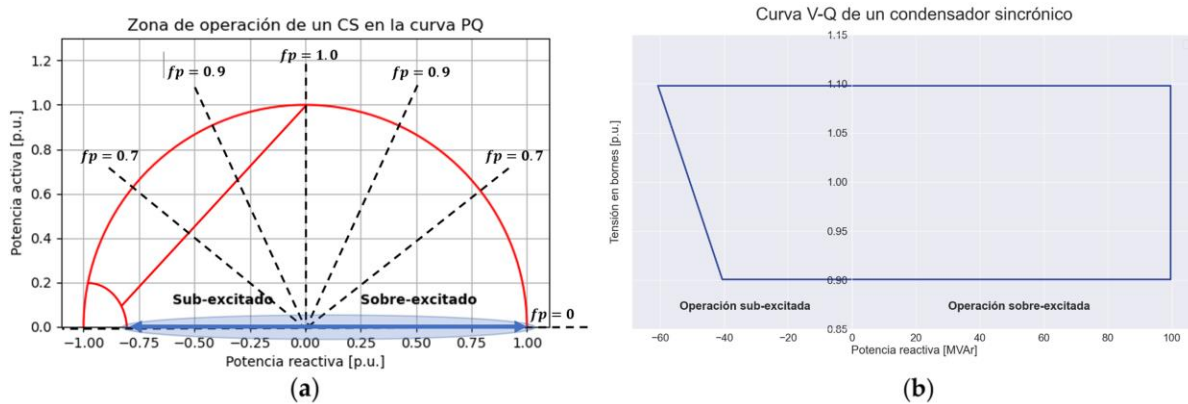


Figura 2.21: Capacidad reactiva de un condensador sincrónico: (a) zona de operación en la curva PQ, (b) curva V-Q de un CS.

2.5.1.3. Pérdidas óhmicas

Pese a que un condensador sincrónico opera con factor de potencia nulo, existen pérdidas óhmicas asociadas al calentamiento de los conductores en la máquina [23]. A grandes rasgos, las pérdidas de un condensador sincrónico varían entre el 1-3% de la capacidad nominal del equipo [19]. No obstante, este valor cambia dependiendo del nivel de carga de la máquina. A modo ilustrativo, la Figura 2.22 muestra las pérdidas de un condensador sincrónico en función de su inyección o absorción de reactivos [24]. Como se observa, las pérdidas óhmicas disminuyen a un valor cerca del 1.2% cuando un condensador sincrónico opera en vacío, y aumentan a valores aproximadamente del 2% para una operación sobreexcitada. Es importante tener este aspecto en consideración, puesto que las pérdidas óhmicas influyen significativamente en los costos operacionales de un condensador sincrónico [34].

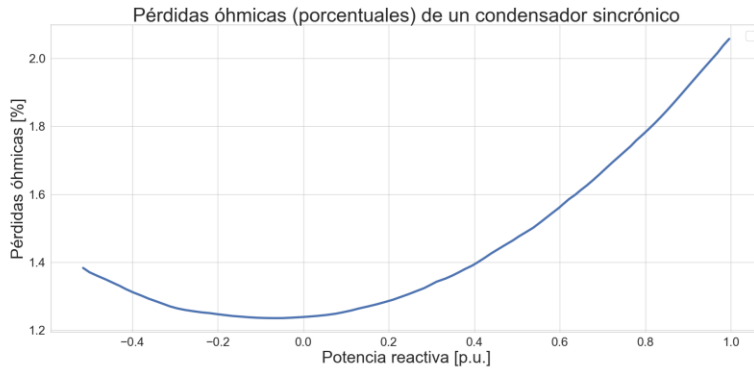


Figura 2.22: Característica típica de las pérdidas óhmicas en un CS (extraída de [24]).

2.5.1.4. Método de partida

El método de partida más común de un CS consiste en ocupar un motor pony impulsado por un variador de frecuencia [17] [23]. En este método, el motor se encuentra directamente acoplado al eje del condensador sincrónico. Para lograr la sincronización, el motor acelera la máquina hasta alcanzar la velocidad sincrónica. Tras esto, el sistema de excitación aumenta la tensión en bornes de la máquina hasta llegar al nivel de tensión de la red. Una vez que la magnitud, fase y frecuencia de la tensión en bornes del CS están sincronizados con el de la red, se procede a cerrar el interruptor principal. Si la sincronización resulta exitosa, el motor pony continúa girando con el resto de la máquina en una condición desenergizada. A modo de ejemplo, la Figura 2.23 muestra un condensador sincrónico con un motor pony acoplado a su eje como método de partida. Las capacidades típicas del motor pony rondan entre los 200-1000 kW dependiendo del tamaño del condensador sincrónico [120]. Cabe mencionar que también es posible el uso de otros métodos de partida, como autotransformadores, reactores y capacitores [124].



Figura 2.23: Motor pony acoplado al eje de un condensador sincrónico (extraída de [120]).

2.5.2. Aporte inercial de un CS

Un condensador sincrónico, al ser una máquina rotatoria, es capaz de aportar con inercia al resto de la red. No obstante, el aporte inercial dependerá del tipo de máquina sincrónica y de incluir (o no) un volante de inercia. Un condensador sincrónico de rotor cilíndrico cuenta con constantes de inercia típicas entre 1.5 – 2.0 seg [15] [17] [125]. Por su parte, los condensadores sincrónicos de polos salientes pueden ser diseñados con constantes de inercia en el rango de 2 – 7 seg [125]. Por ejemplo, un CS de rotor cilíndrico de 250 MVA puede tener una inercia de $H = 1.69$ seg, mientras que un CS de polos salientes de 70 MVA puede tener una inercia de $H = 4.10$ seg [17]. No obstante, es posible aumentar considerablemente la constante de inercia de un condensador sincrónico mediante el uso de volantes de inercia (*flywheel* en inglés) [23].

Un *flywheel* consiste en un disco o cilindro rotatorio que almacena una gran cantidad de energía cinética para apoyar en la respuesta inercial de los SEP [126]. En el contexto de los CSs, es posible acoplar un volante de inercia al eje del rotor para aumentar el aporte inercial de estas máquinas. Con ello, la incorporación de un *flywheel* a un CS de rotor cilíndrico puede aumentar su constante de inercia a valores entre 2 – 5.5 seg, mientras que la incorporación de un *flywheel* a un CS de polos salientes puede aumentar su constante de inercia a valores entre 7 – 16 seg [17] [125]. De hecho, un GS convencional de 300 MVA entrega aproximadamente el mismo aporte inercial que un condensador sincrónico con *flywheel* [127]. La Figura 2.24 muestra los rangos típicos de las constantes de inercia en un condensador sincrónico, dependiendo del tipo de máquina sincrónica y de la inclusión de un volante de inercia.

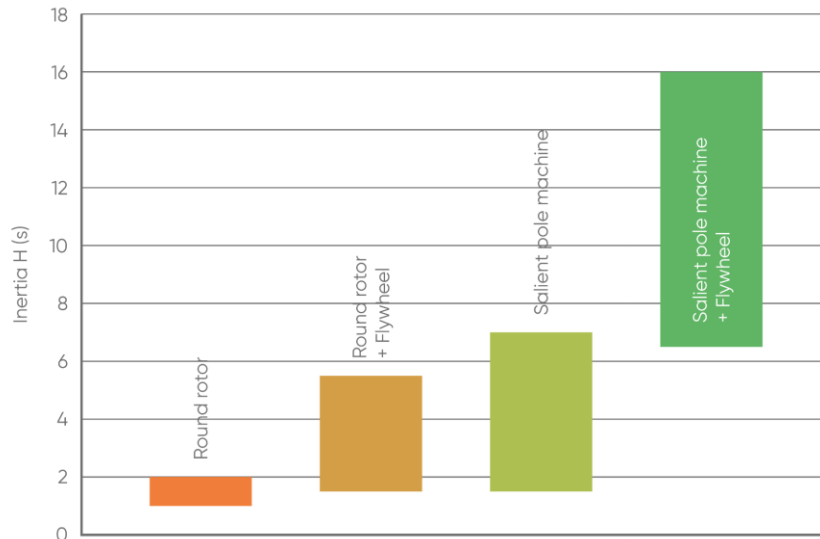


Figura 2.24: Constantes de inercia típicas de un CS, dependiendo del tipo de máquina sincrónica y de la inclusión de un *flywheel* (extraída de [125]).

A modo ilustrativo, la Figura 2.25 muestra un condensador sincrónico del fabricante ABB, el cual cuenta con un volante de inercia y un motor pony [119]. Como se observa, este condensador sincrónico cuenta con una constante de inercia de 5.63 seg.



Figura 2.25: Condensador sincrónico con flywheel del fabricante ABB ($H = 5.63$ seg) (extraída de [119]).

Con el fin de ejemplificar el aporte inercial de los condensadores sincrónicos a los SEP, la Figura 2.25 ilustra el nivel de inercia del sistema eléctrico de Tasmania con y sin condensadores sincrónicos. El sistema eléctrico de Tasmania cuenta con un total de 8 condensadores sincrónicos repartidos a lo largo de la red con una constante de inercia promedio de $H = 3.65$ seg [128]. Lo anterior le permite a Tasmania cumplir con su requerimiento mínimo de inercia de 3800 MWs durante todas las horas del año.

Existen varios trabajos donde se estudia el aporte de los condensadores sincrónicos a la respuesta inercial de los SEP. Por ejemplo, en [129] se estudia el desempeño de la frecuencia en la red eléctrica británica considerando incorporación de 5 GVA de condensadores sincrónicos desplegados a lo largo de la red. Cabe mencionar que los CSs cuentan con una constante de inercia de $H = 2$ seg. El trabajo concluye que la incorporación de condensadores sincrónicos mejora el ROCOF de la frecuencia ante un desbalance de carga, evitando así la activación de relés. En particular, el ROCOF disminuye de 0.116 Hz/s a 0.103 Hz/s para un desbalance de 375 MW si se incorporan condensadores sincrónicos.

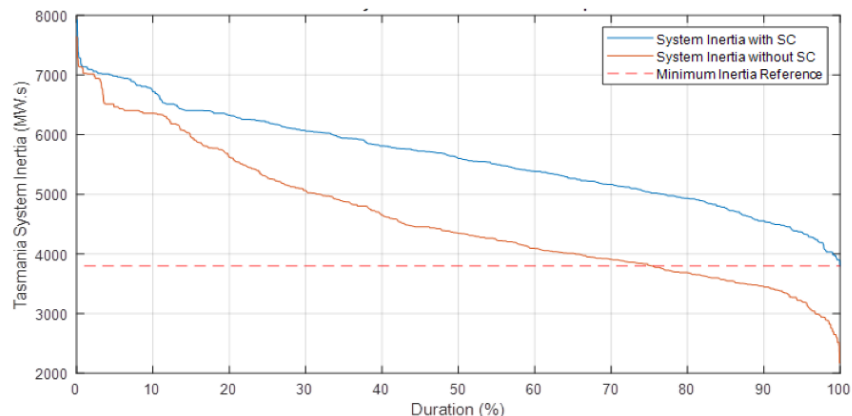


Figura 2.26: Niveles de inercia en el sistema eléctrico de Tasmania con y sin CSs (extraída de [128]).

Otro trabajo donde se investiga el aporte de los condensadores sincrónicos en la respuesta inercial de los SEP corresponde a [130]. En este, los autores investigan el desempeño de la frecuencia en el sistema eléctrico danés considerando el despliegue de condensadores sincrónicos en conjunto con el uso de FFR en turbinas eólicas. Los autores concluyen que el uso de condensadores sincrónicos mejora la respuesta inercial del sistema, mientras que el uso de FFR mejora la desviación de la frecuencia durante régimen permanente. De forma análoga, en [17] se investiga el uso de condensadores sincrónicos y BESS en un sistema eléctrico con 100% de penetración de convertidores. Mediante simulaciones dinámicas, el trabajo concluye que es posible operar un SEP dominado por convertidores mediante la incorporación de condensadores sincrónicos y baterías con capacidad de FFR, al menos en lo que respecta a la estabilidad de frecuencia. Estudios similares se presentan en [131] y [132].

En conclusión, los condensadores sincrónicos pueden aportar considerablemente a mejorar los niveles de inercia de los SEP con alta penetración de convertidores. En particular, la adición de un *flywheel* le permite al condensador sincrónico aumentar cerca de 4 veces su aporte inercial.

2.5.3. Aporte de corrientes de cortocircuito de un CS

El aporte de corrientes de cortocircuito en un CS varía en comparación al caso de los GSs [17]. La razón de lo anterior consiste en que un CS es una máquina sincrónica que opera con factor de potencia nulo. Además, la máquina puede operar en vacío, sobreexcitada o subexcitada, lo que también afecta en el cálculo. En la ecuación 2.6 se muestra la expresión analítica para determinar la corriente de cortocircuito de un condensador sincrónico cargado, la cual se deduce en [133]. Como se observa, el primer término representa la componente de la corriente a frecuencia fundamental producto de los campos electromagnéticos en el periodo subtransitorio, transitorio y régimen permanente. En lo que respecta al segundo término, este representa una componente de doble frecuencia en la corriente debido a la saliencia de la máquina. Luego, se deduce que el aporte de corrientes de cortocircuito de un condensador sincrónico dependerá de varios factores, como la capacidad nominal, los parámetros eléctricos y el nivel de carga de la máquina.

$$I_{sc}^{asy} = \frac{\sqrt{2}S_{nom}}{\sqrt{3}V_{nom}} \left\{ \left[\left(\frac{E''}{x_d'} - \frac{E'}{x_d} \right) e^{-\frac{t}{\tau_d'}} + \left(\frac{E'}{x_d'} - \frac{E}{x_d} \right) e^{-\frac{t}{\tau_d}} + \frac{E}{x_d} \right] \cos(\omega t) - \frac{V_{ll}^{p.u.}}{2} e^{-\frac{t}{\tau_a}} \left[\left(\frac{1}{x_d''} + \frac{1}{x_q''} \right) + \left(\frac{1}{x_d''} - \frac{1}{x_q''} \right) \cos(2\omega t) \right] \right\} \quad (2.6)$$

En particular, un condensador sincrónico puede aportar con altas corrientes de falla, al igual que los GSs [19] [24]. Por ejemplo, ABB ofrece módulos de condensadores sincrónicos con una capacidad nominal de 280 MVar, los cuales tienen una potencia de cortocircuito de aproximadamente 900 MVA [23]. Con ello, estas máquinas son capaces de aportar más de 3 veces su potencia nominal durante fallas. No obstante, este aporte puede variar dependiendo de las condiciones de operación de la máquina. Por ejemplo, en [133] se estudian teóricamente las corrientes de cortocircuito para un condensador sincrónico de 250 MVar conectado a una barra infinita, considerando una operación sobreexcitada y subexcitada. El trabajo demuestra que el aporte de corrientes de cortocircuito de un CS aumenta linealmente a medida que la máquina inyecta una mayor cantidad de reactivos.

Existen varias experiencias prácticas donde se demuestra el aporte de los condensadores sincrónicos para mejorar los niveles de cortocircuito de los SEP. Por ejemplo, Tasmania impone

restricciones a los niveles de cortocircuito en el terminal George Town del enlace HVDC Basslink, el cual transporta energía entre Victoria y Tasmania [134]. En particular, el nivel de cortocircuito mínimo impuesto en la subestación es de 4 kA, o de 6.6 kA si la potencia exportada por Tasmania supera los 350 MW. La Figura 2.27 muestra los niveles de cortocircuito en la subestación George Town con y sin el uso de condensadores sincrónicos. Como se observa, el uso de condensadores sincrónicos en Tasmania le permite a la subestación cumplir con el nivel mínimo de cortocircuito ante diversos flujos a través del enlace HVDC.

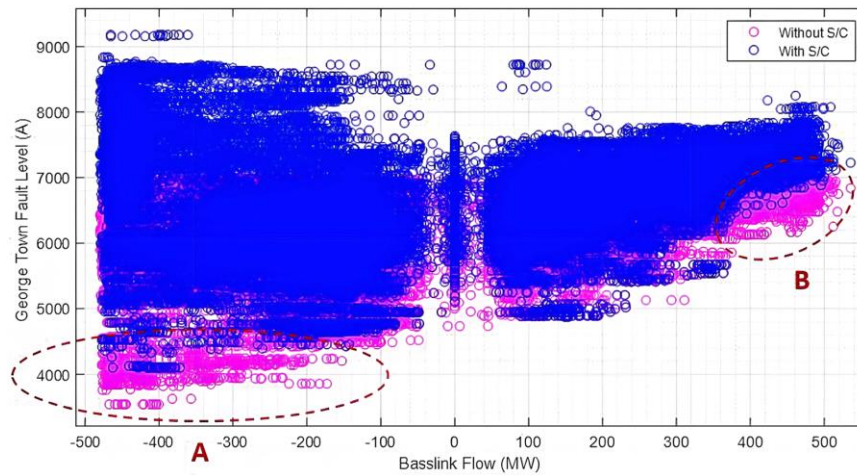


Figura 2.27: Niveles de cortocircuito en la subestación George Town de Tasmania, con y sin CSs.

La Tabla 2.2 muestra diversos condensadores sincrónicos desplegados a lo largo del mundo con sus respectivos aportes a la potencia de cortocircuito, entre otros parámetros importantes [17]. Como se observa, el aporte de un CS a la potencia de cortocircuito varía entre 3 a 10 veces su capacidad nominal.

Tabla 2.2: Ejemplos de condensadores sincrónicos en el mundo y su aporte a la robustez de los SEP.

País	Proyecto	Tipo de máquina	Inyección de reactivos [MVar]	Absorción de reactivos [MVar]	Constante de inercia [seg]	Potencia de falla [MVA]	S_{falla}/S_{nom}
Australia	Darlington Point	Polos salientes	42	-20	1.27	328	7.8
Dinamarca	Bjaeverskov	Rotor cilíndrico	270	-140	1.67	900	3.3
Alemania	Hoheneck	Rotor cilíndrico	430	-260	1.42	1200	2.8
Corea	Jeju Island	Polos salientes	50	-25	1.93	224	4.5
Reino Unido	Lister Drive	Polos salientes	65	-27	6.92	492	7.6
USA	North Keene	Polos salientes	55	-32	2.2	539	9.8

En la literatura existen algunos trabajos donde se estudia el aporte de los CSs para mejorar los niveles de cortocircuito en zonas débiles de los SEP. Por ejemplo, los autores de [129] estudian el efecto de incorporar condensadores sincrónicos en las cercanías del enlace HVDC entre Escocia y Gales, con el fin de mejorar los niveles de cortocircuito de la zona. El trabajo concluye que la incorporación de CSs ayuda a prevenir errores de conmutación en el enlace HVDC producto del fortalecimiento de la red en sus terminales. Por otro lado, en [135] se realiza una comparación entre el desempeño dinámico de un condensador sincrónico y un equipo STATCOM para fortalecer una red débil dominada por turbinas eólicas. El trabajo concluye que ambos equipos pueden aportar con corrientes reactivas para mantener la estabilidad de tensión de un parque eólico. No obstante, los condensadores sincrónicos son capaces de mantener estable al sistema incluso si operan en vacío, lo cual no ocurre con los equipos STATCOM. Estudios similares se presentan en [15] y [136].

En conclusión, los condensadores sincrónicos son capaces de aportar altas corrientes de cortocircuito a los SEP, las cuales varían dependiendo de las características operacionales y constructivas de cada máquina. Lo anterior contribuye considerablemente a mejorar la robustez de los SEP débiles con alta penetración de convertidores.

2.5.4. Reconversión de centrales convencionales a CSs

La reconversión de centrales convencionales a condensador sincrónico involucra varias tareas. El primer paso consiste en realizar un estudio de la condición en la que se encuentran los equipos involucrados en la reconversión [137]. Por ejemplo, el fabricante ABB ofrece el programa LEAP (*Life Expectancy Analysis Program*), el cual se encarga de revisar el estado del aislamiento en los devanados del estator de la máquina, la expectativa de vida de los equipos involucrados, y si es necesario el reemplazo de algún componente [23]. Cabe destacar que, para que un GS opere como CS, se debe evaluar el estado de todos los equipos asociados a la correcta operación del generador, como los devanados de la máquina, equipos de ventilación, sistemas de lubricación, excitación, transformador elevador e interruptor principal [137]. En particular, para máquinas enfriadas por medio de circulación de aire, es usual que se deban reemplazar los devanados del estator y del rotor.

Una vez que se ha analizado el estado de los equipos involucrados, comienza el proceso de reconversión. La tarea más importante en la reconversión de centrales convencionales a condensador sincrónico consiste en el desacople y/o retiro de la turbina [137] [138]. En su lugar, se debe instalar un método de partida acoplado al eje del rotor, como por ejemplo un motor pony. No obstante, existen algunas excepciones. Por ejemplo, en el caso de centrales hidráulicas es posible mantener acoplada la turbina para obtener un mayor aporte inercial [17]. La Figura 2.28 muestra un esquema genérico de una central hidráulica reconvertida a condensador sincrónico. Como se observa, es posible mantener la turbina siempre y cuando se cierre la compuesta principal y se baje el nivel del agua en la cámara de la turbina. Con ello, una central hidráulica que opera como condensador sincrónico puede aportar con una constante de inercia en el rango de los 4 seg.

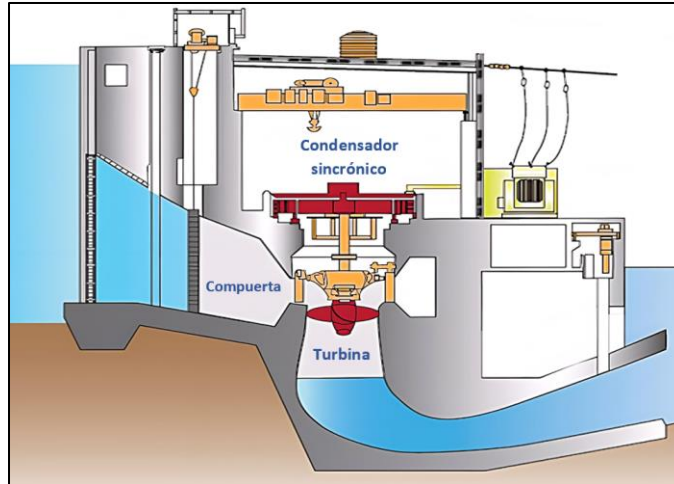


Figura 2.28: Reconversión genérica de una máquina hidráulica a condensador síncrono (extraída de [17]).

En el caso de las centrales a gas, existe la posibilidad de incorporar un *clutch* entre la turbina y el rotor del condensador síncrono [137]. La incorporación de un *clutch*, el cual corresponde a una palanca o embrague, permite acoplar y desacoplar la turbina con el resto de la máquina. Lo anterior posibilita que la planta reconvertida opere como generador y condensador síncrono, dependiendo de los requerimientos de la red. No obstante, se debe tener en cuenta que la incorporación de un *clutch* es bastante compleja en la práctica, puesto que debe haber suficiente espacio entre la turbina y el rotor de la máquina. De no haberlo, puede ser necesario trasladar de posición a la máquina síncrona, o directamente no incorporar el *clutch*.

Finalmente, la reconversión de una central convencional a condensador síncrono puede requerir el reemplazo del sistema de excitación [17]. Existen varias razones para esto. La primera consiste en que la excitatriz de la máquina debe ser capaz de entregar la corriente de campo necesaria para que el CS alcance su capacidad nominal de reactivos. La segunda razón es que el sistema de excitación puede ser diseñado para energizar el método de partida de la máquina. Por último, el reemplazo de un sistema de excitación basado en máquinas rotatorias por uno estático aumenta la rampa de los CSs para inyectar o absorber reactivos. En particular, CIGRE recomienda que la rampa de reactivos de una planta reconvertida a condensador síncrono se encuentre en los 100 [MVar/min] [137].

A modo de ejemplo, en el año 2014 comenzó un proyecto en Midwest (USA) para reconvertir 3 unidades a carbón de 125 MVA a condensadores síncronos [139]. La reconversión involucró el reemplazo de los devanados en el estator, el desacople de la turbina y modificaciones en el sistema de lubricación y enfriamiento [140]. Además, fue necesario el reemplazo del sistema de excitación por uno estático, junto con la instalación de un motor pony como método de partida [141]. La Figura 2.29 muestra el proceso de reconversión de las unidades a carbón en Midwest, el cual fue llevado a cabo por el fabricante EME. En particular, la Figura 2.29(a) muestra tres módulos con el método de partida escogido, los cuales contienen un motor pony impulsado por un variador de frecuencia. La Figura 2.29(b) muestra una de las unidades reconvertidas, la cual tiene acoplado uno de los módulos de la Figura 2.29(a).



Figura 2.29: Reconversión de 3 unidades a carbón en Midwest (USA): (a) método de partida, (b) unidad reconvertida (extraída de [138]).

2.5.5. Costos de inversión, operación y mantenimiento

Si bien los condensadores sincrónicos aparentan ser una buena solución para mejorar los niveles de robustez en SEP dominados por convertidores, en la actualidad son una alternativa costosa [19]. En particular, estos equipos involucran altos costos de inversión y operación, sumando a costos asociados al mantenimiento de la unidad [30]. No obstante, los costos varían notoriamente dependiendo de si el condensador sincrónico es un equipo nuevo, o si se opta por la reconversión de una central convencional a CS [142]. A continuación, se abordan brevemente los costos asociados a estas dos opciones.

En lo que respecta a los costos de inversión de un condensador sincrónico nuevo, estos se encuentran en el orden de los 400,000 [USD/MVAr] [143] [144]. Por ejemplo, ElectraNet incurrió en un total de 169.4 [MUSD] durante la instalación de 4 condensadores sincrónicos en las subestaciones de Davenport y Robertstown, Australia [145]. Los 4 CS suman una capacidad nominal de 516 [MVA], lo cual deriva en un costo de inversión unitario de 328,295 [USD/MVAr]. Análogamente, en [144] se menciona que el costo de inversión para un condensador sincrónico de 70 [MVAr] es de 28.5 [MUSD], derivando en un costo unitario de 407,143 [USD/MVAr]. No obstante, los costos de inversión de un condensador sincrónico reconvertido a partir de una central convencional son notoriamente más bajos. En particular, en [143] se menciona que el costo de inversión para un CS reconvertido ronda en los 20,000-50,000 [USD/MVAr]. Lo anterior se debe a que el uso de una central convencional como condensador sincrónico implica la reutilización de máquinas y equipos existentes, lo cual reduce considerablemente los costos del proyecto [142].

En cuanto a los costos de operación de un CS, estos derivan principalmente de las pérdidas óhmicas en los devanados de la máquina [19]. En efecto, como los CSs consumen energía desde la red para operar con un factor de potencia nulo, estos equipos deben costear la potencia consumida según del precio de la energía en su zona de conexión [34] [143]. En concreto, los autores de [30] mencionan que los costos operacionales anuales en los que incurre un CS se encuentran en el rango de los 13,440 – 53,750 [USD/MVAr]. No obstante, es posible obtener un costo estimado si se conocen las pérdidas de un CS (L_{loss}) y el precio medio de la energía (P_e) en el país de interés, mediante la siguiente expresión [33] [34]:

$$C_{op} = S_{nom}^{CS} \cdot P_e \cdot L_{loss} \cdot t_{año} [\$] \quad (2.7)$$

Donde $t_{año}$ corresponde al porcentaje de horas en las que se ocupa el condensador sincrónico al año. Tomando el ejemplo de Chile, si se considera un precio promedio de la energía de 110 [USD/MWh] [146], un 3% de pérdidas y un 60% de uso al año, se obtiene un costo operacional anual de 17,370 [USD/MVA]. Por lo tanto, operar un CS de 100 [MVA] en Chile implicaría un costo anual de 1.74 [MUSD]. Cabe destacar que los costos operacionales anuales de centrales reconvertidas tienden a ser más altos que los de un CS nuevo [30]. Lo anterior se debe al simple hecho de que las centrales reconvertidas suelen ser de mayor tamaño, por lo cual consumen más energía e incurrir en un mayor gasto [33].

En relación a los costos de mantención de un condensador sincrónico, estos se encuentran en el orden de los 400 – 800 [USD/MVAr] al año [30] [143]. No obstante, estas mantenciones son periódicas y varían respecto a la antigüedad que tiene un condensador sincrónico. Por ejemplo, ABB informa que las mantenciones durante los primeros 3 años de uso no toman más de un día al año. No obstante, luego de unos 12 años de uso se debe realizar una inspección intensiva al rotor de la máquina, la cual toma entre 3 a 4 días [23].

Finalmente, cabe mencionar que existen costos de partida asociados a un condensador sincrónico. En [17] se menciona que estos costos varían entre cientos a miles de dólares por partida. A modo resumen, la Tabla 2.3 muestra todos los tipos de costos asociados a un condensador sincrónico, mientras que la Tabla 2.4 presenta los costos de inversión de tecnologías STATCOM, SVC y BESS a modo comparativo.

Tabla 2.3: Costos asociados a la instalación y operación de un condensador sincrónico.

Desglose de costos	Costos investigados en reportes y literatura	Referencia	Ejemplo para un CS de 100 [MVAr]
CAPEX (CS nuevo)	400,000 [USD/MVAr]	[143] [144] [145]	40 [MUSD]
CAPEX (CS reconvertido)	20,000 - 50,000 [USD/MVAr]	[143]	3.5 [MUSD]
OPEX (por año)	13,440 - 53,750 [USD/MVAr]	[30] [33] [34]	3.4 [MUSD] por año
Mantención (por año)	400 - 800 [USD/MVAr]	[30] [143]	60,000 [USD] por año
Costos de partida	100 - 1000 [USD]	[17]	550 [USD] por partida

Tabla 2.4: Costos de inversión de SVC, STATCOM y BESS a modo comparativo.

Tecnología	CAPEX	Referencia
SVC	40,000 – 100,000 [USD/MVAr]	[28]
STATCOM	160,000 – 200,000 [USD/MVAr]	[147]
BESS	300,000 – 600,000 [USD/MW]	[83]

2.5.6. Comentarios finales

En los últimos años, los condensadores sincrónicos han retomado el interés de los operadores de red a lo largo del mundo. Estos equipos, al ser máquinas sincrónicas, son capaces de aumentar la robustez de los SEP mediante el aporte de corrientes de cortocircuito e inercia rotatoria. En particular, un condensador sincrónico de rotor cilíndrico puede aportar con constantes de inercia en el rango de 1 – 2 [seg], las cuales pueden aumentar hasta 5.5 [seg] si el equipo cuenta con un flywheel acoplado. Así mismo, un condensador sincrónico de polos salientes puede aportar con constantes de inercia en el rango de 2 – 7 seg, las cuales pueden aumentar hasta 16 seg con *flywheel*. Por otro lado, los aportes a la potencia de falla de un condensador sincrónico rondan valores de entre 3 a 10 veces su capacidad nominal. En particular, el aporte inercial y de corrientes de falla de un condensador sincrónico es bastante útil en las cercanías de los enlaces HVDC para evitar errores de conmutación en los inversores de la línea en condiciones de red débil.

Si bien existen 2 opciones para instalar condensadores sincrónicos (reconversión de centrales convencionales o usar equipamiento nuevo), existen ciertos aspectos importantes para tener en consideración. En primer lugar, pese a que los CSs reconvertidos tienen costos de inversión más bajos, la gran capacidad de estas máquinas genera una mayor cantidad de pérdidas, lo cual impacta fuertemente en los costos operacionales de la unidad. Además, estos condensadores sincrónicos no se pueden localizar arbitrariamente en un SEP, puesto que los equipos y máquinas asociados a una central ya se encuentran instalados en una determinada ubicación. Lo anterior puede ser crítico, ya que no tiene sentido reconvertir una central convencional a condensador sincrónico si esta se ubica en una zona robusta de un SEP. En segundo lugar, si bien los CSs nuevos son equipos flexibles que pueden fortalecer cualquier zona de un SEP, estos equipos tienen un alto costo de inversión, por lo que requieren de análisis y estudios exhaustivos para no incurrir en pérdidas económicas.

Debido a los grandes aportes a la robustez que pueden ofrecer los condensadores sincrónicos, en conjunto con sus altos costos de inversión y operación, la siguiente sección presenta las principales metodologías existentes para localizar CSs en un SEP.

2.6. Localización óptima de condensadores sincrónicos

En la literatura existen varios trabajos que abordan la localización óptima de condensadores sincrónicos en SEP con alta penetración de convertidores. Estos trabajos se enfocan en localizar condensadores sincrónicos a lo largo de un SEP mediante la resolución de un determinado problema de optimización. Con lo anterior, el óptimo encontrado dependerá de la función objetivo del problema, así como del conjunto de restricciones considerado. En lo que respecta a la función objetivo, esta puede considerar criterios técnicos o económicos. En cuanto a las restricciones del problema, estas suelen imponer una cantidad máxima de equipos a localizar, junto con definir el conjunto de barras candidatas. Cabe destacar que es bastante común el uso de indicadores de robustez en los trabajos que localizan CSs a lo largo de un SEP, ya sea dentro de la función objetivo o en las restricciones del problema.

En las siguientes subsecciones se estudia la localización óptima de condensadores sincrónicos en SEP mediante diversos trabajos. Con el fin de facilitar la lectura, los trabajos se clasifican en dos grupos: aquellos que se centran en aspectos técnicos, y los que se centran en aspectos técnico-económicos.

2.6.1. Criterios técnicos

Los trabajos que localizan condensadores sincrónicos a partir de criterios técnicos se basan en problemas de optimización cuyas funciones objetivo y restricciones buscan cumplir con diversos códigos de red. Algunos criterios usuales corresponden a considerar requerimientos de tensión, frecuencia, índices de robustez, entre otros. Por ejemplo, en [25] se estudia la localización óptima de condensadores sincrónicos en el sistema eléctrico chileno para el año 2025. Los casos de estudio consideran escenarios de demanda alta y baja. Los autores formulan un problema de optimización que minimiza la potencia total de cortocircuito S_{cc_k} a adicionar en N barras candidatas para la instalación de CSs. Como principal restricción se considera asegurar una razón de cortocircuito efectiva (ESCR) mínima de 1,5 en M nodos monitoreados. El problema de optimización formulado en [25] se muestra en las ecuaciones 2.8 y 2.9, donde S_{cc_i} y $ESCR_j$ corresponden a la potencia de cortocircuito agregada en el nodo i -ésimo, y al índice $ESCR$ en el nodo j -ésimo, respectivamente.

$$\min \left\{ \sum_{i=1}^N S_{cc_i} \right\} \quad (2.8)$$

$$s. a. \quad ESCR_j \geq ESCR_{min}, j = 1, \dots, M \quad (2.9)$$

Mediante la resolución del problema de optimización mostrado en las ecuaciones 2.8 y 2.9, los autores localizan CSs en un total de 18 barras candidatas, monitoreando el ESCR en otros 34 nodos. La Figura 2.30(a) muestra los resultados de las diversas optimizaciones realizadas. Por otro lado, la Figura 2.30(b) muestra la localización de los CSs en el SEN por zona. Como se observa de la Figura 2.30(a), la optimización despliega aproximadamente 2,100 [MVA] en CSs, los cuales

aumentan la potencia de cortocircuito del SEN en unos 14,000 [MVA]. Por su parte, la Figura 2.30(b) muestra que los CSs se localizan principalmente en las zonas 2, 3 y 4 del sistema, las cuales corresponden a Atacama, Coquimbo y Chilquinta, respectivamente.

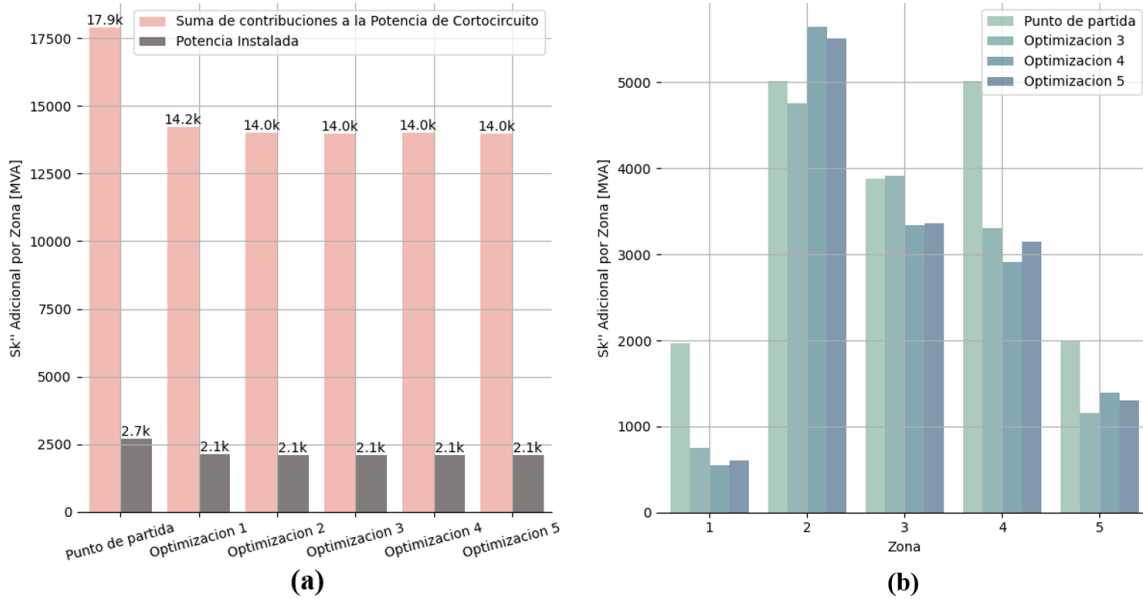


Figura 2.30: Resultados de las optimizaciones realizadas en [25]: (a) capacidades instaladas en CSs, (b) localización según zonas del SEN 2025.

Otro trabajo que localiza CSs en base a criterios técnicos se presenta en [148]. En él, los autores localizan CSs en la red ERCOT de Texas ocupando como indicador la razón de cortocircuito ponderada (WSCR). En particular, se propone una heurística para localizar CSs de tal forma que se asegure un WSCR de 1.5 en la red. La Figura 2.31 muestra la heurística formulada para localizar los condensadores sincrónicos. Como se observa, el procedimiento se basa en calcular el WSCR de la red para un set de localizaciones arbitrarias, tras lo cual se escoge la solución con menor WSCR. Si no se cumple la cota mínima de 1.5 para el indicador, se agregan más condensadores sincrónicos y se repite el procedimiento. La solución encontrada corresponde a instalar un total de 950 [MVar] de condensadores sincrónicos distribuidos en 3 zonas de la red. Finalmente, los autores demuestran, mediante simulaciones dinámicas, que los 950 [MVar] de condensadores sincrónicos son capaces de mantener a la red estable ante un cortocircuito severo. Es más, el sistema es inestable si los CSs se localizan en un solo punto de la red.

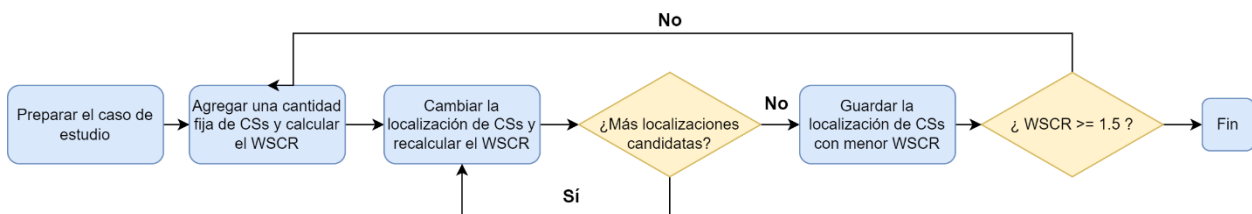


Figura 2.31: Heurística para localizar CSs en base al indicador WSCR [148].

Un estudio que localiza CSs en SEP considerando restricciones de estabilidad corresponde al presentado en [149]. En concreto, los autores localizan CSs en el sistema eléctrico chino minimizando la cantidad de reservas en los GSs y el número de CSs a instalar. La ecuación 2.10 muestra la función multiobjetivo del problema, donde P_{resi} , P_{refi} y N_{sj} representan la cantidad de reservas en el GS i , la capacidad nominal del GS i y el número de CSs desplegados en el nodo i , respectivamente. En lo que respecta a las restricciones del problema, estas buscan acotar el monto máximo de reservas en los GSs, establecer un límite de CSs para localizar, y asegurar que la tensión del sistema se recupere a un valor por sobre los 0.8 [p.u.] después de una falla. Las ecuaciones 2.11, 2.12 y 2.13 muestran las restricciones mencionadas, donde $N_{s\max j}$, $P_{r\max i}$ y $V_s(t_f)$ representan el límite de CSs para desplegar en el nodo j , el monto máximo de reservas para el GS i , y la tensión del sistema en el tiempo t_f , respectivamente. Mediante la optimización propuesta, se logra mejorar la respuesta dinámica de la tensión en el sistema eléctrico chino ante diversas contingencias.

$$\min \lambda_1 \sum_{i=1}^N (P_{resi} - P_{refi})^2 + \lambda_2 \sum_{j=1}^N N_{sj}^2 \quad (2.10)$$

$$s. a. \quad N_{sj} \leq N_{s\max j} \quad (2.11)$$

$$0 \leq P_{resi} \leq P_{r\max i} \quad (2.12)$$

$$V_s(t_f) \geq 0.8, \quad t_f \geq 10 \quad (2.13)$$

Finalmente, en [30] se propone una heurística para localizar CSs en un SEP de baja inercia, con la particularidad de que solo se consideran como barras candidatas aquellas donde sea posible reconvertir unidades convencionales a CS. La heurística se basa en obtener, a partir de desbalances de carga y cortocircuitos, la frecuencia mínima del SEP y la razón de cortocircuito (SCR) en los puntos de conexión de las ERV. En el caso que los indicadores mencionados no cumplan con los estándares mínimos, se procede a reconvertir unidades convencionales a CS. Si pese a la reconversión de centrales los indicadores siguen sin cumplir con los estándares impuestos, se procede a localizar CSs nuevos en los puntos de conexión de las ERV, y/o se agrega un control FFR a dichas unidades. El trabajo concluye que reconvertir un mayor número de centrales convencionales a CS disminuye la cantidad de unidades ERV que deben contar con respuesta FFR, así como también disminuye el número de CSs nuevos a instalar en un SEP.

2.6.2. Criterios técnico-económicos

Los trabajos que localizan condensadores sincrónicos a partir de criterios técnico-económicos se caracterizan porque su función objetivo minimiza los costos de inversión y operación de los equipos a localizar. Además, es usual encontrar trabajos donde se maximiza el valor actual neto (VAN) de operar un SEP con CSs. Finalmente, las restricciones de estos problemas buscan asegurar el cumplimiento de diversos estándares técnicos, como por ejemplo que el SCR en todos los puntos de conexión de las ERV sea mayor que una determinada cota.

A modo ilustrativo, los autores de [33] localizan CSs en el sistema australiano de 14 generadores, considerando una alta penetración de parques eólicos. La función objetivo del problema formulado se muestra en la ecuación 2.14. Como se observa, los autores buscan maximizar el VAN resultante de operar un SEP con CSs, donde R_i , C_i , C_0 y r corresponden a los ingresos del sistema en el año i , los costos del sistema en el año i , el costo de inversión y la tasa de descuento, respectivamente. Por otro lado, la ecuación 2.15 muestra la única restricción del problema, la cual busca asegurar que el SCR en los puntos de conexión de las ERV cumplan con una cota mínima. Cabe mencionar que x representa el vector de soluciones. Los autores concluyen que la localización de CSs en un SEP posibilita que las ERV puedan ser despachadas a una mayor potencia sin poner en riesgo la seguridad del sistema, lo cual deriva en mayores ingresos. Es más, un mayor despacho de las ERV implica un menor despacho de centrales convencionales, por lo cual también disminuyen los costos incurridos en combustibles.

$$\max_x \text{VAN}(x) = \sum_{i=1}^{N_{\text{años}}} \frac{R_i - C_i}{(1+r)^i} + C_0 \quad (2.14)$$

$$\text{s. a. } \text{SCR}(x) \geq \text{SCR}_{\min} \quad (2.15)$$

Otro trabajo que localiza CSs en SEPs mediante criterios técnico económicos se presenta en [34]. En este, los autores localizan CSs en el sistema de prueba de 39 barras de la IEEE, mediante el mismo problema de optimización presentado en las ecuaciones 2.14 y 2.15. No obstante, los autores también localizan equipos SVC con la finalidad de realizar un análisis comparativo. Los resultados de la optimización muestran que, para obtener un SCR mínimo de 3 en todas las barras monitoreadas, es necesario localizar 121 [MVA] de CSs, o 761 [MVar] de equipos SVC. En efecto, el mayor aporte de corrientes de cortocircuito de un CS permite que la solución involucre una menor cantidad de equipos. De hecho, el VAN asociado a la solución con CSs es positivo para todos los casos estudiados, lo cual no ocurre con la solución basada en SVCs. La Figura 2.32 muestra el VAN obtenido en el estudio para 3 escenarios: 6%, 3% y 1% de aumento en el despacho de las ERV producto de incorporar CSs/SVCs. Como se observa, el VAN asociado a la solución con CSs es positivo en los 3 escenarios. Por el contrario, el VAN asociado a la solución con SVCs solo es positivo para el escenario más optimista. Por lo tanto, desde el punto de vista técnico-económico, la solución con CSs es más atractiva que la solución con SVCs.

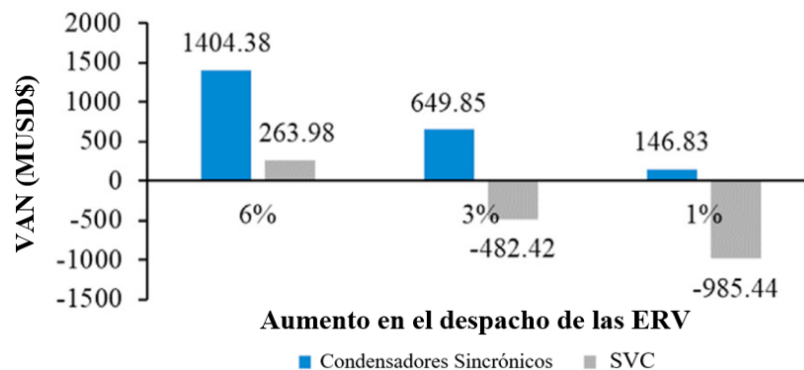


Figura 2.32: Comparación de VANs al localizar CSs vs SVCs (extraída de [34]).

En [35] se estudia la localización óptima de CSs en el sistema de prueba de 39 barras de la IEEE, mediante una optimización multiobjetivo. En particular, los autores minimizan los costos asociados a desplegar CSs en un SEP, junto con minimizar la desviación en las tensiones producto de la incorporación de CSs. La ecuación 2.16 muestra la función objetivo del problema formulado, donde $C_{inv,j}$, $C_{man,j}$ y $C_{ope,j}$ representan los costos de inversión, mantenimiento y operación del CS i -ésimo. Además, VD_k representa la desviación en la tensión de la barra k producto de la incorporación de CSs. Por otro lado, la ecuación 2.17 muestra la única restricción del problema, la cual consiste en que las razones de cortocircuito en cada uno de los puntos de conexión de las ERV sean mayores que una determinada cota R_i . Con ello, los autores encuentran una posible solución que consiste en localizar 4 condensadores sincrónicos en 4 nodos distintos de la red. Además, la capacidad total instalada es de 184 [MVAR].

$$\min w_1 \sum_{j=1}^N (C_{inv,j} + C_{man,j} + C_{ope,j}) + w_2 \sum_{k=1}^M VD_k \quad (2.16)$$

$$s. a. \quad SCR_i \geq R_i, \quad i = 1, \dots, n. \quad (2.17)$$

Cabe mencionar que en [35] también se realiza una validación dinámica de la solución encontrada, por medio de simulaciones EMT. Esta validación busca verificar que la localización óptima de CSs efectivamente mejora la respuesta dinámica del sistema en estudio. La Figura 2.33 muestra las tensiones en los puntos de conexión de unidades ERV en el sistema de 39 barras de la IEEE (B29, B32 y B38) ante la ocurrencia de un cortocircuito trifásico en la barra B29. Además, se tienen 3 casos: la Figura 2.33(a), Figura 2.33(b) y Figura 2.33(c) representan fallas en el SEP sin considerar CSs, con CSs localizados aleatoriamente y con CSs localizados de manera óptima, respectivamente. Como se observa, el único caso en que la central ERV ubicada en el lugar de la falla es capaz de mantenerse estable ante la contingencia, es aquel donde el SEP en estudio cuenta con CSs localizados óptimamente. Por lo tanto, el trabajo concluye que localizar CSs en SEP considerando criterios tecno económicos puede incluso posibilitar que las centrales ERV del sistema adquieran capacidad de *fault-ride-through*.

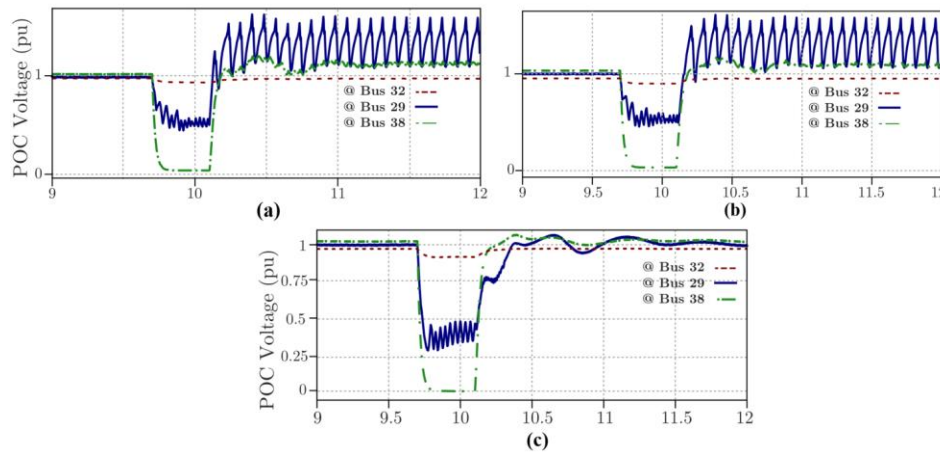


Figura 2.33: Respuesta dinámica de la tensión ante una falla en la barra B29: (a) sin CSs (b) con CSs localizados aleatoriamente (c) con CSs localizados óptimamente (extraída de [35]).

Algunos trabajos que localizan CSs en SEP mediante criterios similares a los ya presentados corresponden a [150] - [151]. Por ejemplo, en [150] se localizan CSs ocupando un modelo equivalente del SEP australiano, por medio de la minimización de costos de inversión y el cumplimiento de un SCR mínimo de 3.0 en todos los puntos de conexión de las ERV. En [152] se localizan CSs en el sistema eléctrico danés mediante los mismos objetivos que en [150], pero considerando 4 posibles modelos dinámicos de CSs para ser desplegados en la red. Por su parte, los autores de [153] localizan CSs en el sistema eléctrico danés mediante la minimización de costos y el cumplimiento de diversos códigos de red, considerando la posibilidad de reacondicionar centrales convencionales a condensador sincrónico. Finalmente, en [151] se localizan CSs en el sistema eléctrico danés usando los mismos objetivos que en [150] y [152], pero modificando el cálculo del SCR para que este considere las corrientes de cortocircuito que aportan los convertidores del sistema.

2.6.3. Comentarios finales

En el presente capítulo se revisaron distintas metodologías para localizar condensadores sincrónicos en SEP con alta penetración de ERVs. Con ello, se detectó que la mayoría de los trabajos localizan equipos mediante la optimización de criterios técnicos y/o económicos. No obstante, es bastante común el uso sistemas pequeños o modelos reducidos de un SEP para poder resolver el problema de optimización planteado. Lo anterior es un problema, puesto que el uso de modelos reducidos podría no reflejar fielmente el comportamiento dinámico de un sistema de potencia. Además, los problemas de optimización revisados se centran en el aporte de corrientes de cortocircuito de un CSs, dejando completamente de lado su aporte a la respuesta inercial de los SEP. Lo anterior es crítico, puesto que la incorporación de tecnologías ERV no solo disminuye los niveles de cortocircuito de los SEP, sino que también disminuye la inercia sistémica. Con ello, resulta fundamental formular una optimización que incluya requerimientos de inercia y corrientes de cortocircuito.

En cuanto a la reconversión de centrales convencionales a condensador sincrónico, existen pocos trabajos en los que se considera dicha alternativa. De hecho, los pocos estudios que incluyen la posibilidad de reconvertir centrales convencionales a CS realizan análisis superficiales y no abordan las posibles ventajas de esta opción, como menores costos de inversión, mayor respuesta inercial y la posibilidad de agregar un *clutch* entre el generador y la turbina. Así mismo, los trabajos que consideran el uso de CSs nuevos no exploran la opción de agregar un *flywheel* para obtener una mayor respuesta inercial. Por lo tanto, resulta interesante formular un problema de optimización que explore las distintas alternativas que existen al momento de instalar condensadores sincrónicos, ya sean nuevos o reconvertidos.

Finalmente, en la mayoría de los trabajos revisados se ocupan indicadores de robustez que dejan de ser factibles en SEPs con alta penetración de ERVs. En particular, la mayoría de los trabajos exige que el SCR en los puntos de conexión de los convertidores sea mayor que una determinada cota. No obstante, este indicador no considera las interacciones entre los controles de las unidades ERV. Por otro lado, los pocos trabajos que consideran índices más completos (como el ESCR o WSCR), no consideran aspectos económicos en la optimización, por lo cual la solución propuesta podría no ser factible desde el punto de vista económico.

3. Análisis Preliminar

En este capítulo se presenta un análisis preliminar acerca de la validez del indicador de robustez “ESCR” usado por el Coordinador Eléctrico Nacional en el Estudio de Definición de Requerimientos de Fortaleza de red al año 2025 [25]. El objetivo es cuantificar la correlación existente entre el indicador ESCR y el desempeño dinámico del SEN durante cortocircuitos. En base a los resultados obtenidos de este análisis, se propone un nuevo indicador de robustez, especialmente diseñado para la localización óptima de condensadores sincrónicos en sistemas de potencia débiles.

3.1. Caso de estudio

La Figura 3.1 muestra las principales características del sistema eléctrico chileno considerado en el presente análisis. Como se puede observar, el sistema corresponde al SEN proyectado al año 2025, el cual se divide en 5 áreas. El escenario considerado corresponde a una condición diurna de demanda alta, por lo cual se tiene un alto nivel de generación ERV en la zona norte del país. La Tabla 3.1 resume los aspectos más relevantes del escenario considerado. Como se observa, el SEN cuenta con una demanda sistémica de aproximadamente 11,500 MW, de los cuales un 61% se abastece mediante generación ERV, mientras que el 39% restante se cubre con generación sincrónica. Además, el escenario cuenta con una inercia sistémica de 26.5 [GVAs], la cual se concentra principalmente en la zona centro-sur del país. Cabe destacar que el sistema cuenta con aproximadamente 4.2 [GVAs] de inercia en la zona norte del país. Lo anterior debido a que el modelo considera la propuesta del CEN de instalar 2,100 [MVar] en CSs en la zona norte del SEN [25]. El valor de 4.2 [GVAs] de inercia asume que los CSs desplegados en el norte cuentan con una inercia de 2 [seg].

Tabla 3.1: Características del escenario considerado para el SEN en estudio - año 2025.

Demanda sistémica	11,500 [MW]
Despacho ERV	61%
Despacho GSs	39%
Inercia total	26.5 [GVAs]

Considerando el SEN mostrado en la Figura 3.1 y el escenario presentado en la Tabla 3.1, en los siguientes apartados se obtienen valores de ESCR para diversas barras ubicadas en las áreas 1 y 2 del sistema. De esta forma, se busca estudiar el desempeño del indicador ESCR para cuantificar la robustez de una barra que se encuentra eléctricamente cercana con condensadores sincrónicos.

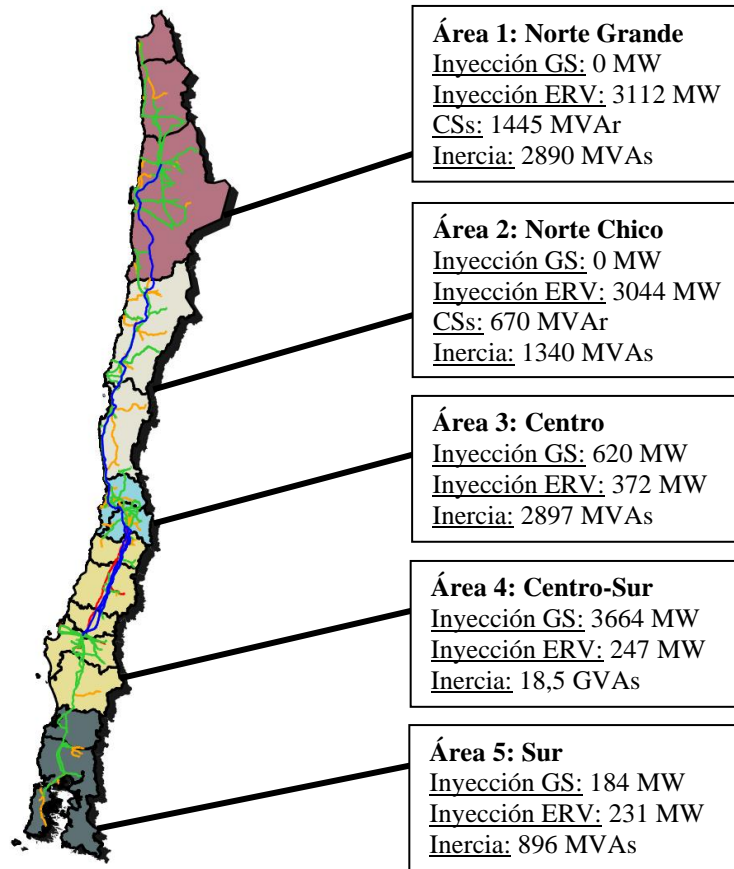


Figura 3.1: Descripción del caso de estudio – SEN año 2025.

3.2. Análisis del ESCR

El indicador ESCR (razón de cortocircuito equivalente), corresponde a un indicador de robustez propuesto por CIGRE. Esta métrica busca penalizar la potencia de cortocircuito en una determinada barra según la cantidad de inversores que esta tenga en sus cercanías. Con lo anterior, el ESCR captura las posibles interacciones entre unidades ERVs eléctricamente cercanas, bajo el argumento de que una barra rodeada por inversores es, en realidad, más débil de lo que indica su nivel de cortocircuito (SCL). La Ecuación 3.1 muestra la expresión analítica propuesta por la CIGRE para obtener el indicador ESCR.

$$ESCR_j = \frac{SCL_j}{\sum_{k=1}^N IF_{kj} \cdot S_k^{ERV}} \quad (3.1)$$

Como se observa de la Ecuación 3.1, el ESCR corresponde a la razón existente entre el nivel de cortocircuito en una barra j , y la suma ponderada de la capacidad ERV que se encuentran

eléctricamente cercanas a la barra de interés. Para esto último, el indicador ocupa un término denominado “factor de interacción”, el cual se define como $IF_{kj} = \Delta V_k / \Delta V_j$. Dicho factor busca representar la cercanía eléctrica entre 2 nodos distintos. En específico, 2 barras que se encuentren eléctricamente cercanas tendrán un mayor factor de interacción que otras 2 barras eléctricamente lejanas.

Si bien el ESCR posee la ventaja de penalizar el nivel de cortocircuito de una barra en función de la cantidad de ERVs eléctricamente cercanas, para efectos del presente trabajo, presenta una seria desventaja. Concretamente, el ESCR no “despenaliza” el nivel de cortocircuito de una barra dependiendo de su cercanía a equipos fortalecedores de red, tales como condensadores sincrónicos. Para entender mejor lo anterior, se considera la Figura 3.2. La figura muestra una zona del SEN en las cercanías de Maitencillo 220 kV. De la figura se observa que el ESCR de Maitencillo 220 kV es de 1.35, mientras que el de Caserones 220 kV es de 1.39. Lo anterior indicaría que la barra Caserones 220 kV es más robusta que Maitencillo 220 kV. Esto se justifica solo porque Caserones se encuentra eléctricamente más alejada de los inversores que inyectan su potencia en la subestación Maitencillo. No obstante, Maitencillo se encuentra a solo 20[Ω] de un condensador sincrónico de 215 [MVar] ubicado en Algarrobal. Por lo tanto, uno esperaría que Maitencillo sea una barra más robusta que Caserones.

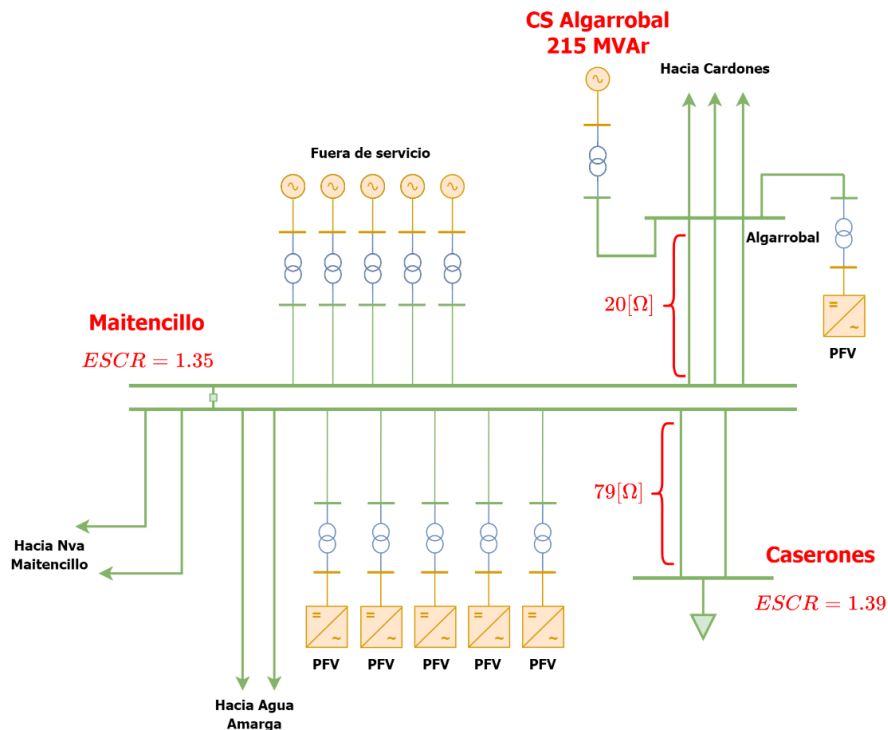


Figura 3.2: Ejemplo ilustrativo sobre inconvenientes del ESCR - zona de Atacama.

La Figura 3.3 muestra la respuesta de las tensiones en Maitencillo 220 kV y Caserones 220 kV ante la ocurrencia de un cortocircuito trifásico en cada una de las barras. Como se observa, efectivamente Maitencillo es una barra más robusta que Caserones, puesto que su tensión cae en menor medida ante la ocurrencia de una falla.

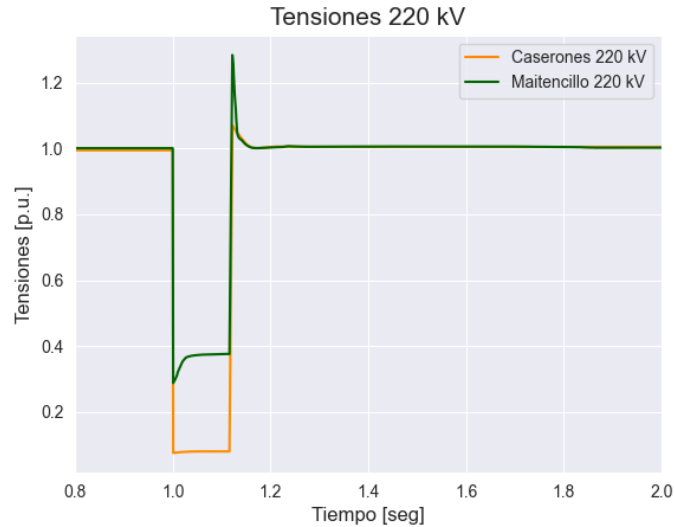


Figura 3.3: Ocurrencia de cortocircuitos trifásicos en 2 barras ubicadas en la zona norte del SEN (Caserones 220 kV y Maitencillo 220 kV).

La Figura 3.4 presenta otro caso similar al anterior. Concretamente, la Figura 3.4 muestra 3 subestaciones ubicadas en el Norte Grande del SEN, específicamente Domeyko 220kV, Laguna Seca 220kV y Óxidos 220kV. Como se observa, el ESCR de ambas barras es muy similar (Laguna Seca de 1.48, y Óxidos de 1.47). No obstante, dado que la subestación Óxidos se encuentra a solo $0.4[\Omega]$ de la subestación Domeyko, donde se ubica un condensador sincrónico de $75 [\text{MVar}]$ de capacidad nominal, uno esperaría que Óxidos sea más robusta que Laguna Seca.

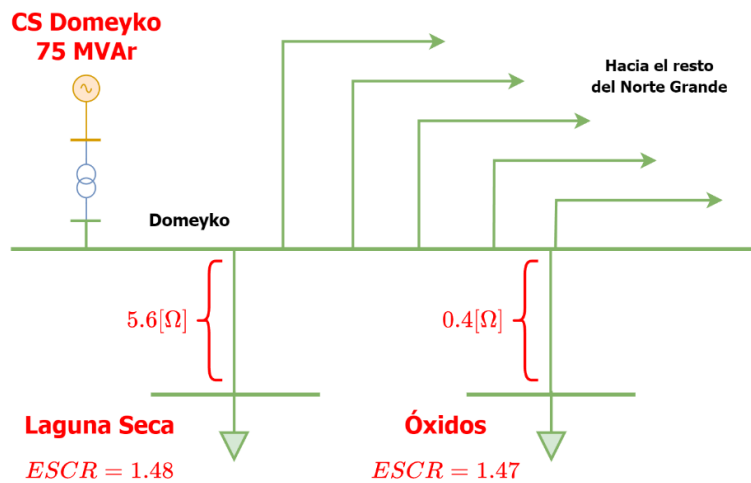


Figura 3.4: Ejemplo ilustrativo sobre inconvenientes del ESCR - Norte Grande.

La Figura 3.5 muestra la respuesta de las tensiones en Óxidos 220 kV y Laguna Seca 220 kV ante la ocurrencia de un cortocircuito trifásico en cada una de las barras. Como se observa,

efectivamente Óxidos es una barra más robusta que Laguna Seca, puesto que su tensión cae en menor medida ante la ocurrencia de una falla.

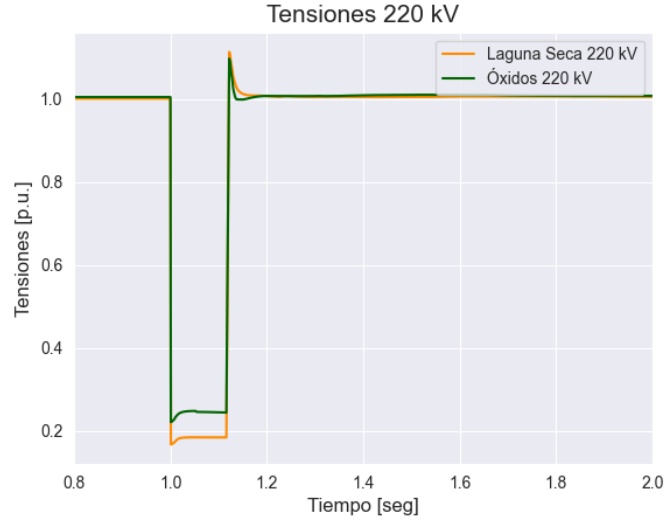


Figura 3.5: Ocurrencia de cortocircuitos trifásicos en 2 barras ubicadas en la zona norte del SEN (Laguna Seca 220 kV y Óxidos 220 kV).

3.3. Propuesta de indicador – PSCR

En la sección anterior se concluyó que el ESCR no es capaz de cuantificar adecuadamente, el aporte a la robustez de los condensadores sincrónicos. En vista de esto, en este apartado se propone un indicador que corrige dicho problema. El indicador propuesto se denomina PSCR (propuesta de razón de cortocircuito), y su expresión analítica se presenta en la Ecuación 3.2.

$$PSCR_j = \frac{S_{cc_j}}{\sum_{k=1}^N D_{kj} \cdot S_k^{ERV}} \cdot \frac{\sum_{m=1}^M (1 + D_{mj}) \cdot S_m^{GS}}{\sum_{m=1}^M S_m^{GS}} \quad (3.2)$$

Donde S_{cc_j} es el nivel de cortocircuito en la barra j , y D_{kj} corresponde a la distancia eléctrica normalizada entre las barras k y j . Finalmente, los términos S_k^{ERV} y S_k^{GS} corresponden a la potencia aparente nominal de las ERVs y GSs ubicados en la barra k . De la expresión anterior se observa que el PSCR se compone de 2 términos:

- Un primer término consistente en el nivel de cortocircuito de una barra, el cual se penaliza según la capacidad ERV eléctricamente cercana al nodo. De esta forma, este primer término es básicamente el indicador ESCR calculado con distancias eléctricas normalizadas D_{kj} , y no con factores de interacción IF_{kj} . Lo anterior tiene el propósito de ocupar, directamente, la distancia eléctrica entre 2 nodos, y no un factor que intenta representarla.
- El segundo término busca capturar el aporte a la robustez de los condensadores sincrónicos.

En específico, este término corresponde a un factor de corrección que aumenta el valor del indicador en el caso que la barra cuente con máquinas sincrónicas cercanas eléctricamente.

Tal como se indicó, el PSCR ocupa distancias eléctricas normalizadas D_{kj} como alternativa a los factores de interacción, donde el término D_{kj} se calcula a partir de la distancia eléctrica Z_{ij-eq} existente entre dos barras. Para esto, Z_{ij-eq} se obtiene utilizando el principio de superposición según la Ecuación 3.3 [154].

$$Z_{ij-eq} = z_{ii} + z_{jj} - 2 \cdot z_{ij} \quad (3.3)$$

$$D_{kj} = \frac{\max\{Z_{eq}\} - Z_{ij-eq}}{\max\{Z_{eq}\} - \min\{Z_{eq}\}} \quad (3.4)$$

De esta forma, los términos z_{ij} corresponden a la impedancia mutua entre dos nodos i y j en la matriz de impedancias de una red. Finalmente, el término D_{kj} se obtiene al normalizar la matriz Z_{eq} según la expresión mostrada en la Ecuación 3.4. Con lo anterior, 2 barras eléctricamente cercanas tendrán un D_{kj} cercano a 1.0, mientras que 2 barras lejanas tendrán un D_{kj} cercano a 0.

La Figura 3.6 presenta el mismo ejemplo mostrado en la Figura 3.2, pero incorporando, además, el PSCR de cada barra. Como se puede observar en la Figura 3.7, al calcular el indicador PSCR en Maitencillo y Caserones se invierte la relación obtenida con el ESCR. En particular, ahora es Maitencillo 220 kV la barra más robusta en comparación a Caserones 220 kV, debido a su cercanía al condensador sincrónico de 215 [MVar] en Algarrobal. Para este caso, el PSCR de Maitencillo y Caserones es de 1.42 y 0.18, respectivamente, mientras que el ESCR de Maitencillo y Caserones es de 1.35 y 1.39, respectivamente. Por lo tanto, se observa que el PSCR corrige al indicador ESCR para cuantificar la robustez de Maitencillo, considerando su cercanía con un condensador sincrónico.

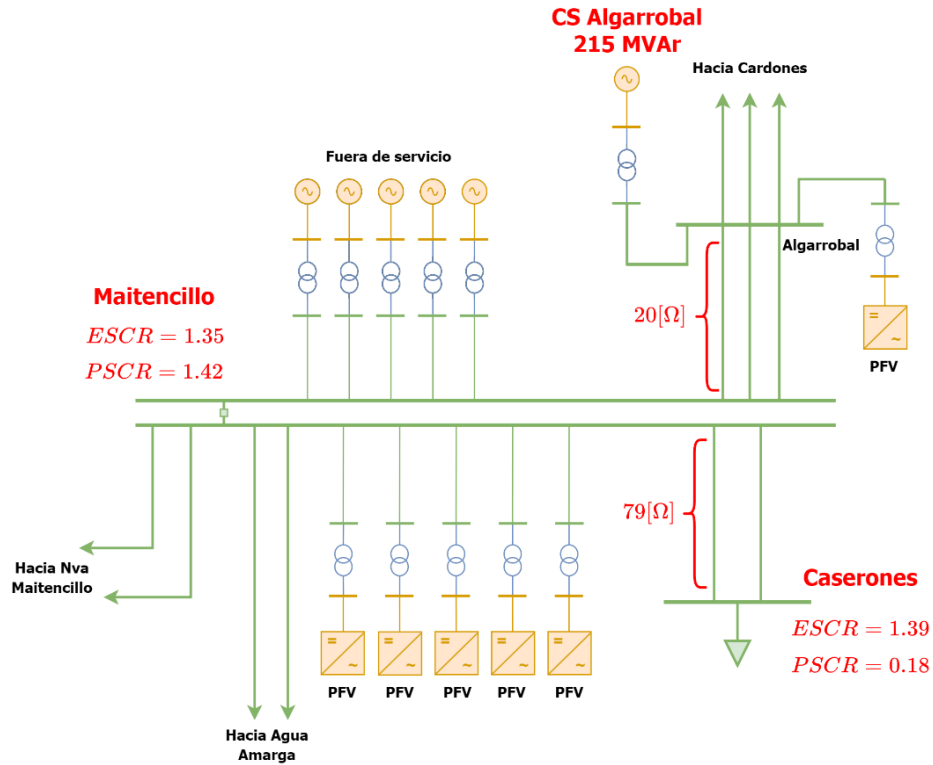


Figura 3.6: Ejemplo ilustrativo sobre desempeño del PSCR - zona de Atacama.

La Figura 3.7 muestra el mismo ejemplo mostrado en la Figura 3.4 incorporando el PSCR de cada barra. Se observa que, en este caso, el PSCR nuevamente corrige la robustez de las barras considerando la cercanía de ambas al CS de Domeyko. Concretamente, ahora es Óxidos 220 kV la barra más robusta en comparación a Laguna Seca 220 kV, debido a su cercanía con el condensador sincrónico de 75 [MVar] en Domeyko. Para este caso, el PSCR de Óxidos y Laguna Seca es de 0.80 y 0.53, respectivamente, mientras que el ESCR de Óxidos y Laguna Seca es de 1.47 y 1.48, respectivamente.

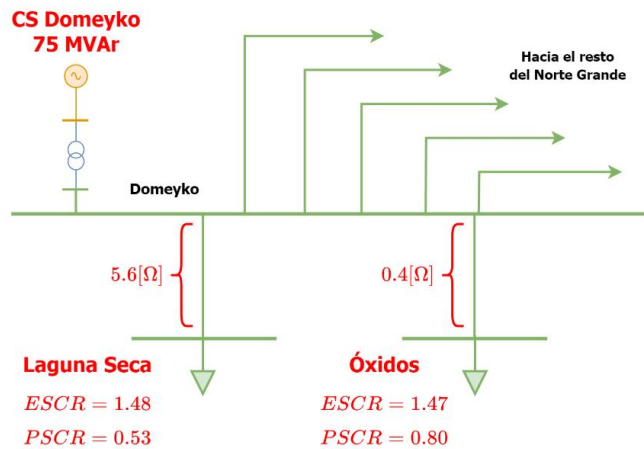


Figura 3.7: Ejemplo ilustrativo sobre inconvenientes del ESCR - Norte Grande.

3.4. Validación dinámica – ESCR y PSCR

En esta sección se busca validar dinámicamente el PSCR como indicador de robustez. Para esto se realizan cortocircuitos trifásicos en distintas barras de la zona centro-norte del SEN. En total se consideran 34 fallas. Como medida de desempeño dinámico del sistema durante contingencias se utiliza el indicador *IDD*. Concretamente, el indicador *IDD* de una barra *j* (*IDD_j*) se calcula según la siguiente ecuación:

$$IDD_j = \left(\int_{t=0}^{t=t_d} |v_j(t) - v_j(t_0)| dt \right)^{-1} \quad (3.5)$$

La Figura 3.8 ilustra la métrica *IDD* para evaluar el desempeño dinámico de la tensión en una barra ante la ocurrencia de un cortocircuito. Como se observa, el *IDD* invierte el área acumulada por la tensión de una barra desde la ocurrencia de la falla hasta su despeje.

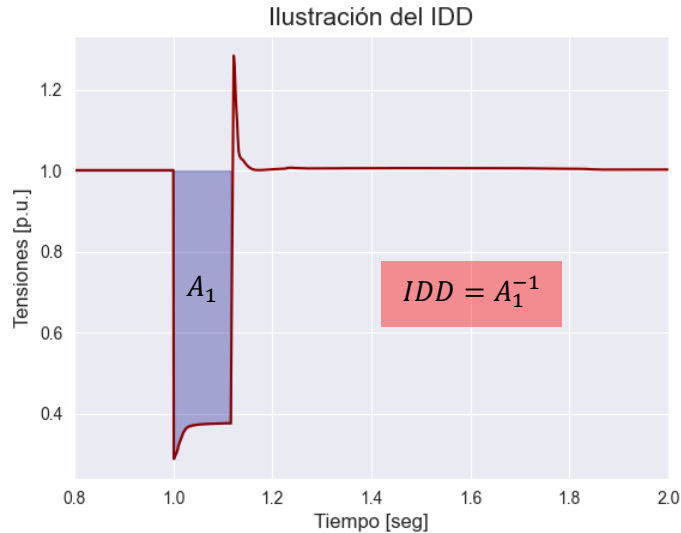


Figura 3.8: Ilustración de la métrica *IDD* para medir el desempeño dinámico de la tensión ante la ocurrencia de un cortocircuito.

De la Ecuación 3.5 se observa que el *IDD* de una barra *j* (*IDD_j*), se calcula en base al área bajo la curva de la tensión de la barra *j*, para una determinada falla, de forma similar a la energía de una señal. Concretamente, se calcula la desviación de la tensión de la barra *v_j(t)* con respecto a su valor inicial para luego calcular el inverso del área bajo la curva. De esta forma, un *IDD* alto representa una barra robusta con menores desviaciones de tensión ante la ocurrencia de un cortocircuito. Cabe mencionar que el *IDD* solo considera la dinámica de las tensiones hasta que se despeja la falla en el tiempo *t_d*, por lo cual esta métrica solo cuantifica el desempeño de la tensión durante la falla.

La Figura 3.9 muestra la correlación existente entre el ESCR y PSCR con respecto al *IDD* incluyendo todas las fallas analizadas. En particular, la Figura 3.9(a) muestra la dispersión

existente entre el ESCR y el IDD, ambos normalizados a valores entre [0,1]. Se observa que la correlación entre el ESCR e IDD es baja, la cual alcanza un coeficiente de determinación de apenas 8.2%. Por otro lado, la Figura 3.9(b) muestra la dispersión existente entre los indicadores PSCR e IDD, también estandarizados a valores entre [0,1]. En este último caso, la correlación existente entre ambas métricas es alta, alcanzando un coeficiente de determinación del 93.3%. Por lo tanto, es claro que el indicador propuesto PSCR representa mucho mejor la respuesta transitoria de las tensiones en un SEP en caso de fallas.

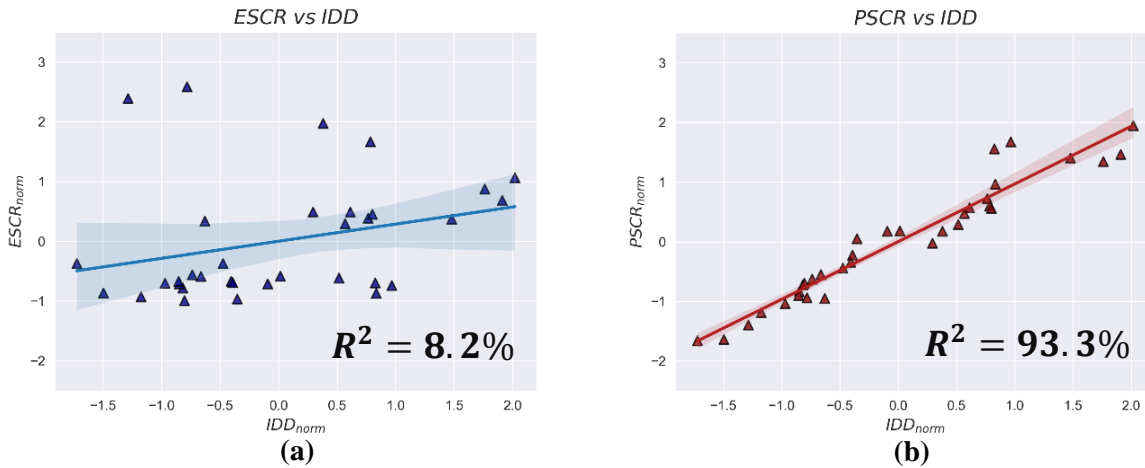


Figura 3.9: Correlaciones entre indicadores: (a) ESCR vs IDD, (b) PSCR vs IDD.

En la Figura 3.10 se muestra la respuesta transitoria de las tensiones para las mismas fallas mostradas en la Figura 3.9. En particular, la Figura 3.10(a) y Figura 3.10(b) muestran la respuesta dinámica de las tensiones para distintos valores de ESCR y PSCR, respectivamente. Como se observa, el ESCR no es capaz de ajustarse correctamente a la dinámica de las tensiones durante la ocurrencia de un cortocircuito. Por otro lado, el PSCR se ajusta de forma lineal a la dinámica de las tensiones durante una falla. Los resultados de la Figura 3.10 confirman las correlaciones obtenidas en la Figura 3.9. No obstante, cabe mencionar un aspecto importante. Tanto el ESCR como el PSCR no son capaces de predecir la dinámica de las tensiones posterior al despeje de la falla ($t > t_d$). Lo anterior se debe, principalmente, a que después del despeje de una falla participan dinámicas que ninguno de los dos indicadores considera. En particular, dinámicas asociadas a equipos SVC, STATCOM y reactores, que juegan un papel fundamental en la recuperación de las tensiones.

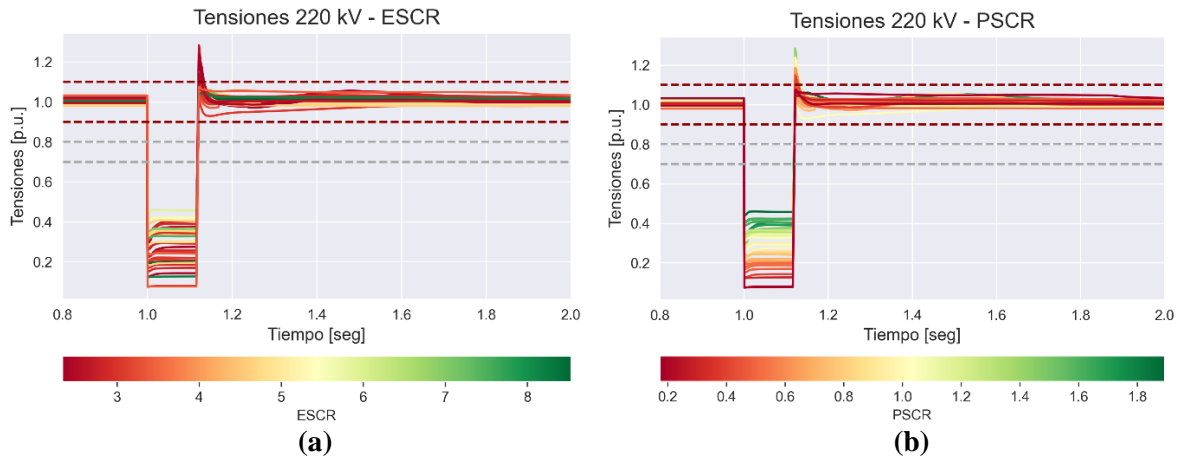


Figura 3.10: Respuesta dinámica de la tensión para distintos valores de indicadores: (a) ESCR, (b) PSCR.

Pese a que tanto el ESCR como el PSCR no representan la dinámica de las tensiones posterior al despeje de una falla, sí es posible afirmar que una menor caída de tensión durante una falla implica una mejor recuperación dinámica después del despeje de esta. A modo ilustrativo, la Figura 3.11 muestra la respuesta dinámica de las tensiones en 4 barras del SEN con distintos valores de PSCR. De la figura se observa claramente que a medida que la caída de tensión durante la falla empeora (caída más pronunciada, menor PSCR), la recuperación dinámica de la tensión es más complicada. De esta forma, si bien el indicador PSCR no representa adecuadamente la recuperación dinámica de las tensiones después del despeje de una falla, al mejorar este indicador, si es posible asegurar que la recuperación dinámica después de la falla será mejor.

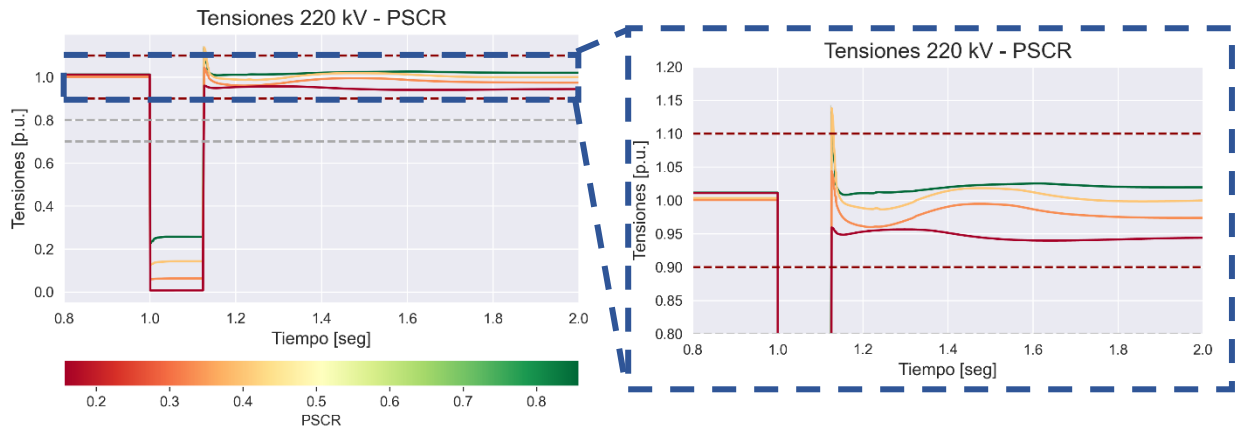


Figura 3.11: Respuesta dinámica de la tensión posterior al despeje de una falla.

3.5. Comentarios finales

Del análisis preliminar, se deducen los siguientes análisis:

- El indicador ESCR no logra capturar correctamente el aporte a la robustez de condensadores sincrónicos.
- El indicador PSCR sí logra capturar correctamente el aporte que realiza un condensador sincrónico a la robustez de una barra que se encuentre eléctricamente cercana.
- El indicador ESCR no es capaz de ajustarse correctamente a la dinámica de las tensiones durante un cortocircuito.
- El indicador PSCR propuesto sí es capaz de representar correctamente la dinámica de las tensiones durante un cortocircuito.
- Si bien el PSCR no representa adecuadamente la dinámica de las tensiones posterior al despeje de una falla, un PSCR más alto implica una mejor recuperación dinámica después del despeje de una falla.

4. Metodología

4.1. Introducción

En este trabajo, se propone una metodología de 3 etapas para la localización óptima de condensadores sincrónicos en SEP débiles. Como entrada a la metodología se requiere de un plan de expansión de la transmisión tradicional para el año en estudio T_F que incluya los reforzamientos clásicos de la red para abastecer la demanda, junto con una base de datos de la red actual en un año T_0 . La Figura 4.1 muestra el diagrama metodológico general de la propuesta. Como se puede observar, la primera etapa consiste en determinar áreas débiles del SEP en estudio en el año T_F con el fin de fortalecerlas mediante la instalación de condensadores sincrónicos. La segunda etapa localiza condensadores sincrónicos (nuevos o centrales reconvertidas), ocupando criterios de robustez. Finalmente, en la etapa 3, se realiza una validación dinámica para el plan de inversión obtenido en la etapa 2. Si los resultados la etapa 3 son satisfactorios, la metodología termina con un plan de inversión final. En caso contrario, se regresa a la segunda etapa hasta que la validación dinámica cumpla con las exigencias técnicas del sistema.

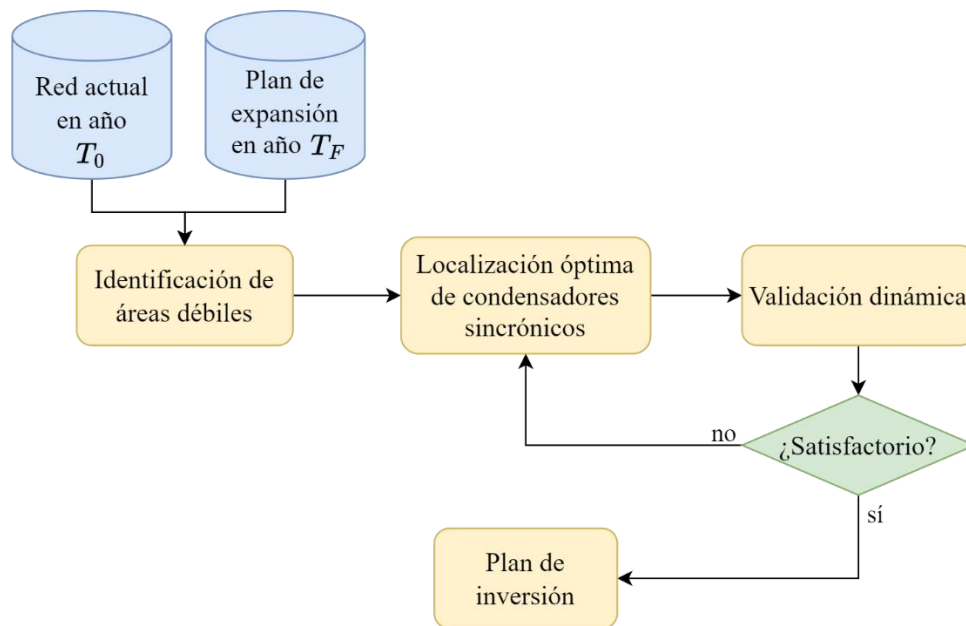


Figura 4.1: Diagrama metodológico general de la propuesta.

4.2. Etapa 1 – Identificación de áreas débiles

Dado un plan de expansión tradicional del sistema para el año T_F , la primera etapa busca identificar las áreas que más se debilitan en dicho plan (en comparación a los niveles de robustez

existentes en T_0) para luego, en la etapa 2, fortalecerlas con la instalación de CSs. Para identificar las áreas débiles del sistema en el año T_F , se utiliza la diferencia entre la hora con el mejor nivel de CC en el año T_0 y la hora con el peor nivel de CC del año T_F . Lo anterior tiene la finalidad de evitar el despliegue de condensadores sincrónicos en áreas que son inherentemente débiles incluso en el año T_0 . De esta forma, el peor escenario, en términos de CC, para el año T_F ($PE_{CC}T_F$), corresponde a la hora de demanda neta mínima, en cuyo caso existe un bajo número de máquinas sincrónicas en servicio [40]. De manera similar, el mejor escenario en términos de niveles CC para el año T_0 ($ME_{CC}T_0$), corresponde a la hora de demanda neta máxima, en cuyo caso existe un gran número de máquinas sincrónicas en servicio [40]. Lo anterior también implica que el mejor escenario tendrá un alto nivel de inercia sistémica, mientras que el peor escenario tendrá un bajo nivel de inercia sistémica.

Una vez que se hayan seleccionado ambos escenarios, se procede con el cálculo variaciones de robustez en las barras del sistema en estudio. Estas variaciones buscan identificar las áreas que más se debilitan al pasar del mejor escenario en el año T_0 al peor escenario en el año T_F . Es importante recalcar que el uso de variaciones tiene sentido en el contexto de evitar el despliegue de condensadores sincrónicos en áreas que son inherentemente débiles dentro de un SEP. A modo de ejemplo, la Figura 4.2(a) muestra el mejor escenario para una red en T_0 , mientras que la Figura 4.2(b) muestra el peor escenario para la misma red en T_F , donde el color verde representa una barra robusta y el color rojo representa una barra débil. Como se observa, el sistema experimenta un reemplazo considerable de generación sincrónica por generación ERV en la zona inferior de la red. Por último, la Figura 4.2(c) muestra las variaciones de robustez entre ambos escenarios, donde el color negro representa una variación alta, y el color rojo una variación baja. Como se observa, el uso de variaciones de robustez permite identificar áreas que se han debilitado considerablemente desde un año inicial T_0 a un año final T_F , producto de la instalación de convertidores en sus cercanías.

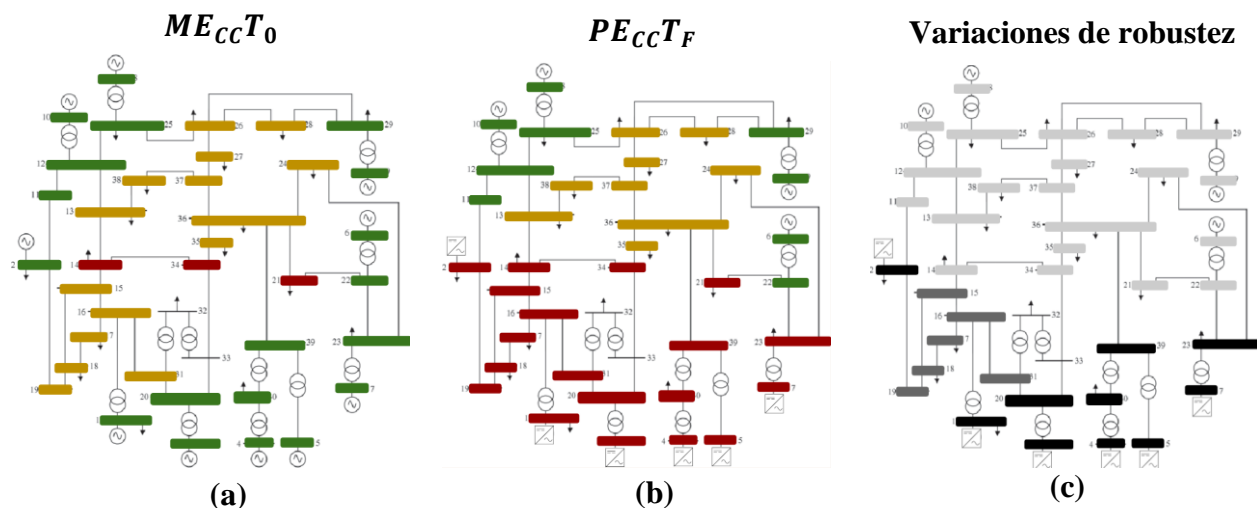


Figura 4.2: Ejemplo ilustrativo del cálculo de variaciones de robustez: (a) mejor escenario en T_0 , (b) peor escenario en T_F , (c) variaciones de robustez.

Las diferencias de robustez en cada barra de la red, considerando sus valores en los años T_0 y T_F , se agrupan de manera de formar áreas mediante un algoritmo de clustering. Las áreas así obtenidas representan cuánto se debilita cada zona de un SEP, desde un año T_0 a un año T_F . producto del reemplazo de generación sincrónica por generación basada en convertidores de potencia. Finalmente, el área en la cual se deben desplegar condensadores sincrónicos en la etapa 2 corresponde al área que más se debilita al pasar del mejor escenario en el presente $ME_{CC}T_0$, al peor escenario en el futuro $PE_{CC}T_F$. De esta forma, la metodología privilegia la instalación de CSs en áreas que se debilitan considerablemente en el futuro producto de una inserción masiva de ERV. La Figura 4.3 muestra el diagrama de bloques asociado a la primera etapa de la metodología.

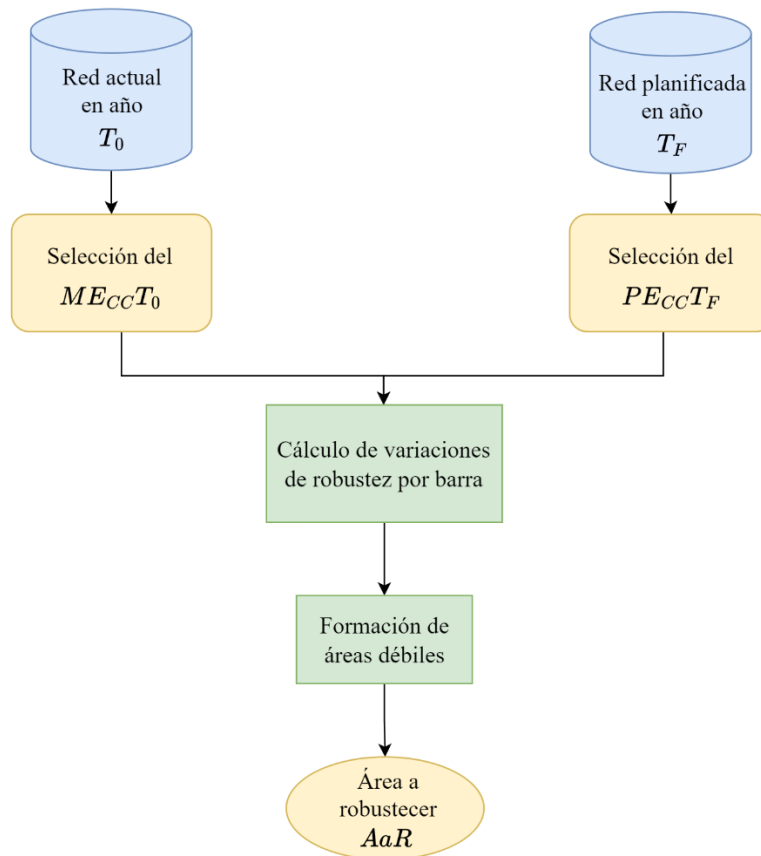


Figura 4.3: Diagrama de bloques de la primera etapa de la metodología.

4.3. Etapa 2 – Localización CSs nuevos y/o reconvertidos

La segunda etapa de la metodología tiene por objetivo resolver un problema de planificación que localiza condensadores sincrónicos en el SEP de interés, considerando el peor escenario en términos de CC calculado en la primera etapa $PE_{CC}T_F$, y solo para el área AaR previamente identificada. El problema de optimización formulado se muestra en las ecuaciones 4.1a – 4.1q. Como se observa, el objetivo del problema consiste en minimizar los costos de inversión y operación de instalar condensadores sincrónicos nuevos y reconvertidos en el SEP en

estudio. Además, el problema minimiza los costos asociados a despachar centrales sincrónicas fuera de servicio en la hora del $PE_{CC}T_F$, durante un total de α horas al año, con el fin de evitar la instalación de CSs cerca de barras con generación sincrónica.

En lo que respecta a la notación del problema, \aleph , \mathcal{R} y δ corresponden a los conjuntos de barras candidatas para instalar CSs nuevos, reconvertidos, y para despachar centrales fuera de servicio, respectivamente. Por otro lado, \mathcal{F} corresponde al conjunto de barras a fortalecer en la optimización. Finalmente, x_i^N , y_j^R y z_d^D son las variables de decisión para instalar condensadores sincrónicos nuevos, reconvertidos y para despachar centrales convencionales, respectivamente.

$$\min_{\substack{x^N, y^R, z^D, Y^{BUS}, Z^{BUS} \\ Z^{R_{BUS}}, Z^{I_{BUS}}, Sum^{Pot}, SCL, Sum^{Pot} \\ Sum^{GS}, PSCR}} \sum_{i \in \aleph} (C^{FN} \cdot x_i^N) + \sum_{j \in \mathcal{R}} (C^{FR} \cdot S_j^R \cdot y_j^R) + \sum_{d \in \delta} (\alpha \cdot C_d^{op} \cdot P_d^{min} \cdot z_d^D) \quad (4.1a)$$

$$s. a. \quad H^{sys0} + \sum_{i \in \aleph} H_i^N \cdot x_i^N + \sum_{j \in \mathcal{R}} H_j^R \cdot S_j^R \cdot y_j^R + \sum_{d \in \delta} H_d^D \cdot S_d^{nom} \cdot z_d^D \geq \frac{\Delta P^2 \cdot f^{nom}}{4 \cdot CNAD \cdot (f^{nom} - f^{min} - f^{ab})} \quad (4.1b)$$

$$H^{sys0} + \sum_{i \in \aleph} H_i^N \cdot x_i^N + \sum_{j \in \mathcal{R}} H_j^R \cdot S_j^{nom} \cdot y_j^R + \sum_{d \in \delta} H_d^D \cdot S_d^{nom} \cdot z_d^D \geq \frac{\Delta P \cdot f^{nom}}{2 \cdot ROCOF^{max}} \quad (4.1c)$$

$$Y_{ii}^{BUS} = Y_{ii}^0 + (j \cdot Y_i^{CSn} \cdot \frac{x_i^N}{S_{BASE}^N}) \quad (\forall i \in \aleph), \quad (4.1d)$$

$$Y_{jj}^{BUS} = Y_{jj}^0 + (j \cdot Y_j^{CSR} \cdot \frac{S_j^R}{S_{BASE}^R} \cdot y_j^R) \quad (\forall j \in \mathcal{R}), \quad (4.1e)$$

$$Y_{dd}^{BUS} = Y_{dd}^0 + (j \cdot Y_d^{GSD} \cdot \frac{S_d^{nom}}{S_{BASE}^{nom}} \cdot z_d^D) \quad (\forall d \in \delta), \quad (4.1f)$$

$$Y_{mn}^{BUS} = Y_{mn}^0 \quad (\forall m, n \notin \{\aleph, \mathcal{R}, \delta\}), \quad (4.1g)$$

$$Z^{BUS} = Y^{BUS^{-1}} \quad (4.1h)$$

$$Z^{BUS} = Z^{R_{BUS}} + j \cdot Z^{I_{BUS}} \quad (4.1i)$$

$$SCL_k = \frac{S_{BASE}}{\sqrt{Z_{kk}^{R_{BUS}^2} + Z_{kk}^{I_{BUS}^2}}} \quad (\forall k \in \mathcal{F}), \quad (4.1j)$$

$$Sum_k^{Pot} = Sum_k^{Pot0} + \sum_{i \in \aleph} (1 + D_{ik}) \cdot x_i^N + \sum_{j \in \mathcal{R}} (1 + D_{jk}) \cdot S_j^{nom} \cdot y_j^R + \sum_{d \in \delta} (1 + D_{dk}) \cdot S_d^{nom} \cdot z_d^D \quad (\forall k \in \mathcal{F}), \quad (4.1k)$$

$$Sum^{GS} = Sum^{GS0} + \sum_{i \in \aleph} x_i^N + \sum_{j \in \mathcal{R}} S_j^R \cdot y_j^R + \sum_{d \in \delta} S_d^{nom} \cdot z_d^D \quad (4.1l)$$

$$\frac{SCL_k}{ERV_k^0} \cdot \frac{Sum_k^{Pot}}{Sum^{GS}} = PSCR_k \quad (\forall k \in \mathcal{F}), \quad (4.1m)$$

$$PSCR_k \geq (1 - \beta) \cdot PSCR_k^{best} \quad (\forall k \in \mathcal{F}), \quad (4.1n)$$

$$0 \leq x_i^N \leq S^{max} \quad (\forall i \in \aleph), \quad (4.1o)$$

$$y_j^N \in \{0, 1\} \quad (\forall j \in \mathcal{R}), \quad (4.1p)$$

$$z_d^D \in \{0, 1\} \quad (\forall d \in \delta), \quad (4.1q)$$

En lo que respecta a las restricciones del problema, las ecuaciones 4.1b y 4.1c corresponden a restricciones de frecuencia. En particular, se ocupa un modelo uninodal basado en la ecuación del swing y en su integral para asegurar el cumplimiento de estándares normativos sobre el valor mínimo de la frecuencia y del ROCOF [155]. La restricción 4.1b asegura que la inercia que se

agregue al sistema por medio de condensadores sincrónicos y centrales despachadas sea mayor que la inercia mínima necesaria en el sistema para soportar el peor desbalance de carga/generación (P_l). Para lo anterior, se considera la peor rampa posible en las máquinas participantes del control primario de frecuencia (C_{NAD}), la banda muerta del control primario de frecuencia (f_{db}) y el límite normativo impuesto para la frecuencia (f_{min}). Por otro lado, la restricción 4.1c asegura que la inercia que se agregue por medio de CSs y centrales despachadas a potencia mínima sea mayor que la inercia mínima requerida para que el ROCOF no supere la cota $ROCOF_{max}$. A modo ilustrativo, las ecuaciones 4.2 y 4.3 muestran la ecuación del swing y su respectiva integral, de donde es posible derivar los lados derechos de las restricciones 4.1b y 4.1c [155].

$$\frac{df(t)}{dt} = \frac{f_o}{2H_{sys}} (P_m(t) - P_e(t)) \quad (4.2)$$

$$f_0 - f_{NAD} = \frac{f_o}{2H_{sys}} \int_0^{t_{NAD}} (P_m(t) - P_e(t)) \quad (4.3)$$

Las restricciones 4.1d - 4.1j corresponden a restricciones de cortocircuito. Con el fin de comprender estas restricciones, la ecuación 4.4 muestra la expresión para calcular las corrientes de cortocircuito en un nodo k producto de una falla [156]. Como se observa, la expresión considera la matriz de admitancias de la red, junto con los vectores de tensiones y corrientes nodales, donde $V_Q = c \cdot V_{nom}$ corresponde a la tensión nominal de la barra cortocircuitada, multiplicada por un factor de corrección c . Luego, para despejar la corriente de cortocircuito I''_k es necesario invertir la matriz de admitancias Y_{bus} , y así obtener la matriz de impedancias Z_{bus} . Esto último se muestra en la ecuación 4.5, donde ahora I''_k se puede obtener fácilmente.

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & \cdots & Y_{n1} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{1n} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_1 \\ \vdots \\ V_Q \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ I''_k \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ \vdots \\ \vdots \\ V_Q \\ \vdots \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11} & \cdots & Z_{n1} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ & Z_{kk} & \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{1n} & \cdots & Z_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ \vdots \\ I''_k \\ \vdots \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

Si se expande la ecuación matricial 4.5, se obtiene que las corrientes de cortocircuito en un nodo k se calculan por medio de la ecuación 4.6. Cabe destacar que la ecuación 4.6 incluye el efecto de considerar una impedancia de falla X_f en la barra cortocircuitada.

$$I_k'' = \frac{V_Q}{Z_{kk} - X_f} \quad (4.6)$$

Finalmente, si se consideran tensiones de 1 [p.u.] en toda la red, y una potencia aparente base S_{BASE} , se obtiene que el nivel de cortocircuito en un nodo k de la red se calcula mediante la ecuación 4.7.

$$SCL_k = S_{BASE} \cdot \frac{1}{Z_{kk} - X_f} \quad (4.7)$$

El cálculo deducido permite plantear las restricciones 4.1d – 4.1j. En particular, las restricciones 4.1d – 4.1g agregan las admitancias de los nuevos equipos a desplegar en la red, dentro de la matriz de admitancias de la condición $PE_{CC}T_F$. Luego, la restricción 4.1h obtiene la matriz de impedancias de la red fortalecida. Por último, la restricción 4.1i calcula los nuevos niveles de cortocircuito en las k barras a fortalecer.

Las restricciones 4.1k – 4.1n se encargan de calcular el indicador PSCR en un conjunto de barras \mathcal{F} a fortalecer. En efecto, la restricción 4.1n asegura que el indicador PSCR sea mayor que una cota $(1 - \beta) \cdot PSCR_k^{best}$ para todo el conjunto de barras $k \in \mathcal{F}$ a fortalecer. En particular, $\beta \in [0, 1]$ y $PSCR_k^{best}$ corresponde al mejor valor del indicador PSCR encontrado en la barra k , para el $ME_{CC}T_0$. Por lo tanto, la restricción 4.1n asegura que el SEP en estudio, para el $PE_{CC}T_F$, no se alejara más de un $1 - \beta\%$ del mejor escenario que se tiene hoy en el presente.

Finalmente, las restricciones 4.1o – 4.1q acotan las principales variables de decisión del problema. En efecto, la restricción 4.1o acota la capacidad nominal mínima y máxima que pueden tener los CSSs nuevos a desplegar en la red. Por otro lado, las restricciones 4.1p – 4.1q se encargan de definir variables binarias en la optimización, las cuales corresponden a la posible reconversión de centrales convencionales a CSSs, y al posible despacho de centrales fuera de servicio. Es decir, es posible despachar o reconvertir una máquina (decisión binaria), pero la potencia nominal de estos equipos es fija.

4.4. Etapa 3 – Validación dinámica

La etapa 3 de la metodología tiene por objetivo validar dinámicamente los planes de inversión obtenidos en la etapa 2, con el fin de encontrar el mínimo valor de β que presenta un desempeño dinámico satisfactorio. Para lo anterior, se escoge un valor de β arbitrario y se modela la solución obtenida por medio de DIGSILENT PowerFactory, de forma tal que se estudie la condición $PE_{CC}T_F$ fortalecida. Luego, el procedimiento continua con un estudio dinámico que involucra una serie de contingencias críticas para el sistema en estudio. Cabe destacar que las contingencias a considerar deben incluir cortocircuitos trifásicos en las principales barras del sistema en estudio, junto con el peor desbalance de carga-generación que sea posible en la red. Finalmente, en el caso que el desempeño dinámico del plan analizado no sea satisfactorio, se debe disminuir el valor de β , con el propósito de estudiar una red más robusta. En caso contrario, se debe aumentar el valor de β para estudiar un caso menos favorable. La metodología finaliza

cuando tanto el desempeño dinámico del plan analizado como los costos asociados a este, son satisfactorios. La Figura 4.4 muestra el procedimiento general usado en la tercera etapa de la metodología.

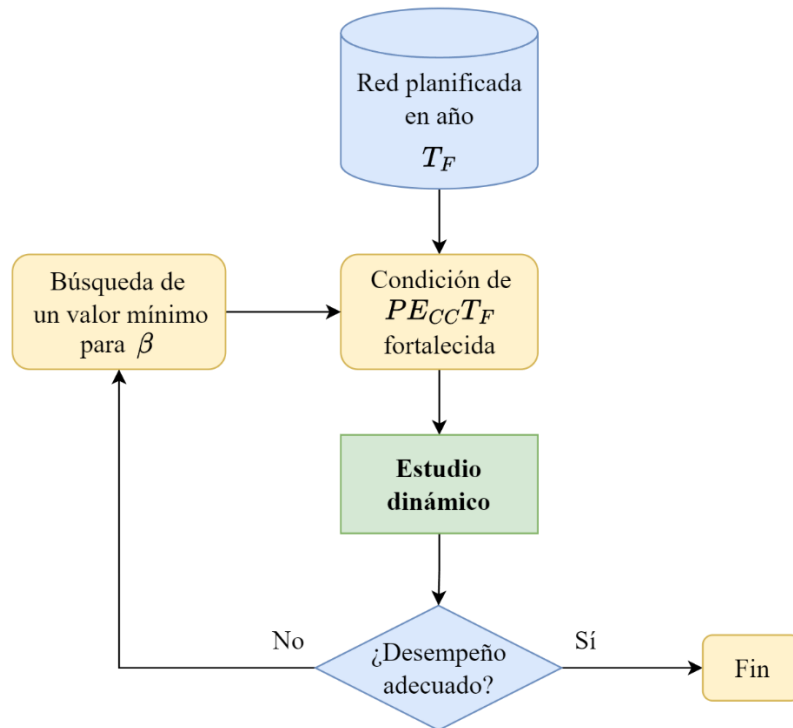


Figura 4.4: Diagrama de bloques de la tercera etapa de la metodología.

5. Caso de Estudio

El caso de estudio corresponde al SEN 2025. En particular, se proyecta la red desde el año $T_0 = 2023$ hasta el año $T_F = 2025$ mediante los Planes de Expansión del CEN [157]. Luego, se escoge el escenario de mínimos niveles de cortocircuito para la red en el año T_F . Cabe destacar que esta condición corresponde al escenario de demanda neta mínima en el sistema ($PE_{CC}T_F$). Así mismo, se busca fortalecer dicha condición de red a la situación de máximos niveles de cortocircuito observados en el año T_0 . Nuevamente, se destaca que esta condición corresponde al escenario de demanda neta máxima en la red ($ME_{CC}T_0$). En particular, los escenarios se extraen desde el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas del CEN [158], puesto que dicho estudio cuenta con condiciones de operación críticas para el sistema eléctrico chileno en ambos años.

La Tabla 5.1 muestra las características operacionales del $ME_{CC}T_0$ y $PE_{CC}T_F$, donde $T_0 = 2023$, y $T_F = 2025$. Se observa que el $ME_{CC}T_0$ corresponde a una condición de demanda alta con un gran número de máquinas sincrónicas en servicio, mientras que el $PE_{CC}T_F$ corresponde a una condición de demanda baja con una alta penetración de convertidores.

Tabla 5.1: Características operacionales del $ME_{CC}T_0$ y $PE_{CC}T_F$.

	$ME_{CC}T_0 (T_0 = 2023)$	$PE_{CC}T_F (T_F = 2025)$
Demanda sistémica	12,000 MW	6,500 MW
Despacho ERV	18%	65%
Despacho GSs	82%	35%
Inercia total	59.3 GVAs	29.9 GVAs

Con el fin de visualizar ambos escenarios, la Figura 5.1 muestra un mapa de calor de los niveles de cortocircuito normalizados en el SEN para los 2 escenarios de la Tabla 5.1. En particular, la Figura 5.1(a) muestra el mapa de calor del $ME_{CC}T_0$. Para esta condición, se observa que el sistema eléctrico chileno cuenta con altos niveles de cortocircuito en la zona norte, centro y sur del país. Por otro lado, la Figura 5.1(b) muestra que, en el $PE_{CC}T_F$, los niveles de cortocircuito del sistema disminuyen en comparación al caso de la Figura 5.1(a). En particular, se destaca que la zona norte del SEN presenta una disminución considerable en sus niveles de cortocircuito en comparación a la situación $ME_{CC}T_0$.

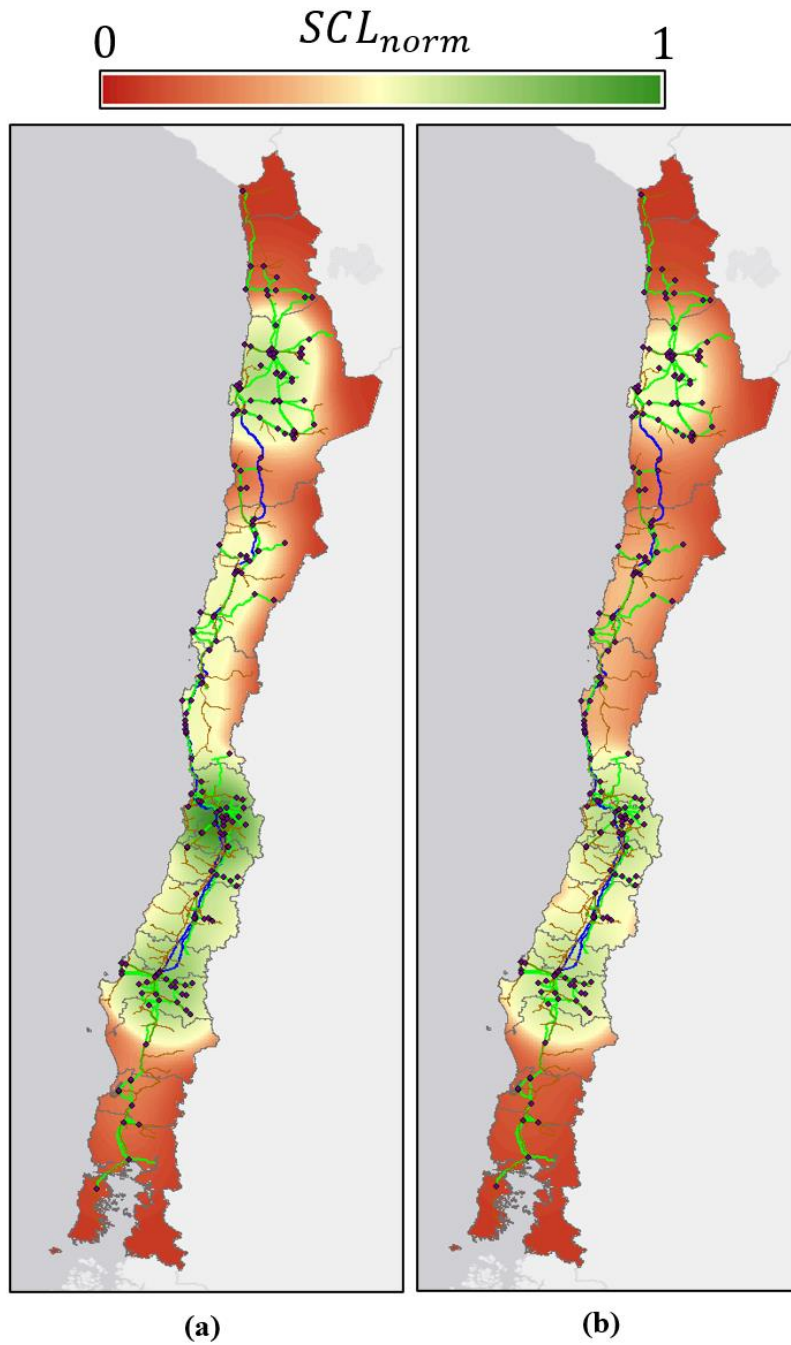


Figura 5.1: Mapa de calor con niveles de cortocircuito - (a) $ME_{CC}T_0$ ($T_0=2023$) , (b) $PE_{CC}T_F$ ($T_F=2025$).

6. Resultados y análisis

En este capítulo se presentan los principales resultados obtenidos al aplicar la metodología propuesta en el SEN 2025. El objetivo consiste en proponer un monto de condensadores sincrónicos a desplegar en el SEN hacia el año 2025, considerando la posible reconversión de centrales retiradas a condensador sincrónico. Además, se realiza una validación dinámica del plan de inversión obtenido para verificar que la solución propuesta es técnicamente factible.

6.1. Resultados – primera etapa

La primera etapa inicia realizando un cálculo de variaciones de robustez en las barras del SEN, considerando las situaciones $ME_{CC}T_0$ y $PE_{CC}T_F$. Estas variaciones corresponden a la diferencia porcentual que existe en los niveles de cortocircuito de la red, al pasar del $ME_{CC}T_0$, al $PE_{CC}T_F$. La Figura 6.1 muestra la función de densidad que se obtiene al calcular las variaciones en los niveles de cortocircuito (SCL) para todas las barras del SEN. Se observa que las barras del sistema presentan una disminución media en el nivel de cortocircuito del 31%, con una desviación estándar del 16%.

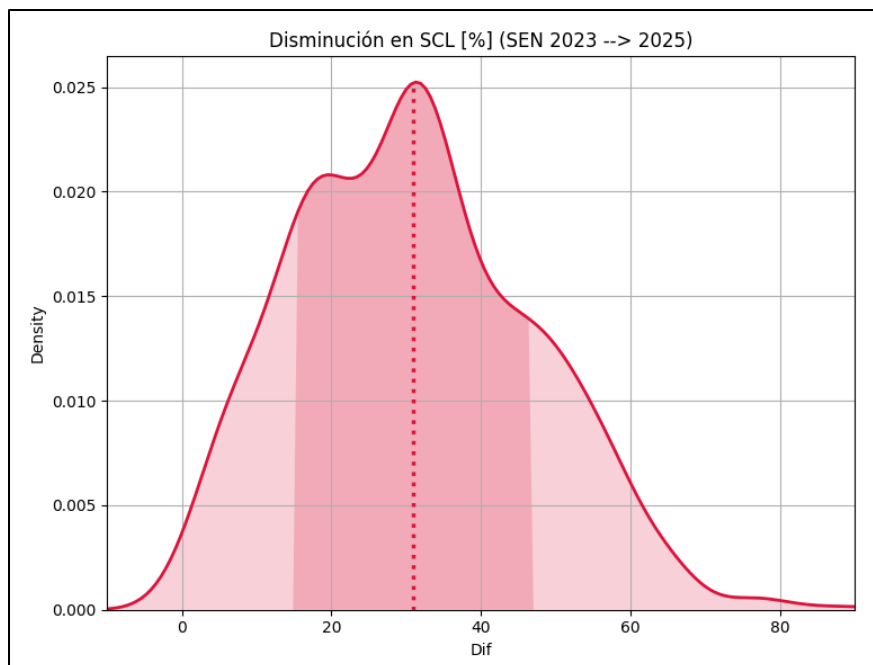


Figura 6.1: Función de densidad de la disminución en el indicador SCL: SEN 2023 → SEN 2025.

Las variaciones de robustez obtenidas en la Figura 6.1 se ingresan en un algoritmo de clustering aglomerativo con el fin de determinar el área del SEN que más se debilita producto de la alta penetración de convertidores en el SEN hacia el año 2025. La Figura 6.2 muestra las áreas identificadas por el algoritmo de clustering, en conjunto con sus principales características operacionales para el $PE_{CC}T_F$. Además, la figura muestra las variaciones en el indicador SCL, para

cada área, al pasar de la condición $ME_{CC}T_0$ a la situación $PE_{CC}T_F$. Como se observa, las barras de la zona centro y sur del SEN experimentan una disminución media del 20% en el indicador SCL, con variaciones máximas de cerca del 60%. Por otro lado, el SCL de las barras en la zona norte del SEN experimentan una disminución media del 40%. De hecho, esta zona cuenta con barras en las cuales el indicador decae más de un 60%, e incluso hasta un 80%.

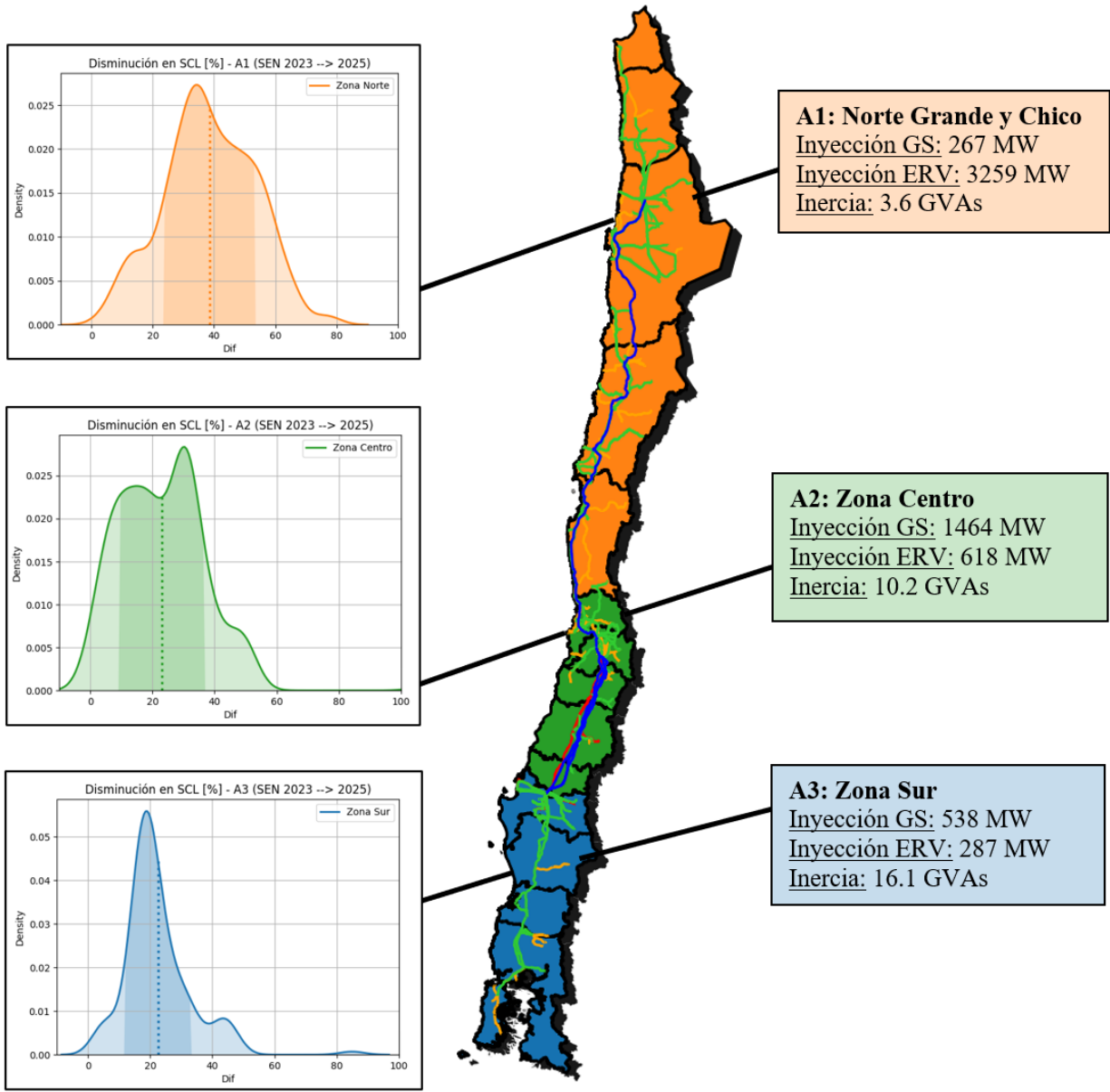


Figura 6.2: Áreas identificadas en el SEN (año 2025) mediante variaciones de robustez.

En base a los resultados obtenidos se selecciona el área de la zona norte del SEN para la instalación de condensadores sincrónicos (AaR). Lo anterior se debe a que esta es el área que más se debilita al pasar del $ME_{CC}T_0$, al $PE_{CC}T_F$.

6.2. Resultados - segunda etapa

La segunda etapa busca fortalecer el *AaR* mediante un problema de optimización que localiza y reconvierte condensadores sincrónicos dentro de esta área. En particular, la optimización fortalece el *AaR*, de tal forma que el indicador PSCR observado en el $PE_{CC}T_F$ no se aleje más de un $\beta\%$ de su valor en el $ME_{CC}T_0$. Además, el problema también considera el posible despacho de las centrales convencionales que estén fuera de servicio en el $PE_{CC}T_F$, y que se encuentren dentro del *AaR*. De esta forma, el problema de optimización es capaz de fortalecer el *AaR* por medio de la instalación de condensadores sincrónicos nuevos, reconvertidos, y mediante el despacho de unidades convencionales.

En primer lugar, es necesario definir las barras candidatas para instalar condensadores sincrónicos nuevos dentro del *AaR*, en conjunto con las centrales retiradas del *AaR* que pueden ser reconvertidas a condensador sincrónico. La Figura 6.3 muestra, en rojo, las 18 barras candidatas para instalar condensadores sincrónicos nuevos dentro del *AaR*, las cuales se obtienen del Estudio de Definición de Requerimientos de Fortaleza de red al año 2025 realizado por el Coordinador Eléctrico Nacional [25]. Además, la Figura 6.3 también muestra, en naranja, las 2 centrales con posibilidad de reconversión a condensador sincrónico, las cuales corresponden a las centrales Tocopilla y Mejillones [25]. Finalmente, en el Anexo C se presentan las 17 centrales del *AaR* con posibilidad de ser despachadas en el $PE_{CC}T_F$.



Figura 6.3: Barras candidatas del *AaR* para el despliegue de condensadores sincrónicos – Círculos en rojo: CSs nuevos – Círculos en amarillo: CSs reconvertidos.

En lo que respecta a los datos más relevantes utilizados en la optimización, la Tabla 6.1 presenta los costos de inversión y operación asociados a instalar condensadores sincrónicos nuevos y reconvertidos. En particular, la función objetivo minimiza la anualidad de la inversión de un condensador sincrónico, la cual considera una vida útil de 30 años y una tasa de interés del 10%. Como se observa, el costo de inversión de un condensador sincrónico reconvertido es notoriamente menor al de un condensador sincrónico nuevo. Cabe mencionar que el resto de los parámetros ocupados en la optimización se encuentran en el Anexo E de este documento. En particular, los costos de operación de las centrales convencionales se extraen desde [159]. Finalmente, en lo que respecta a las restricciones de frecuencia, se asegura que el SEN sea capaz de soportar un desbalance máximo de carga/generación de 396 MW sin alcanzar el primer escalón de EDAC. Lo anterior se debe a que el mayor desbalance que puede experimentar el SEN corresponde a la salida del ciclo combinado de San Isidro, cuyas capacidades suman 396 MW [158].

Tabla 6.1: Costos de inversión y operación de condensadores sincrónicos ocupados en la optimización.

Datos	CS nuevo	CS reconvertido
Costo de inversión	400.000 [USD/MVAr]	50.000 [USD/MVAr]
Costo de operación	50.000 [USD/MVAr]	53.000 [USD/MVAr]
Anualidad	42.431 [USD/MVAr]	5.303 [USD/MVAr]

En primer lugar, se debe calcular el indicador PSCR en el *AaR* para el $ME_{CC}T_0$ y $PE_{CC}T_F$. La Figura 6.4 muestra la distribución del indicador PSCR en la zona norte del SEN, para ambos escenarios. Como se observa de la figura, el indicador disminuye considerablemente al pasar del $ME_{CC}T_0$ al $PE_{CC}T_F$. En particular, la media del indicador baja de 0.71 a 0.49, lo cual significa una disminución media del 30%. Por lo tanto, el problema de optimización buscará fortalecer el $PE_{CC}T_F$ por medio del despliegue de condensadores sincrónicos, de tal forma que el indicador PSCR observado en dicho escenario se asemeje cada vez más a su distribución en el $ME_{CC}T_0$.

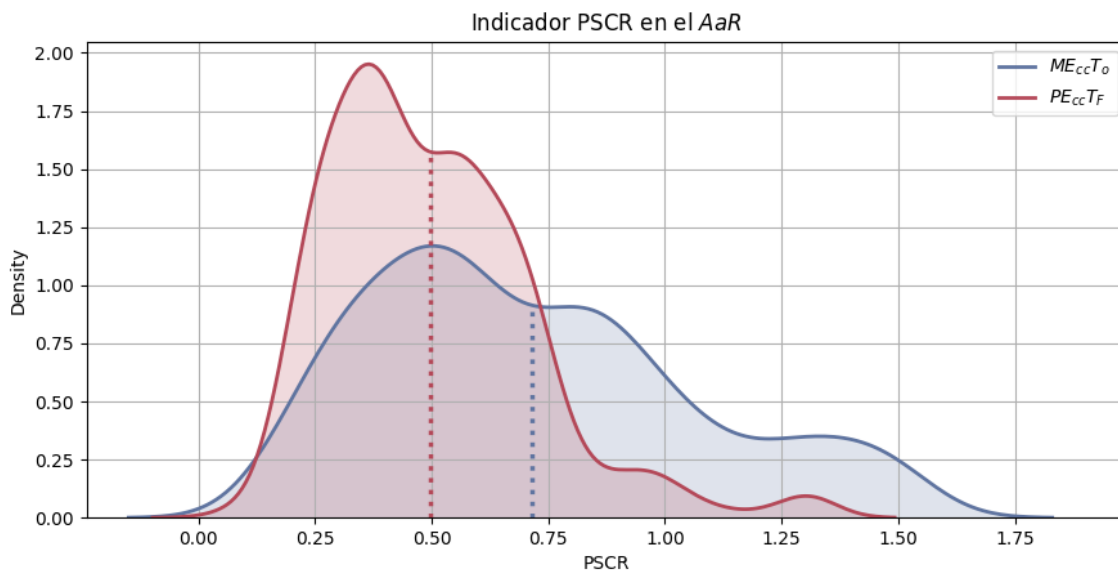


Figura 6.4: Función de densidad - PSCR en el $ME_{CC}T_0$ y $PE_{CC}T_F$.

Es importante mencionar que, debido a la naturaleza no lineal del problema de optimización a resolver, el algoritmo de optimización seleccionado tendrá una gran relevancia en la condición de optimalidad de la solución encontrada. En particular, el presente trabajo ocupa el algoritmo de programación cuadrática de mínimos cuadrados secuenciales (SLSQP), proporcionado por el paquete Scipy Optimize del lenguaje de programación Python. En efecto, se selecciona el algoritmo SLSQP debido a que permite encontrar soluciones globales y locales en un problema de optimización no lineal con restricciones de desigualdad e igualdad [160]. No obstante, este algoritmo no asegura la convergencia del problema al óptimo global, puesto que la condición de optimalidad dependerá en gran medida del punto inicial ocupado. Con la finalidad de seleccionar una buena condición inicial que asegure que la solución obtenida se encuentra cercana al óptimo global, la Figura 6.5 muestra el barrido de 50 condiciones iniciales diferentes para el problema de optimización, ocupando un $\beta = 45\%$. Luego, se selecciona la condición inicial x_1 debido a la considerable disminución que representa su uso en el valor de la función objetivo.

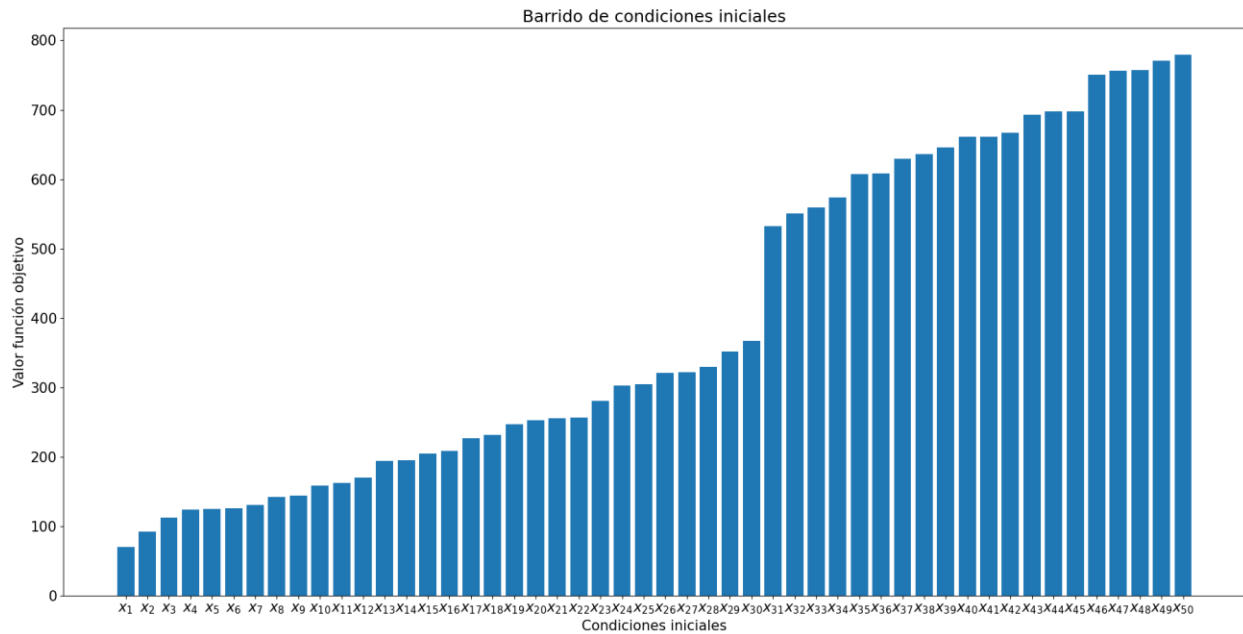


Figura 6.5: Barrido de condiciones iniciales para $\beta = 45\%$.

Con la finalidad de fortalecer progresivamente el $PE_{CC}T_F$, se realiza un barrido del parámetro β y se registran las soluciones obtenidas. Es importante recordar que el parámetro β representa qué tan cerca estará el $PE_{CC}T_F$ del $ME_{CC}T_0$ en términos del indicador PSCR. La Figura 6.6 muestra cómo varía la función objetivo del problema de optimización al ocupar distintos valores de β . De la figura se observa que un menor β produce un mayor costo en la solución final, pues un menor β implica que el $PE_{CC}T_F$ estará más cerca del $ME_{CC}T_F$ en términos del indicador PSCR. Además, la Tabla 6.2 presenta los tiempos de cómputo involucrados en la obtención de cada una de las soluciones mostradas en la Figura 6.6, ocupando un procesador AMD Ryzen 9 y 32 GB de RAM.

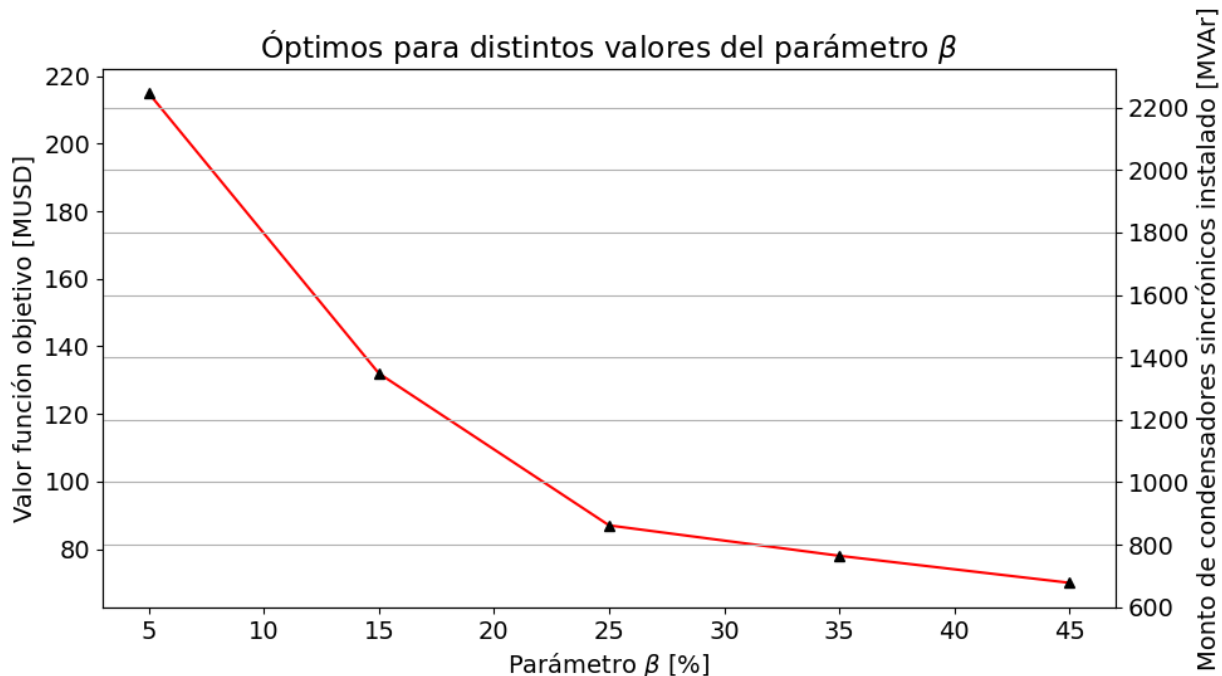


Figura 6.6: Valores de la función objetivo y monto instalado en condensadores sincrónicos para distintos valores del parámetro β .

Tabla 6.2: Tiempos de cálculo involucrados en la obtención de soluciones.

Solución	$\beta = 5\%$	$\beta = 15\%$	$\beta = 25\%$	$\beta = 35\%$	$\beta = 45\%$
Tiempo de cálculo [min]	134.13	125.31	118.58	122.39	113.54

A modo de ejemplificar las soluciones obtenidas, la Figura 6.7 muestra las localizaciones de CSs asociadas a un $\beta = 15\%$ y $\beta = 25\%$. En particular, la Figura 6.7(a) ilustra la solución $\beta = 25\%$, donde se puede observar que se despliegan 861 MVAR de CSs en la zona del norte grande del SEN, con un costo de inversión total de 113 MUSD. Por otro lado, la Figura 6.7(b) muestra la solución con $\beta = 15\%$. En efecto, esta solución despliega un monto de 1350 MVAR en CSs para la zona del norte grande y chico, con un costo de inversión total de 310 MUSD. Cabe destacar que de los 1350 MVAR de CSs, 689 MVAR corresponden a equipos nuevos, y 661 MVAR a centrales reconvertidas, lo cual agrega un total de 4.74 GVAs de inercia al SEN del 2025. Además, se recalca que a partir de la solución $\beta = 15\%$, se despliegan CSs tanto en el norte grande como en el norte chico. Mayores detalles de ambas soluciones se encuentran en el Anexo F de este documento.

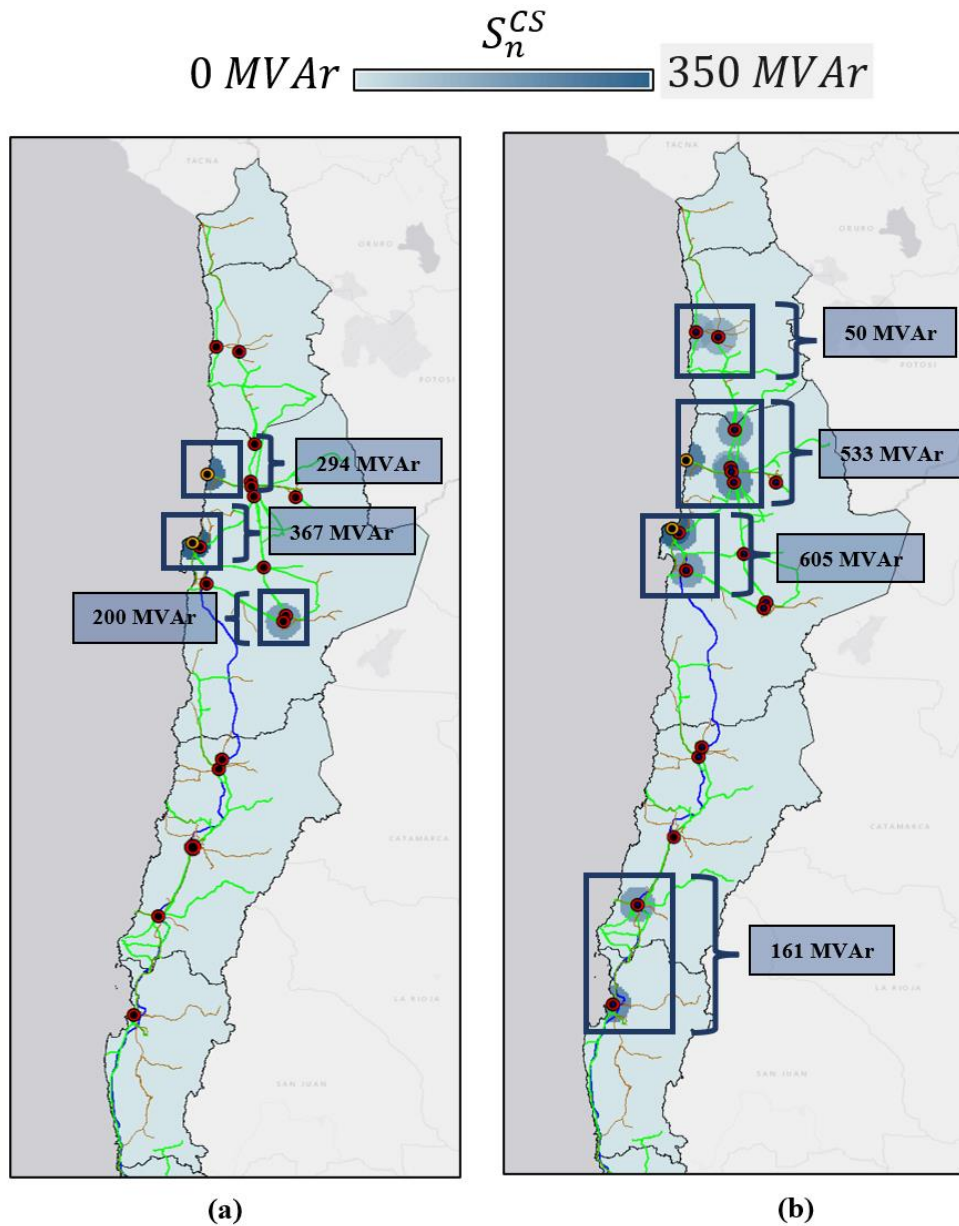


Figura 6.7: Resultados de la optimización - SEN 2025 - (a) $\beta = 25\%$ y (b) $\beta = 15\%$.

Con la finalidad de ilustrar cómo la solución con $\beta = 15\%$ fortalece al $PE_{CC}T_F$, la Figura 6.8 muestra la distribución del indicador PSCR en la zona norte del SEN, para el $ME_{CC}T_0$, $PE_{CC}T_F$ y $PE_{CC}T_F$ con $\beta = 15\%$. Como se observa, los condensadores sincrónicos desplegados logran aumentar los valores del indicador PSCR en el AaR a valores cercanos a los que se presentan en el $ME_{CC}T_0$. En particular, la media del indicador aumenta desde 0.49 a 0.65.

Finalmente, la Figura 6.9 muestra los niveles de cortocircuito del SEN para los distintos casos estudiados. En particular, la Figura 6.9(a) muestra los niveles de cortocircuito del SEN para el $ME_{CC}T_0$. Por otra parte, la Figura 6.9(b) muestra los niveles de cortocircuito para el $PE_{CC}T_F$. Finalmente, la Figura 6.9(c) muestra los niveles de cortocircuito del SEN para el $PE_{CC}T_F$ con un

$\beta = 15\%$. Como se observa, los condensadores sincrónicos instalados logran aumentar los niveles de cortocircuito del SEN al año 2025 (Figura 6.9(c)), a valores cercanos a los que se presentan en el mejor escenario del SEN al año 2023 (Figura 6.9(a)).

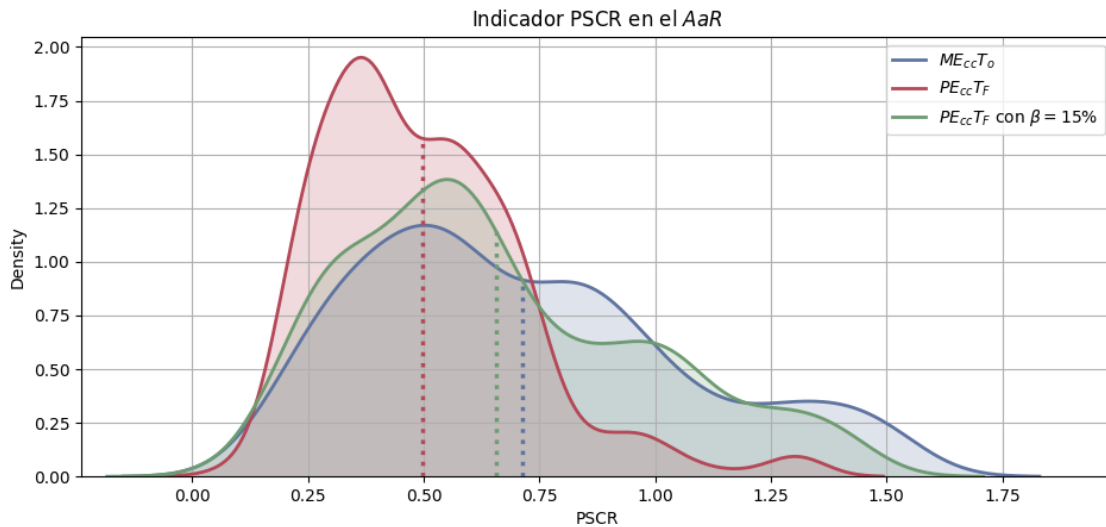


Figura 6.8: Función de densidad - PSCR en el $ME_{CC}T_0$, $PE_{CC}T_F$ y $PE_{CC}T_F$ con $\beta = 15\%$.

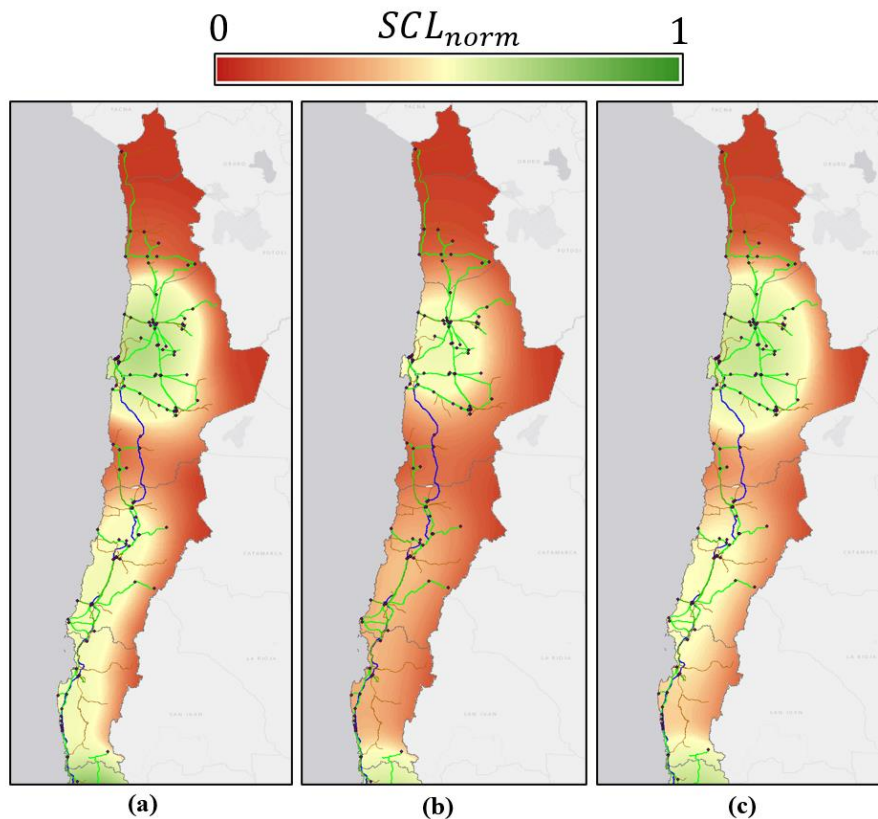


Figura 6.9: Mapa de calor con niveles de cortocircuito - (a) $ME_{CC}T_0$, (b) $PE_{CC}T_F$, (c) $PE_{CC}T_F$ con $\beta = 15\%$.

6.3. Resultados - tercera etapa

En la tercera etapa se realiza una validación dinámica de los planes de inversión obtenidos, con la finalidad de encontrar el mínimo valor de β que logra un desempeño dinámico aceptable. En particular, las contingencias seleccionadas corresponden a cortocircuitos en barras de 220kV y 500kV, ubicadas en las mismas subestaciones que se estudian en [25]. Cabe destacar que, si bien en [25] se aplican cortocircuitos bifásicos, el presente trabajo estudia cortocircuitos trifásicos con la finalidad de obtener resultados más conservadores. A modo referencial, la Figura 6.10 muestra la ubicación de las 18 contingencias analizadas en [25].

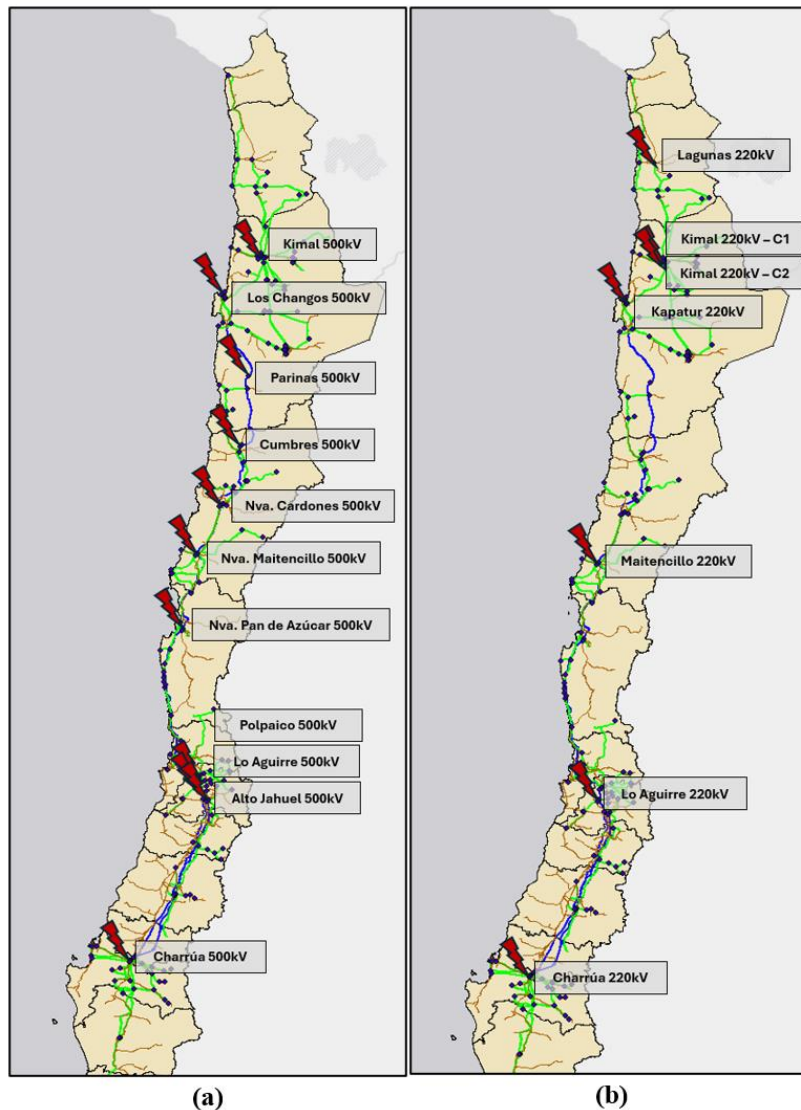


Figura 6.10: Localización de contingencias - (a) barras de 500kV, (b) barras de 220kV.

Como primera solución a validar, se ocupa el plan $\beta = 25\%$, puesto que corresponde al codo de la curva construida en la etapa 2. Cabe destacar que, de obtener un desempeño dinámico no satisfactorio, se debe disminuir el valor de β . Por el contrario, de obtener un desempeño

dinámico satisfactorio, se debe aumentar el valor de β hasta encontrar una solución que sea técnicamente factible y que minimice los costos del sistema.

En lo que respecta al desempeño dinámico de la solución $\beta = 25\%$, esta solución no presenta una respuesta satisfactoria para todas las contingencias analizadas. En particular, el sistema no es capaz de recuperarse adecuadamente tras la ocurrencia de cortocircuitos trifásicos en las barras de Maitencillo 220kV y Kimal 220kV. A modo de ejemplo, la Figura 6.11 muestra el desempeño de las tensiones de 220kV en el norte grande, para la ocurrencia de un cortocircuito trifásico en Kimal 220kV. Como se observa de la figura, el sistema evidencia una desincronización en los PLL de los convertidores posterior al despeje de la falla, producto de que la compensación sincrónica instalada en dicha zona no es suficiente para fortalecer adecuadamente la red.

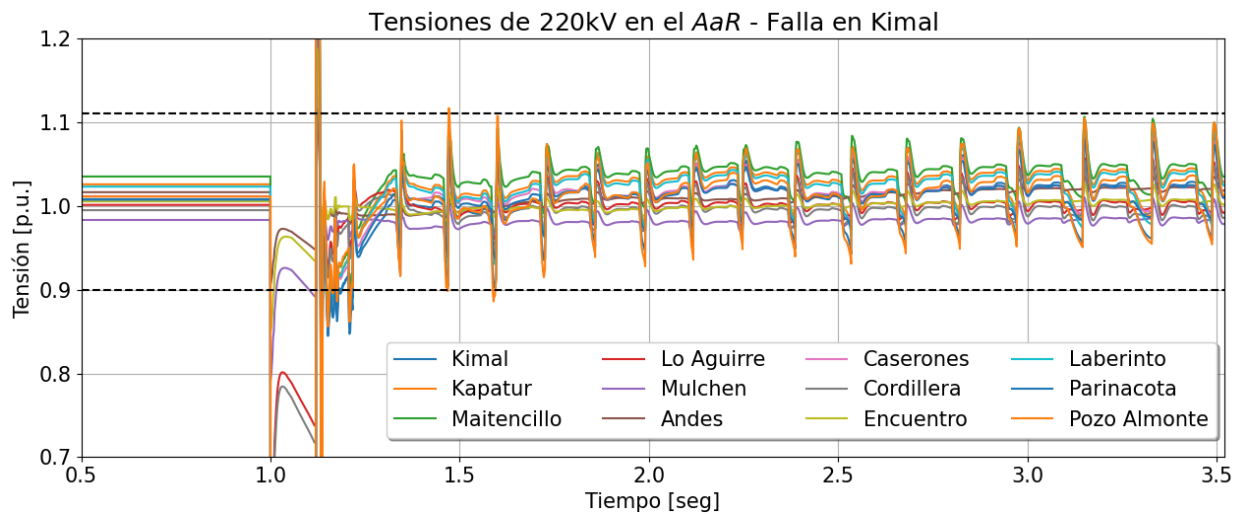


Figura 6.11: Tensiones en barras de 220 kV en la zona norte del SEN, para una falla trifásica en Kimal 220kV.

Dado que el plan $\beta = 25\%$ no presenta resultados dinámicos satisfactorios, se continúa con la siguiente solución, la cual corresponde al plan $\beta = 15\%$. En efecto, este plan presenta un desempeño dinámico satisfactorio para todos los cortocircuitos evaluados. Con el fin de ilustrar lo anterior, la Figura 6.12 muestra la envolvente de las tensiones en el AaR, considerando barras de 220kV y 500kV. Como se puede observar de la figura, todas las tensiones presentan una recuperación estable posterior al despeje de la falla, y se encuentran dentro de sus márgenes normativos.

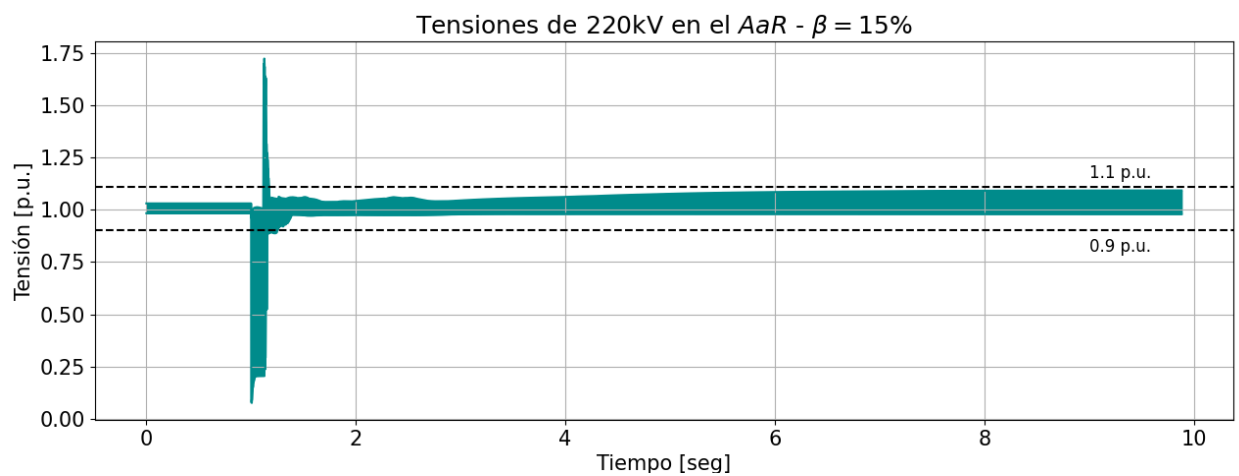
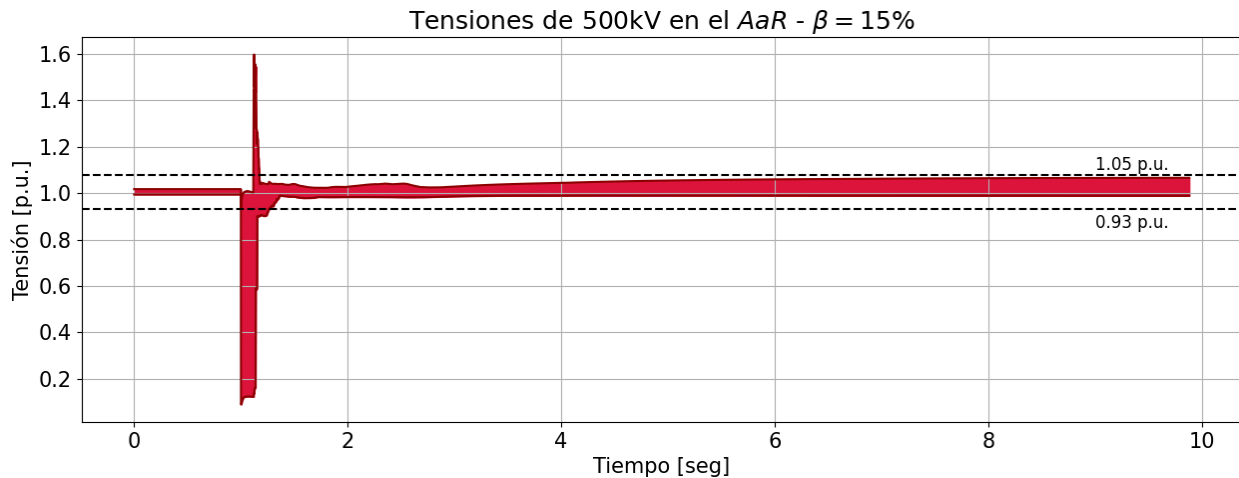


Figura 6.12: Envolvente de tensiones en AaR - $\beta = 15\%$.

Cabe mencionar que el plan $\beta = 15\%$ también es capaz de soportar el mayor desbalance de carga-generación en el SEN, considerando la rampa más exigente que puede experimentar el sistema eléctrico chileno. En efecto, se simula la desconexión del ciclo combinado de San Isidro, correspondiente a la mayor pérdida de generación que puede experimentar el SEN (396 MW). Además, se destaca que los condensadores sincrónicos nuevos poseen una inercia de 5 seg, de acuerdo con la información recopilada en la sección 2.5.2. Bajo estas condiciones, el plan $\beta = 15\%$ aporta un total de 10.5 GVAs de inercia al SEN. La Tabla 8.4 muestra la reserva neta y la reserva efectiva del SEN para el escenario en estudio, en conjunto con las centrales participantes del control primario de frecuencia.

Tabla 6.3: Centrales participantes del control primario de frecuencia, junto con sus montos de reserva.

Central CPF	Reserva neta [MW]	Reserva efectiva a los 10 seg [MW]
Antuco	72	54
Ralco U1	47	37
Ralco U2	47	37
Pehuenche U1	55	32
Pehuenche U2	55	32
Pangue U1	48	27
Pangue U2	48	27
Colbún U1	42	21
Colbún U2	42	18
Total	456	285

La Figura 6.13 muestra la frecuencia del SEN frente a la desconexión de San Isidro, considerando el plan $\beta = 15\%$. Como se observa, el plan $\beta = 15\%$ presenta un comportamiento estable en la frecuencia, en conjunto con un cumplimiento normativo [161]. Cabe destacar que este plan evidencia una frecuencia mínima de 48.93 Hz, por lo que no se alcanza el escalón del primer EDAC, logrando un comportamiento dinámico estable y satisfactorio.

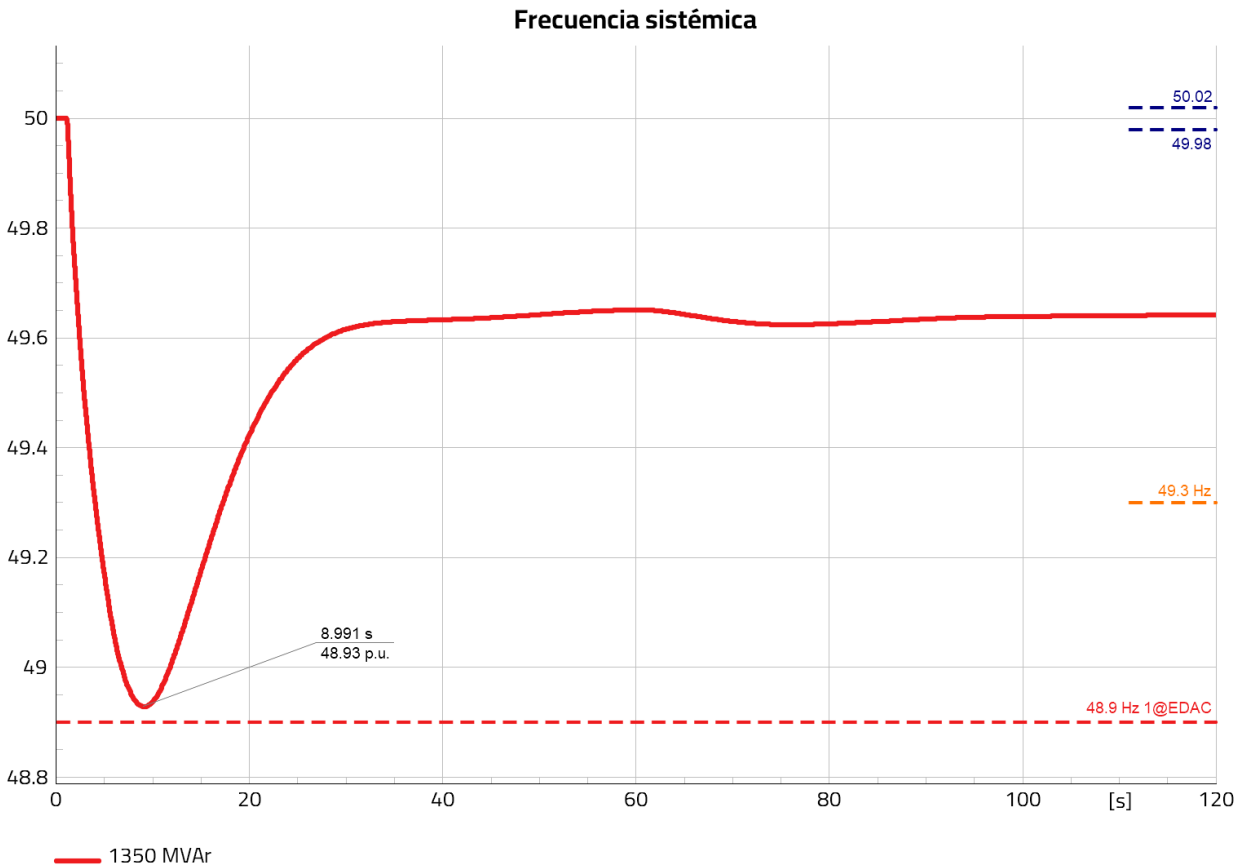


Figura 6.13: Frecuencia sistémica del plan $\beta = 15\%$ - desconexión de San Isidro.

Dado que el plan $\beta = 15\%$ presenta un desempeño dinámico satisfactorio y que permite ahorrar costos de inversión mediante la reconversión de las centrales Tocopilla y Mejillones, se escoge dicho plan como el resultado de la etapa 3.

Con el fin de realizar un análisis comparativo, se añade un análisis que contrasta el plan propuesto por el operador de red chileno en su estudio de fortaleza de red [25] con el plan obtenido en el presente trabajo. A modo ilustrativo, la Figura 6.14 muestra la localización propuesta por ambos planes. En particular, la Figura 6.14(a) muestra la localización del plan obtenido por el CEN (en adelante, plan *PO*), el cual instala un total de 2100 MVar de condensadores sincrónicos, mientras que la Figura 6.14(b) muestra la localización propuesta por el plan $\beta = 15\%$ (en adelante, plan *PT*), el cual instala 1350 MVar de condensadores sincrónicos. Cabe destacar que el plan propuesto en [25] no considera la reconversión de ninguna central.

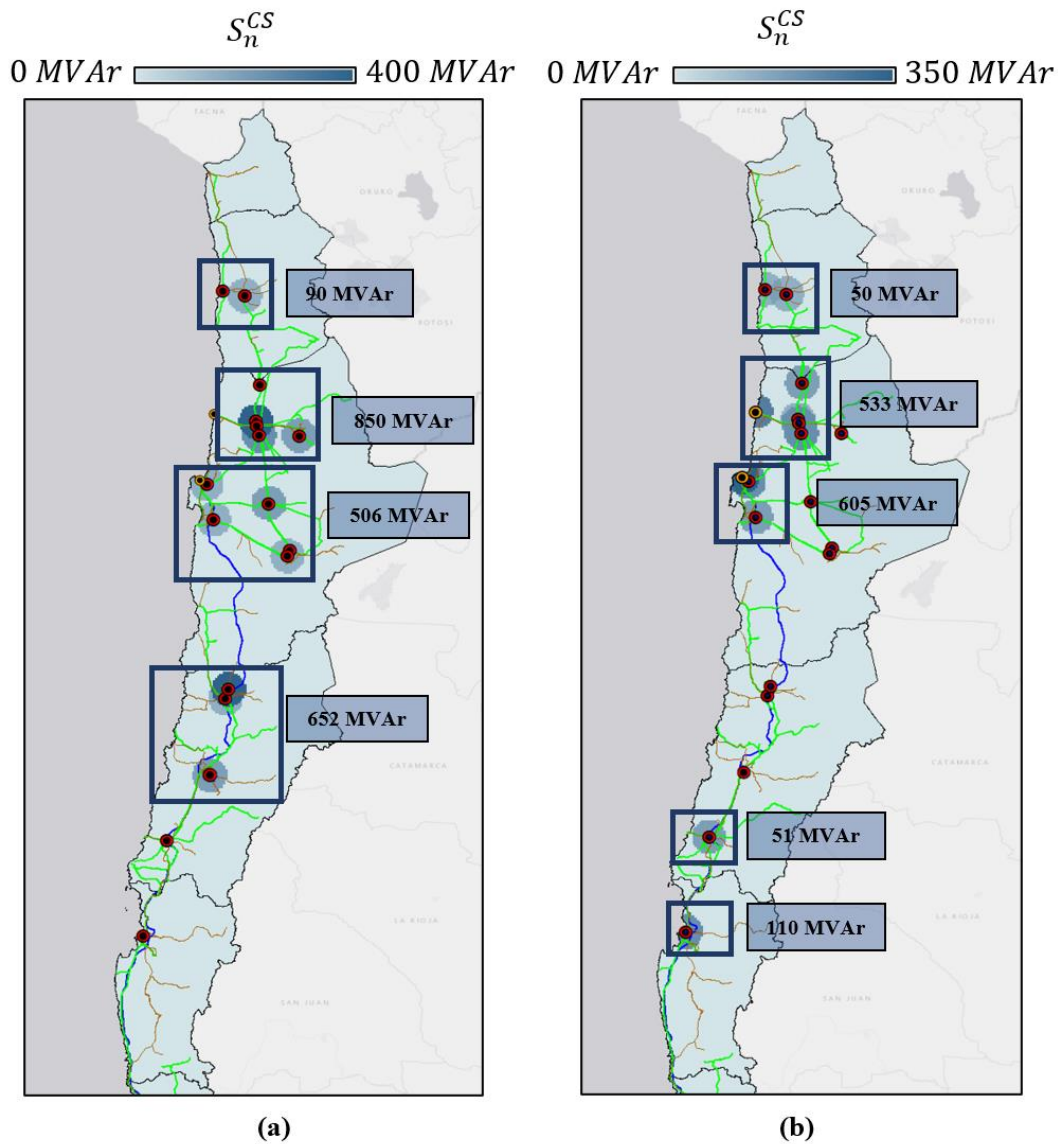


Figura 6.14: Comparación de localizaciones - SEN 2025 - (a) Plan del operador (*PO* - 2100 MVar) y (b) Plan Etapa 2 (*PT* - 1350 MVar).

En lo que respecta al desempeño dinámico del plan *PO*, este evidencia un comportamiento estable y satisfactorio para todas las contingencias analizadas. En particular, la Figura 6.15 muestra la envolvente de las tensiones en el *AaR*, considerando barras de 220kV y 500kV. Como se puede observar de la figura, todas las tensiones presentan una recuperación estable posterior al despeje de la falla, y se encuentran dentro de sus márgenes normativos.

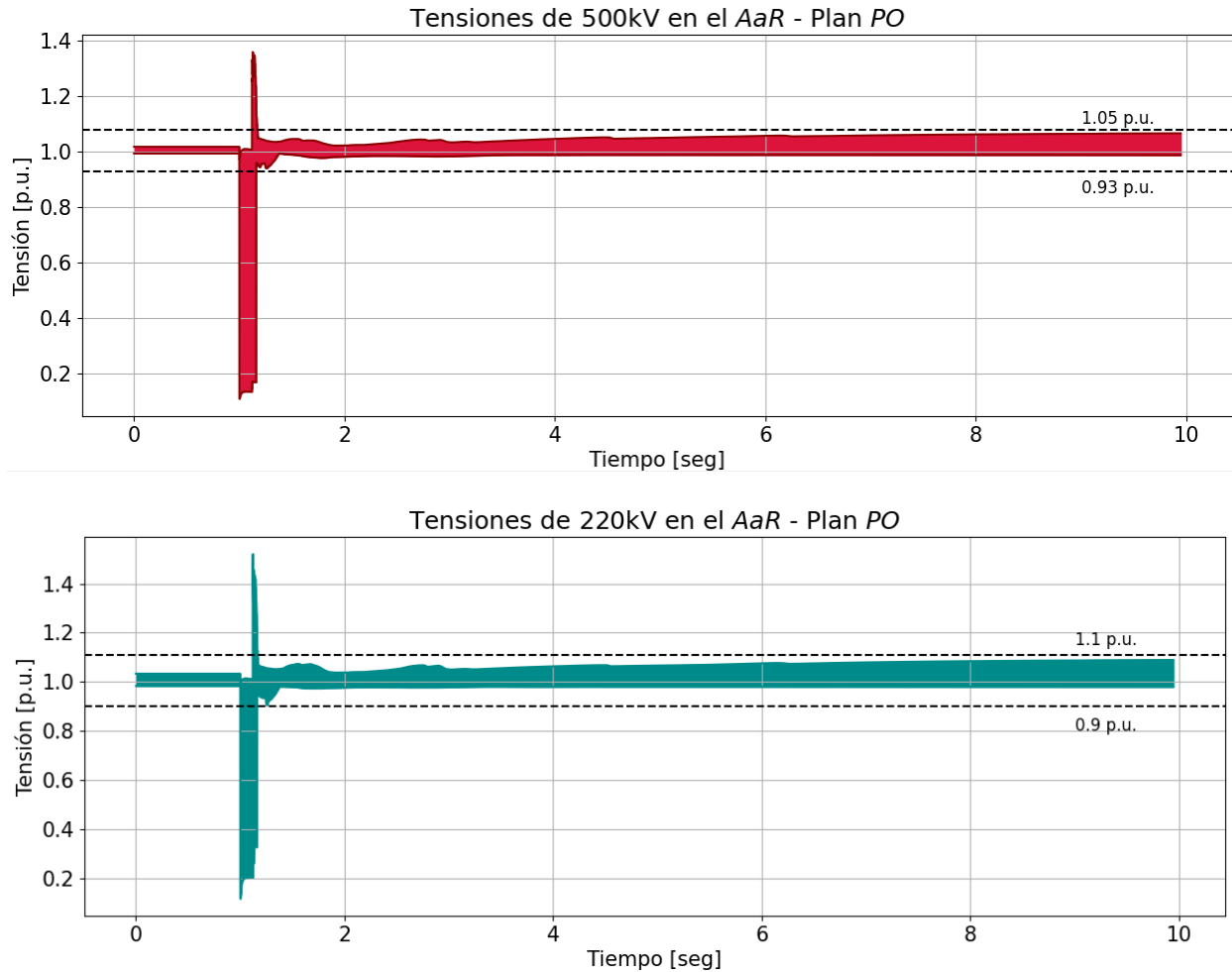


Figura 6.15: Envolvente de tensiones en *AaR* – Plan *PO*.

Cabe mencionar que el plan *PO* también es capaz de soportar el mayor desbalance de carga-generación en el SEN, considerando la rampa más exigente que puede experimentar el sistema eléctrico chileno. En efecto, la Figura 6.16 muestra el desempeño de la frecuencia en el SEN al tras la desconexión del ciclo combinado de San Isidro, considerando las mismas condiciones de reserva presentadas en la Tabla 8.4. Como se observa de la figura, la frecuencia presenta un comportamiento estable sin activación de EDACs.

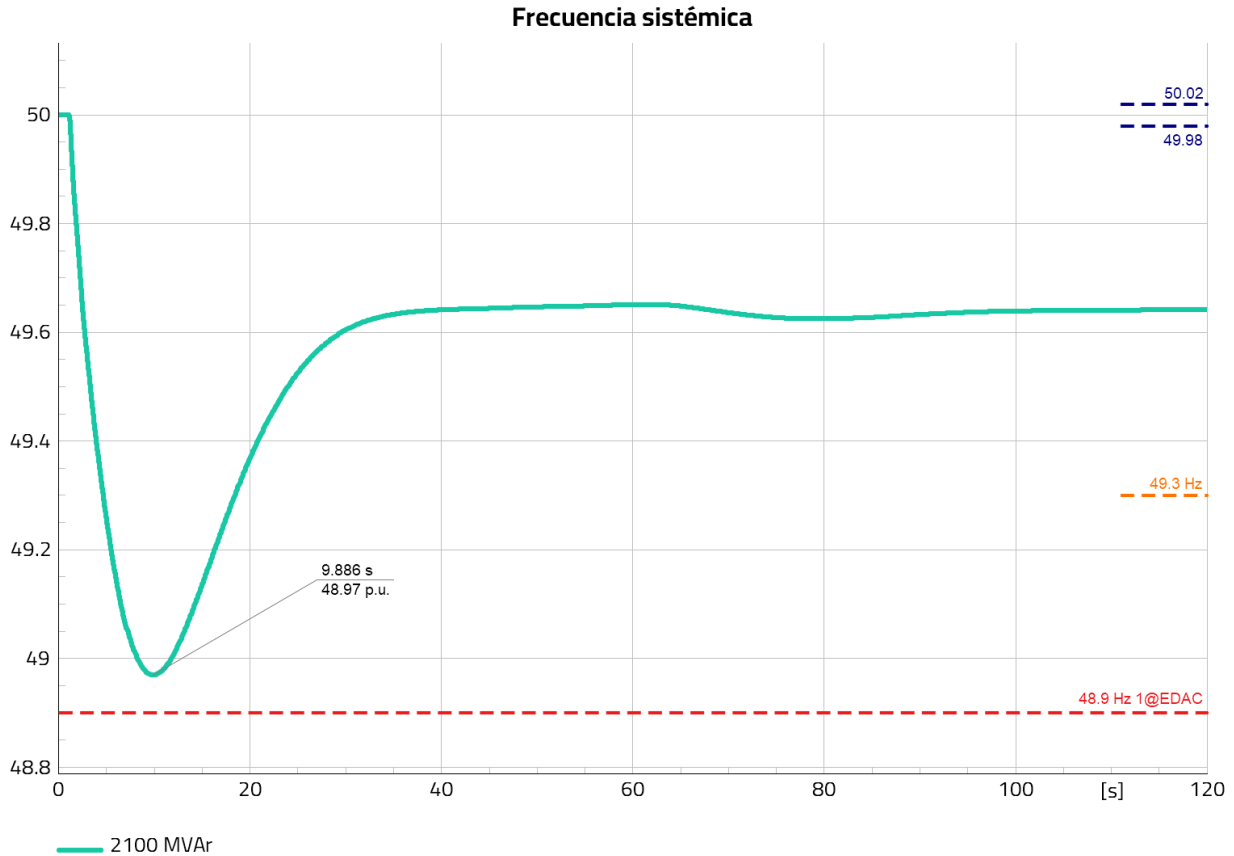


Figura 6.16: Frecuencia sistémica del plan *PO* - desconexión de San Isidro.

Finalmente, la Tabla 6.4 muestra los indicadores IDD obtenidos para las envolventes de la Figura 6.12 y Figura 6.15. Lo anterior tiene como propósito comparar el desempeño dinámico de ambos planes, puesto que un mayor valor de IDD indicará que las tensiones de dicho plan son más robustas. Como se observa, el plan propuesto en el presente trabajo (plan *PT*) muestra un desempeño dinámico levemente mejor que el plan del operador de red (plan *PO*) en las barras de 500kV. Por el contrario, el plan *PT* muestra un desempeño levemente peor que el plan del *PO* en las barras de 220kV. Lo anterior permite concluir que la dinámica que presentan ambos planes es prácticamente idéntica.

Tabla 6.4: Comparación de las áreas obtenidas en las envolventes de tensión para los planes *PO* y *PT*.

Barras	500 kV	220 kV
IDD plan <i>PT</i> (1350 MVar)	1.3564	0.9715
IDD plan <i>PO</i> (2100 MVar)	1.3433	0.9974
Error $100 * (PT - PO)/PT$	+1%	-2.67%

Finalmente, la Tabla 6.5 muestra la frecuencia mínima y el ROCOF alcanzado por la frecuencia del SEN ante la desconexión de San Isidro, considerando los planes *PO* y *PT*. Como se observa, el plan *PO* presenta una frecuencia mínima de 48.97 Hz, mientras que el plan *PT* presenta una frecuencia mínima de 48.93 Hz. Dicha diferencia es esperable, puesto que el plan *PO* despliega un mayor monto de compensación sincrónica, por lo que aporta con una mayor inercia al resto de la red. No obstante, es importante destacar que en ningún caso se alcanza el escalón del primer EDAC (48.9 [Hz]), por lo que el comportamiento dinámico de ambos planes es estable y satisfactorio. Además, en ninguno de los 2 casos se alcanza el ajuste de las protecciones por ROCOF del SEN (0.6 [Hz/seg]).

Tabla 6.5: Comparación de indicadores de frecuencia para los planes *PO* y *PT*.

Indicador	$ \Delta f/\Delta t $ [Hz/seg]	f_{min} [Hz]
Plan <i>PO</i> (2100 MVar)	0.3263	48.97
Plan <i>PT</i> (1350 MVar)	0.4024	48.93

En resumen, el plan obtenido mediante la optimización propuesta lleva a instalar 1350 MVar (incluyendo unidades reconvertidas) con un costo de inversión total de 310 MUSD, mientras que el plan propuesto por el operador instala 2100 MVar de condensadores nuevos con un costo de inversión total de 840 MUSD, lo que implica un ahorro del 63% tal como se ilustra en la Figura 6.17. Considerando que en términos de desempeño dinámico ambos planes presentan comportamientos muy similares, se concluye que el plan *PT* es una mejor opción de inversión que el plan *PO*.

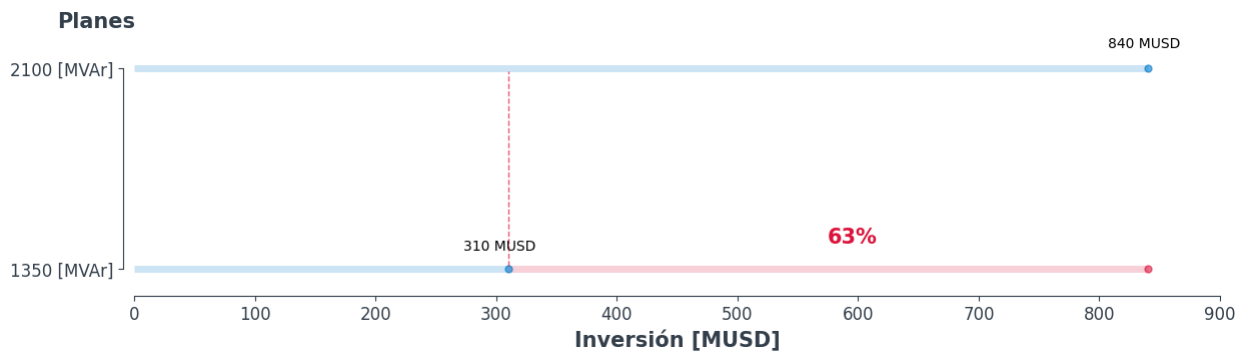


Figura 6.17: Comparación de costos de inversión entre los planes *PO* y *PT*.

7. Conclusiones

En la presente tesis se ha estudiado el aporte de los condensadores sincrónicos a la robustez de los sistemas eléctricos de potencia, en conjunto con la importancia de localizar correctamente estos equipos en SEP con altos niveles de unidades ERV. A lo largo del estudio, se cumplieron los objetivos propuestos y se confirmaron las distintas hipótesis planteadas al inicio del trabajo. Concretamente, se propuso una metodología de tres etapas para localizar de manera óptima condensadores sincrónicos en SEP débiles considerando criterios técnicos, económicos y de robustez. La propuesta considera la posibilidad de reconversión de unidades convencionales a condensador sincrónico.

La propuesta se aplicó en un caso de estudio del SEN al año 2025, y se comparó con la propuesta del operador de red para el mismo año. Los resultados mostraron que, para el año 2025, el área norte del SEN es la que presenta el mayor empeoramiento de robustez debido a la alta penetración de tecnologías ERV en dicha área. Frente a esto, el problema de optimización propuesto instala un total de 1350 MVar de condensadores sincrónicos en la zona norte del SEN, de los cuales 689 MVar corresponden a condensadores sincrónicos nuevos, y 661 MVar corresponden a condensadores sincrónicos reconvertidos. El costo de inversión del plan propuesto es de 310 MUSD, 63% menor al propuesto por el operador de red, el cual despliega 2100 MVar en condensadores sincrónicos nuevos. En particular, el plan obtenido asegura que el indicador de robustez observado en el peor escenario del año 2025 no se alejará más de un 15% de su valor en el mejor escenario en el año 2023.

La validación dinámica del plan propuesto (1350 MVar) mostró que éste presenta un buen desempeño dinámico, similar al desempeño del plan propuesto por el operador de red (2100 MVar). Ambos planes resultaron ser estables ante una serie de cortocircuitos trifásicos, tanto en barras de 500kV como barras de 220kV y capaces de soportar el peor desbalance de carga-generación (396 MW) sin activación de EDACs. En conclusión, un mayor monto de compensación sincrónica no necesariamente deriva en una mejor respuesta transitoria por parte de un SEP, puesto que un menor monto, localizado adecuadamente, puede lograr respuestas similares y satisfactorias. Es más, el plan propuesto en el presente trabajo involucra un costo de inversión 63% menor al del operador de red. Considerando que en términos de desempeño dinámico ambos planes presentan comportamientos muy similares, se concluye que el plan propuesto en el presente trabajo es una mejor opción de inversión que el plan del operador de red.

7.1. Trabajo futuro

La presente tesis se centró en estudiar el aporte de los condensadores sincrónicos a la robustez de los SEP, junto con su efecto en la estabilidad de tensión y frecuencia. No obstante, no se consideraron equipos alternativos, como baterías BESS o equipos FACTS.

En lo que respecta a los indicadores de robustez ocupados, sería interesante investigar el efecto de usar indicadores novedosos relacionados a la estabilidad de frecuencia. En particular, el

presente trabajo usa un modelo uninodal para establecer restricciones sobre la frecuencia de la red. No obstante, para los casos en que la frecuencia de un SEP presente fenómenos locales, la localización de condensadores sincrónicos debería tomar en cuenta las distribuciones no uniformes de inercia en el sistema de estudio.

En lo que respecta a la naturaleza no lineal del problema de optimización propuesto, resulta interesante investigar el uso de algoritmos que aseguran una buena convergencia al óptimo global, como, por ejemplo, el algoritmo de Levenberg-Marquardt. No obstante, existen desafíos adicionales asociados a la implementación de restricciones en el espacio de los números complejos con este tipo de algoritmos. Por otra parte, puede ser interesante abordar el uso de metaheurísticas de búsqueda, como optimización por enjambre de partículas o algoritmos genéticos, con el fin de encontrar la mejor condición inicial que conduzca al óptimo global. No obstante, se destaca que una implementación de esta naturaleza implicaría tiempos computaciones considerables teniendo en cuenta los tiempos de resolución que se observaron en el presente trabajo.

Finalmente, el trabajo no considera la posibilidad de incorporar un volante de inercia en los condensadores sincrónicos desplegados de forma que puedan entregar un aporte inercial aún más alto. Sería interesante evaluar las ventajas tecno-económicas de esta alternativa.

Bibliografía

- [1] Global Wind Energy Council, “Global Wind Report 2022.” GWEC, 2022. [Online]. Available: <https://gwec.net/global-wind-report-2022/>
- [2] International Energy Agency, “Snapshot of Global PV Markets - 2022,” *PVPS*, p. 23, 2021.
- [3] Generadoras de Chile, “Boletín Mercado Eléctrico,” Sep. 2022. [Online]. Available: <http://generadoras.cl/documentos/boletines>
- [4] G. de C. Ministerio de Energía, “Energía 2050 Política Energética de Chile.” [Online]. Available: https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/energia_2050_-_politica_energetica_de_chile.pdf
- [5] N. Hatziargyriou *et al.*, “Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 4, pp. 3271–3281, Jul. 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3041774.
- [6] F. Milano, F. Dorfler, G. Hug, D. J. Hill, and G. Verbic, “Foundations and Challenges of Low-Inertia Systems (Invited Paper),” in *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Dublin: IEEE, Jun. 2018, pp. 1–25. doi: 10.23919/PSCC.2018.8450880.
- [7] Z. A. Obaid, L. M. Cipcigan, L. Abraham, and M. T. Muhssin, “Frequency control of future power systems: reviewing and evaluating challenges and new control methods,” *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 7, no. 1, pp. 9–25, Jan. 2019, doi: 10.1007/s40565-018-0441-1.
- [8] A. Dyško, H. Urdal, A. Roscoe, Jiebei Zhu, Ruiqi Li, and C. Booth, “Protection challenges in future converter dominated power systems: demonstration through simulation and hardware tests,” in *International Conference on Renewable Power Generation (RPG 2015)*, Beijing, China: Institution of Engineering and Technology, 2015, p. 6 .-6 . doi: 10.1049/cp.2015.0392.
- [9] North American Electric Reliability Corporation, “Integrating Inverter Based Resources into Low Short Circuit Strength Systems.” NERC, 2017. [Online]. Available: https://www.nerc.com/comm/RSTC_Reliability_Guidelines/Item_4a._Integrating%20Inverter-Based_Resources_into_Low_Short_Circuit_Strength_Systems_-_2017-11-08-FINAL.pdf
- [10] A. Mullane and M. O’Malley, “The Inertial Response of Induction-Machine-Based Wind Turbines,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 3, pp. 1496–1503, Aug. 2005, doi: 10.1109/TPWRS.2005.852081.
- [11] IEEE/NERC, “Impact of Inverter Based Generation on Bulk Power System Dynamics and Short-Circuit Performance.” Task Force on Short-Circuit and System Performance, 2018. [Online]. Available: https://resourcecenter.ieee-pes.org/publications/technical-reports/PES_TR_7-18_0068.html
- [12] G. Shu-Feng, Z. Jie-Tan, A. Philip, H. Li-Li, and J. Jing, “A Review of Wind Turbine Deloaded Operation Techniques for Primary Frequency Control in Power System,” in *2018 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, Tianjin: IEEE, Sep. 2018, pp. 63–71. doi: 10.1109/CICED.2018.8592549.
- [13] M. Garmroodi, G. Verbic, and D. J. Hill, “Frequency Support From Wind Turbine Generators With a Time-Variable Droop Characteristic,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 9, no. 2, pp. 676–684, Apr. 2018, doi: 10.1109/TSTE.2017.2754522.

- [14] “Plataforma de Proyectos - Coordinador Eléctrico Nacional.” [Online]. Available: <https://pgp.coordinador.cl/welcome>
- [15] A. Stiger, R. A. Rivas, and M. Halonen, “Synchronous Condensers Contribution to Inertia and Short Circuit Current in Cooperation with STATCOM,” in *2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia)*, Bangkok, Thailand: IEEE, Mar. 2019, pp. 955–959. doi: 10.1109/GTDAsia.2019.8715893.
- [16] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, 7th ed. in The EPRI power system engineering series. Mcgraw Hill, 2009.
- [17] D. K. Chaturvedi *et al.*, “Guide on the Assessment, Specification and Design of Synchronous Condenser for Power System with Predominance of Low or Zero Inertia Generators,” p. 120.
- [18] A. Glaninger-Katschnig, “Contribution of synchronous condensers for the energy transition,” *Elektrotech. Inftech.*, vol. 130, no. 1, pp. 28–32, Feb. 2013, doi: 10.1007/s00502-013-0119-3.
- [19] M. Nambiar and Z. Konstantinovic, “Impact of using synchronous condensers for power system stability and improvement of short-circuit power in mining projects,” *Technical Papers*, vol. Mining Engineering, p. 7, 2015.
- [20] General Electric, “Synchronous Condenser Systems,” *Digital Energy*, p. 8.
- [21] “Statkraft chooses ABB synchronous condensers to help the UK National Grid meet its zero-carbon targets,” News. Accessed: Oct. 20, 2022. [Online]. Available: <https://new.abb.com/news/detail/74025/statkraft-chooses-abb-synchronous-condensers-to-help-the-uk-national-grid-meet-its-zero-carbon-targets>
- [22] K. Carlquist, “Power grids regain missing inertia with synchronous condensers.” *The Energy Industry Times*, Sep. 2022.
- [23] “ABB Library - Synchronous Condensers.” Accessed: Oct. 26, 2022. [Online]. Available: <https://library.abb.com/r?cid=9AAC177250>
- [24] S. Kynev, G. Pilz, and H. Schmitt, “Comparison of modern STATCOM and synchronous condenser for power transmission systems,” in *2016 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, Ottawa, ON, Canada: IEEE, Oct. 2016, pp. 1–6. doi: 10.1109/EPEC.2016.7771769.
- [25] Coordinador Eléctrico Nacional, “Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red,” p. 101, 2022.
- [26] Coordinador Eléctrico Nacional, “Análisis Adicional - Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el Sistema Eléctrico Nacional en 2025,” p. 56, 2022.
- [27] F. Li, J. D. Kueck, D. T. Rizy, and T. F. King, “A Preliminary Analysis of the Economics of Using Distributed Energy as a Source of Reactive Power Supply,” ORNL/TM-2006/014, 930730, Apr. 2006. doi: 10.2172/930730.
- [28] F. O. Igbinovia, G. Fandi, Z. Muller, J. Svec, and J. Tlustý, “Cost implication and reactive power generating potential of the synchronous condenser,” in *2016 2nd International Conference on Intelligent Green Building and Smart Grid (IGBSG)*, Prague, Czech Republic: IEEE, Jun. 2016, pp. 1–6. doi: 10.1109/IGBSG.2016.7539450.
- [29] C. Li, M. Liu, Y. Guo, H. Ma, H. Wang, and X. Yuan, “Cost Analysis of Synchronous Condenser Transformed from Thermal Unit Based on LCC Theory,” *Processes*, vol. 10, no. 9, p. 1887, Sep. 2022, doi: 10.3390/pr10091887.
- [30] N. Masood, R. Yan, T. K. Saha, and S. Bartlett, “Post-retirement utilisation of synchronous generators to enhance security performances in a wind dominated power

- system,” *IET gener. transm. distrib.*, vol. 10, no. 13, pp. 3314–3321, Oct. 2016, doi: 10.1049/iet-gtd.2016.0267.
- [31] “Synchronous Condenser Market Size, Share | 2022-2030,” MarketsandMarkets. Accessed: Oct. 24, 2022. [Online]. Available: <https://www.marketsandmarkets.com/Market-Reports/synchronous-condenser-market-189197147.html>
- [32] A. Ulbig, T. S. Borsche, and G. Andersson, “Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation,” *IFAC Proceedings Volumes*, vol. 47, no. 3, pp. 7290–7297, 2014, doi: 10.3182/20140824-6-ZA-1003.02615.
- [33] L. Richard, Nahid-Al-Masood, T. K. Saha, W. Tushar, and H. Gu, “Optimal Allocation of Synchronous Condensers in Wind Dominated Power Grids,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 45400–45410, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2977941.
- [34] N.-A.- Masood, S. U. Mahmud, M. N. Ansary, and S. R. Deeba, “Improvement of system strength under high wind penetration: A techno-economic assessment using synchronous condenser and SVC,” *Energy*, vol. 246, p. 123426, May 2022, doi: 10.1016/j.energy.2022.123426.
- [35] S. Hadavi, M. Z. Mansour, and B. Bahrani, “Optimal Allocation and Sizing of Synchronous Condensers in Weak Grids With Increased Penetration of Wind and Solar Farms,” *IEEE J. Emerg. Sel. Topics Circuits Syst.*, vol. 11, no. 1, pp. 199–209, Mar. 2021, doi: 10.1109/JETCAS.2021.3053554.
- [36] O. Gomis-Bellmunt, J. Song, M. Cheah-Mane, and E. Prieto-Araujo, “Steady-state impedance mapping in grids with power electronics: What is grid strength in modern power systems?,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 136, p. 107635, Mar. 2022, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107635.
- [37] “IEEE Guide for Planning DC Links Terminating at AC Locations Having Low Short-Circuit Capacities,” IEEE. doi: 10.1109/IEEESTD.1997.85949.
- [38] J. Machowski, Z. Lubosny, and J. W. Bialek, “Power System Dynamics,” p. 888.
- [39] P. Tielens and D. Van Hertem, “The relevance of inertia in power systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 55, pp. 999–1009, Mar. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.11.016.
- [40] P. R. Brokering Walter, *Atrapando el sol de los Sistemas Eléctricos de Potencia*. 2018. [Online]. Available: https://sepsolar.centroenergia.cl/pdf/libro_download.pdf
- [41] C. Rahmann and A. Castillo, “Fast Frequency Response Capability of Photovoltaic Power Plants: The Necessity of New Grid Requirements and Definitions,” *Energies*, vol. 7, no. 10, pp. 6306–6322, Sep. 2014, doi: 10.3390/en7106306.
- [42] D. Groß and F. Dörfler, “On the steady-state behavior of low-inertia power systems,” *IFAC-PapersOnLine*, vol. 50, no. 1, pp. 10735–10741, Jul. 2017, doi: 10.1016/j.ifacol.2017.08.2264.
- [43] NERC, “Short-Circuit Modeling and System Strength,” 2018, [Online]. Available: https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/Short_Circuit_white_paper_Final_1_26_18.pdf
- [44] Shun-Hsien Huang, J. Schmall, J. Conto, J. Adams, Yang Zhang, and C. Carter, “Voltage control challenges on weak grids with high penetration of wind generation: ERCOT experience,” in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, CA: IEEE, Jul. 2012, pp. 1–7. doi: 10.1109/PESGM.2012.6344713.
- [45] S. Thengius, “Fault current injection from power electronic interfaced devices,” p. 130.
- [46] AEMO, “2020 System Strength and Inertia Report.” 2020.

- [47] K. S. Ratnam, K. Palanisamy, and G. Yang, “Future low-inertia power systems: Requirements, issues, and solutions - A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 124, p. 109773, May 2020, doi: 10.1016/j.rser.2020.109773.
- [48] National Grid ESO, “System Operability Framework 2016.” UK electricity transmission, 2016. [Online]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/document/63481/download>
- [49] A. S. Ahmadyar, S. Riaz, G. Verbic, A. Chapman, and D. J. Hill, “A Framework for Assessing Renewable Integration Limits With Respect to Frequency Performance,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 4, pp. 4444–4453, Jul. 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2773091.
- [50] A. Etxegarai, P. Eguia, E. Torres, A. Iturregi, and V. Valverde, “Review of grid connection requirements for generation assets in weak power grids,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 41, pp. 1501–1514, Jan. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.09.030.
- [51] National Grid ESO, “Operability Strategy Report 2022.” 2022. [Online]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/electricity-transmission/news/operability-strategy-report-2022>
- [52] National Electric Coordinator, “Roadmap for an Accelerated Energy Transition.” 2022. [Online]. Available: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/11/9_Ingles_digital_Informe_Coordinador_13.6.pdf
- [53] L. Michi *et al.*, “The effects of new 2030 scenario: reduction of short-circuit power and widening of voltage dips,” in *2018 AEIT International Annual Conference*, Bari, Italy: IEEE, Oct. 2018, pp. 1–6. doi: 10.23919/AEIT.2018.8577274.
- [54] “Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, Aug. 2004, doi: 10.1109/TPWRS.2004.825981.
- [55] Q. Hong, M. A. U. Khan, C. Henderson, A. Egea-Álvarez, D. Tzelepis, and C. Booth, “Addressing Frequency Control Challenges in Future Low-Inertia Power Systems: A Great Britain Perspective,” *Engineering*, vol. 7, no. 8, pp. 1057–1063, Aug. 2021, doi: 10.1016/j.eng.2021.06.005.
- [56] Aalborg University and Q. Peng, “Coordination of Virtual Inertia Control and Frequency Damping in PV Systems for Optimal Frequency Support,” *CPSS TPEA*, vol. 5, no. 4, pp. 305–316, Dec. 2020, doi: 10.24295/CPSS TPEA.2020.00025.
- [57] P. Makolo, R. Zamora, and T.-T. Lie, “The role of inertia for grid flexibility under high penetration of variable renewables - A review of challenges and solutions,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 147, p. 111223, Sep. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.111223.
- [58] B. Vega, C. Rahmann, R. Alvarez, and V. Vittal, “Determination of Control Requirements to Impose on CIG for Ensuring Frequency Stability of Low Inertia Power Systems,” *IEEE Access*, vol. 10, pp. 44891–44908, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3169489.
- [59] C. Li, Y. Yang, N. Mijatovic, and T. Dragicevic, “Frequency Stability Assessment of Grid-Forming VSG in Framework of MPME With Feedforward Decoupling Control Strategy,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 69, no. 7, pp. 6903–6913, Jul. 2022, doi: 10.1109/TIE.2021.3099236.
- [60] J. Van de Vyver, J. D. M. De Kooning, B. Meersman, L. Vandeveld, and T. L. Vandoorn, “Droop Control as an Alternative Inertial Response Strategy for the Synthetic

- Inertia on Wind Turbines,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 2, pp. 1129–1138, Mar. 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2417758.
- [61] L. Huang *et al.*, “A Virtual Synchronous Control for Voltage-Source Converters Utilizing Dynamics of DC-Link Capacitor to Realize Self-Synchronization,” *IEEE J. Emerg. Sel. Topics Power Electron.*, vol. 5, no. 4, pp. 1565–1577, Dec. 2017, doi: 10.1109/JESTPE.2017.2740424.
- [62] L. Pagnier and P. Jacquod, “Inertia location and slow network modes determine disturbance propagation in large-scale power grids,” *PLoS ONE*, vol. 14, no. 3, p. e0213550, Mar. 2019, doi: 10.1371/journal.pone.0213550.
- [63] H. Urdal, R. Ierna, J. Zhu, C. Ivanov, A. Dahresobh, and D. Rostom, “System strength considerations in a converter dominated power system,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 9, no. 1, pp. 10–17, Jan. 2015, doi: 10.1049/iet-rpg.2014.0199.
- [64] P. M. Ashton, C. S. Saunders, G. A. Taylor, A. M. Carter, and M. E. Bradley, “Inertia Estimation of the GB Power System Using Synchrophasor Measurements,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 2, pp. 701–709, Mar. 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2333776.
- [65] Ponce Arancibia, I., “Identification of weak areas in low-inertia power systems with high shares of converter-based generation,” 2022. [Online]. Available: <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/187627>
- [66] L. Badesa, F. Teng, and G. Strbac, “Conditions for Regional Frequency Stability in Power System Scheduling—Part I: Theory,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 36, no. 6, pp. 5558–5566, Nov. 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2021.3073083.
- [67] A. Adrees, J. V. Milanović, and P. Mancarella, “Effect of inertia heterogeneity on frequency dynamics of low-inertia power systems,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 13, no. 14, pp. 2951–2958, Jul. 2019, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.6814.
- [68] B. A. Osbouei, G. A. Taylor, O. Bronckart, J. Maricq, and M. Bradley, “Impact of Inertia Distribution on Power System Stability and Operation,” in *2019 IEEE Milan PowerTech*, Milan, Italy: IEEE, Jun. 2019, pp. 1–6. doi: 10.1109/PTC.2019.8810689.
- [69] Fernández Campos, D., “Estrategias de control de área amplia para mantener la estabilidad de frecuencia en sistemas eléctricos con baja inercia,” Universidad de Chile, 2022. [Online]. Available: <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/187200>
- [70] IEEE Power & Energy Society, “Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies.” Apr. 2020.
- [71] “Coordinador Eléctrico Nacional (CEN),” Coordinador Eléctrico Nacional | Servimos a Chile con Energía. Accessed: Mar. 15, 2023. [Online]. Available: <https://www.coordinador.cl/>
- [72] H. Li, C. Nie, and F. Wang, “Grid Strengthening IBR: An Inverter-Based Resource Enhanced by a Co-Located Synchronous Condenser for High Overcurrent Capability,” *IEEE Open J. Power Electron.*, vol. 3, pp. 535–548, 2022, doi: 10.1109/OJPEL.2022.3194849.
- [73] Y. Sun, Q. Zhou, X. Qin, Y. Zhang, J. Zhang, and H. Zhu, “Identification Index and Method of Serious Faults and Weak Links in Power System Transient Power Angle Stability,” in *2019 4th IEEE Workshop on the Electronic Grid (eGRID)*, Xiamen, China: IEEE, Nov. 2019, pp. 1–5. doi: 10.1109/eGRID48402.2019.9092764.
- [74] A. Ortega and F. Milano, “Comparison of different PLL implementations for frequency estimation and control,” in *2018 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, Ljubljana: IEEE, May 2018, pp. 1–6. doi: 10.1109/ICHQP.2018.8378935.

- [75] W. Wang, K. Li, K. Sun, and J. Wang, "Operation Zone Analysis of the Voltage Source Converter Based on the Influence of Different Grid Strengths," *Symmetry*, vol. 14, no. 1, p. 153, Jan. 2022, doi: 10.3390/sym14010153.
- [76] H. A. Hamed, A. F. Abdou, E. H. E. Bayoumi, and E. E. EL-Kholy, "A Fast Recovery Technique for Grid-Connected Converters After Short Dips Using a Hybrid Structure PLL," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 65, no. 4, pp. 3056–3068, Apr. 2018, doi: 10.1109/TIE.2017.2764856.
- [77] D. Ramasubramanian *et al.*, "Positive sequence voltage source converter mathematical model for use in low short circuit systems," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 14, no. 1, pp. 87–97, Jan. 2020, doi: 10.1049/iet-gtd.2019.0346.
- [78] X. He and H. Geng, "PLL Synchronization Stability of Grid-Connected Multiconverter Systems," *IEEE Trans. on Ind. Applicat.*, vol. 58, no. 1, pp. 830–842, Jan. 2022, doi: 10.1109/TIA.2021.3121262.
- [79] R. Liu, J. Yao, J. Pei, X. Wang, P. Sun, and X. Guo, "Dynamic Stability Analysis of the Weak Grid-Connected DFIG-based Wind Turbines under Severe Symmetrical Faults," in *2018 International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, Guangzhou: IEEE, Nov. 2018, pp. 1512–1517. doi: 10.1109/POWERCON.2018.8601827.
- [80] Shengtao Fan, Hui Ding, J. Z. Zhou, Yi Zhang, and A. M. Gole, "Parametric analysis of the stability of VSC-HVDC converters," in *11th IET International Conference on AC and DC Power Transmission*, Birmingham, UK: Institution of Engineering and Technology, 2015, p. 028 (6 .)-028 (6 .). doi: 10.1049/cp.2015.0002.
- [81] J. Z. Zhou, H. Ding, S. Fan, Y. Zhang, and A. M. Gole, "Impact of Short-Circuit Ratio and Phase-Locked-Loop Parameters on the Small-Signal Behavior of a VSC-HVDC Converter," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 29, no. 5, pp. 2287–2296, Oct. 2014, doi: 10.1109/TPWRD.2014.2330518.
- [82] R. Liu, J. Yao, X. Wang, P. Sun, J. Pei, and J. Hu, "Dynamic Stability Analysis and Improved LVRT Schemes of DFIG-Based Wind Turbines During a Symmetrical Fault in a Weak Grid," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 35, no. 1, pp. 303–318, Jan. 2020, doi: 10.1109/TPEL.2019.2911346.
- [83] C. Rahmann, B. Mac-Clure, V. Vittal, and F. Valencia, "Break-Even Points of Battery Energy Storage Systems for Peak Shaving Applications," *Energies*, vol. 10, no. 7, p. 833, Jun. 2017, doi: 10.3390/en10070833.
- [84] N. Lu, F. J. Rudolph, S. N. Murthy, J. Arseneaux, and C. Loutan, "An Evaluation of the Flywheel Potential for Providing Regulation Service in California," p. 6.
- [85] B. Gundogdu and D. T. Gladwin, "Bi-Directional Power Control of Grid-Tied Battery Energy Storage System Operating in Frequency Regulation," in *2018 International Electrical Engineering Congress (iEECON)*, Krabi, Thailand: IEEE, Mar. 2018, pp. 1–4. doi: 10.1109/IEECON.2018.8712259.
- [86] D. D. Banham-Hall, G. A. Taylor, C. A. Smith, and M. R. Irving, "Frequency control using Vanadium redox flow batteries on wind farms," in *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, CA: IEEE, Jul. 2011, pp. 1–8. doi: 10.1109/PES.2011.6039520.
- [87] Y. Tan *et al.*, "Enhanced Frequency Regulation Using Multilevel Energy Storage in Remote Area Power Supply Systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, no. 1, pp. 163–170, Jan. 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2867190.

- [88] D.-W. Zhao, M.-H. Qian, J. Ma, D.-J. Jiang, M.-S. Ding, and L. Xiang, "A Decentralized Frequency Regulation Strategy of PV Power Plant Based on Droop Control," in *2018 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, Tianjin: IEEE, Sep. 2018, pp. 1824–1828. doi: 10.1109/CICED.2018.8592133.
- [89] R. K. Varma and M. Akbari, "Simultaneous Fast Frequency Control and Power Oscillation Damping by Utilizing PV Solar System as PV-STATCOM," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 11, no. 1, pp. 415–425, Jan. 2020, doi: 10.1109/TSTE.2019.2892943.
- [90] D. Sun, H. Liu, S. Gao, L. Wu, P. Song, and X. Wang, "Comparison of Different Virtual Inertia Control Methods for Inverter-based Generators," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 8, no. 4, pp. 768–777, 2020, doi: 10.35833/MPCE.2019.000330.
- [91] M. Li, W. Huang, N. Tai, L. Yang, D. Duan, and Z. Ma, "A Dual-Adaptivity Inertia Control Strategy for Virtual Synchronous Generator," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 35, no. 1, pp. 594–604, Jan. 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2935325.
- [92] Qing-Chang Zhong, Phi-Long Nguyen, Zhenyu Ma, and Wanxing Sheng, "Self-Synchronized Synchronverters: Inverters Without a Dedicated Synchronization Unit," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 29, no. 2, pp. 617–630, Feb. 2014, doi: 10.1109/TPEL.2013.2258684.
- [93] X. Zhang *et al.*, "Deloading Power Coordinated Distribution Method for Frequency Regulation by Wind Farms Considering Wind Speed Differences," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 122573–122582, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2938596.
- [94] K. Y. Yap, C. M. Beh, and C. R. Sarimuthu, "Fuzzy logic controller-based synchronverter in grid-connected solar power system with adaptive damping factor," *Chin. J. Electr. Eng.*, vol. 7, no. 2, pp. 37–49, Jun. 2021, doi: 10.23919/CJEE.2021.000014.
- [95] P. B. Nempu, N. S. Jayalakshmi, K. Shaji, and M. Singh, "Fuzzy-PI Controllers for Voltage and Frequency Regulation of a PV-FC Based Autonomous Microgrid," in *2019 IEEE International Conference on Distributed Computing, VLSI, Electrical Circuits and Robotics (DISCOVER)*, Manipal, India: IEEE, Aug. 2019, pp. 1–6. doi: 10.1109/DISCOVER47552.2019.9008093.
- [96] T. Senjyu *et al.*, "Frequency control strategy for parallel operated battery systems based on droop characteristics by applying H_∞ control theory," in *2009 Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific*, Seoul, South Korea: IEEE, Oct. 2009, pp. 1–4. doi: 10.1109/TD-ASIA.2009.5356949.
- [97] Y. Liu, Y. Wang, M. Wang, Z. Xu, Y. Peng, and M. Li, "Coordinated VSG Control of Photovoltaic/Battery System for Maximum Power Output and Grid Supporting," *IEEE J. Emerg. Sel. Topics Circuits Syst.*, vol. 12, no. 1, pp. 301–309, Mar. 2022, doi: 10.1109/JETCAS.2022.3143716.
- [98] M. G. Dozein, P. Mancarella, T. K. Saha, and R. Yan, "System Strength and Weak Grids: Fundamentals, Challenges, and Mitigation Strategies," in *2018 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, Auckland, New Zealand: IEEE, Nov. 2018, pp. 1–7. doi: 10.1109/AUPEC.2018.8757997.
- [99] D. Pal and B. K. Panigrahi, "A Nonlinear Adaptive Stabilizing Control Strategy to Enhance Dynamic Stability of Weak Grid-Tied VSC System," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 37, no. 3, pp. 2182–2193, Jun. 2022, doi: 10.1109/TPWRD.2021.3106682.
- [100] M. I. Mosaad, H. S. M. Ramadan, M. Aljohani, M. F. El-Naggar, and S. S. M. Ghoneim, "Near-Optimal PI Controllers of STATCOM for Efficient Hybrid Renewable Power

- System,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 34119–34130, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3058081.
- [101] A. A. A. H.E.keshta and F. M. B. E.M.Saied, “Impact of Static Var Compensator (SVC) Tuned by Harmony Search Algorithms on Wind Energy Conversion System (WECS) Stability,” vol. 7, no. 3, 2016.
- [102] M. G. Dozein and P. Mancarella, “Application of Utility-Connected Battery Energy Storage System for Integrated Dynamic Services,” in *2019 IEEE Milan PowerTech*, Milan, Italy: IEEE, Jun. 2019, pp. 1–6. doi: 10.1109/PTC.2019.8810561.
- [103] H. Yuan, H. Xin, D. Wu, W. Wang, and Y. Zhou, “Small-Signal Stability Assessment of Multi- Converter-Based-Renewable Systems With STATCOMs Based on Generalized Short-Circuit Ratio,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 37, no. 4, pp. 2889–2902, Dec. 2022, doi: 10.1109/TEC.2022.3209906.
- [104] G. Li, Y. Chen, A. Luo, and H. Wang, “An Enhancing Grid Stiffness Control Strategy of STATCOM/BESS for Damping Sub-Synchronous Resonance in Wind Farm Connected to Weak Grid,” *IEEE Trans. Ind. Inf.*, vol. 16, no. 9, pp. 5835–5845, Sep. 2020, doi: 10.1109/TII.2019.2960863.
- [105] M. Nawir, O. D. Adeuyi, G. Wu, and J. Liang, “Voltage stability analysis and control of wind farms connected to weak grids,” in *13th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2017)*, Manchester, UK: Institution of Engineering and Technology, 2017, p. 23 (6 .)-23 (6 .). doi: 10.1049/cp.2017.0023.
- [106] U. Princy, S. Jaseena, S. Sreedharan, and S. Sreejith, “Voltage stability analysis of power system network integrated with renewable source and SVC,” in *2017 Innovations in Power and Advanced Computing Technologies (i-PACT)*, Vellore: IEEE, Apr. 2017, pp. 1–6. doi: 10.1109/IPACT.2017.8245058.
- [107] D. Wang *et al.*, “Studying the SVC Control Strategy of the Ali Interconnection Project,” in *2020 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC)*, Chengdu, China: IEEE, Nov. 2020, pp. 1064–1069. doi: 10.1109/iSPEC50848.2020.9351140.
- [108] L. Shang, X. Dong, C. Liu, and Z. Gong, “Fast Grid Frequency and Voltage Control of Battery Energy Storage System Based on the Amplitude-Phase-Locked-Loop,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 13, no. 2, pp. 941–953, Mar. 2022, doi: 10.1109/TSG.2021.3133580.
- [109] M. Ghazavi Dozein, O. Gomis-Bellmunt, and P. Mancarella, “Simultaneous Provision of Dynamic Active and Reactive Power Response From Utility-Scale Battery Energy Storage Systems in Weak Grids,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 36, no. 6, pp. 5548–5557, Nov. 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2021.3076218.
- [110] Q. Jia, G. Yan, Y. Cai, Y. Li, and J. Zhang, “Small-signal stability analysis of photovoltaic generation connected to weak AC grid,” *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 7, no. 2, pp. 254–267, Mar. 2019, doi: 10.1007/s40565-018-0415-3.
- [111] G. Wu *et al.*, “Parameter Design Oriented Analysis of the Current Control Stability of the Weak-Grid-Tied VSC,” *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 36, no. 3, pp. 1458–1470, Jun. 2021, doi: 10.1109/TPWRD.2020.3009517.
- [112] S. Sang, C. Zhang, X. Cai, M. Molinas, J. Zhang, and F. Rao, “Control of a Type-IV Wind Turbine With the Capability of Robust Grid-Synchronization and Inertial Response for Weak Grid Stable Operation,” *IEEE Access*, vol. 7, pp. 58553–58569, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2914334.
- [113] J. F. Morris, K. H. Ahmed, and A. Egea-Alvarez, “Analysis of Controller Bandwidth Interactions for Vector-Controlled VSC Connected to Very Weak AC Grids,” *IEEE J.*

- Emerg. Sel. Topics Power Electron.*, vol. 9, no. 6, pp. 7343–7354, Dec. 2021, doi: 10.1109/JESTPE.2020.3031203.
- [114] M. Lewis, “The age of the syncons,” Energy Networks Australia. Accessed: Oct. 26, 2022. [Online]. Available: <https://www.energynetworks.com.au/news/energy-insider/age-syncons/>
- [115] “STATCOM | Hitachi Energy.” Accessed: Dec. 07, 2022. [Online]. Available: <https://www.hitachienergy.com/products-and-solutions/facts/statcom>
- [116] Czaba Szabo, “An old tool rediscovered to adress new grid challenges.” ABB. [Online]. Available: <https://library.abb.com/r?cid=9AAC177250>
- [117] Christian Payerl, “Synchronous condensers rediscovered – a new way to strengthen grids,” *ABB*, p. 2.
- [118] Csaba Szabo, “Synchronous Condensers Support Australia’s Clean Energy Transformation.” ABB. [Online]. Available: <https://library.abb.com/r?cid=9AAC177250>
- [119] “ABB synchronous condenser packages.” Accessed: Oct. 26, 2022. [Online]. Available: <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=9AKK108197&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>
- [120] ABB, “Synchronous condenser packages.” [Online]. Available: <https://library.abb.com/r?cid=9AAC177250>
- [121] “Design of Synchronous Machines.” [Online]. Available: https://d13mk4zmvuctmz.cloudfront.net/assets/main/study-material/notes/electrical-engineering_engineering_electrical-machine-design_design-of-synchronous-machines_notes.pdf
- [122] J. K. Noland and U. Lundin, “Step time response evaluation of different synchronous generator excitation systems,” in *2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*, Leuven, Belgium: IEEE, Apr. 2016, pp. 1–7. doi: 10.1109/ENERGYCON.2016.7513956.
- [123] “IEEE Standard Definitions for Excitation Systems for Synchronous Machines,” IEEE Standards Association. Accessed: Jan. 02, 2023. [Online]. Available: <https://standards.ieee.org>
- [124] “Synchronous condensers technical data,” Motors and Generators. Accessed: Oct. 26, 2022. [Online]. Available: <https://new.abb.com/motors-generators/synchronous-condensers/technical-data>
- [125] ANDRITZ, “Boosting inertia of Synchronous condensers.” [Online]. Available: <https://www.andritz.com/hydro-en/hydronews/hn36/technology-flywheels>
- [126] P. Pathomchaiwat and B. Neammanee, “Control of power management in the renewable energy system by using Flywheel Energy Storage,” in *2017 14th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)*, Phuket: IEEE, Jun. 2017, pp. 513–516. doi: 10.1109/ECTICon.2017.8096287.
- [127] Christian Payerl, “Introduction to ABB synchronous condenser offering.” [Online]. Available: <https://library.abb.com/r?cid=9AAC177250>
- [128] “National Electricity Market (NEM).” Accessed: Jan. 02, 2023. [Online]. Available: <https://aemo.com.au/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem>
- [129] M. Nedd, Q. Hong, K. Bell, C. Booth, and P. Mohapatra, “Application of Synchronous Compensators in the GB Transmission Network to Address Protection Challenges from Increasing Renewable Generation,” p. 6.

- [130] H. T. Nguyen, G. Yang, A. H. Nielsen, and P. H. Jensen, “Combination of Synchronous Condenser and Synthetic Inertia for Frequency Stability Enhancement in Low-Inertia Systems,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 10, no. 3, pp. 997–1005, Jul. 2019, doi: 10.1109/TSTE.2018.2856938.
- [131] Ha Thi Nguyen, Guangya Yang, A. H. Nielsen, and P. H. Jensen, “Frequency stability improvement of low inertia systems using synchronous condensers,” in *2016 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm)*, Sydney, Australia: IEEE, Nov. 2016, pp. 650–655. doi: 10.1109/SmartGridComm.2016.7778835.
- [132] H. Biellmann, M. Buquet, P. Chay, A. Schwery, V. Costan, J.L.Drommi, G. Prime, “The benefits of implementing Synchronous Compensators in Grids with high penetration of renewables.” CIGRE Session, 2020. [Online]. Available: https://e-cigre.org/publication/SESSION2020_A1-102
- [133] P. Gugale and M. Palazzo, “Assessment of Requirements for Application of Generator Circuit-Breakers in Synchronous Compensator Plants,” in *2019 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, Macao, Macao: IEEE, Dec. 2019, pp. 1–6. doi: 10.1109/APPEEC45492.2019.8994753.
- [134] AEMO, “Notice of Inertia and Fault Level Shortfalls in Tasmania.” 2019. [Online]. Available: https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Security_and_Reliability/System-Security-Market-Frameworks-Review/2019/Notice-of-Inertia-Fault-Level-Shortfalls-Tasmania-Nov-2019.pdf
- [135] L. Bao, L. Fan, and Z. Miao, “Comparison of Synchronous Condenser and STATCOM for Wind Farms in Weak Grids,” in *2020 52nd North American Power Symposium (NAPS)*, Tempe, AZ, USA: IEEE, Apr. 2021, pp. 1–6. doi: 10.1109/NAPS50074.2021.9449775.
- [136] S. Teleke, T. Abdulahovic, T. Thiringer, and J. Svensson, “Dynamic Performance Comparison of Synchronous Condenser and SVC,” *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 23, no. 3, pp. 1606–1612, Jul. 2008, doi: 10.1109/TPWRD.2007.916109.
- [137] D. K. Chaturvedi and A. K. Gupta, “Generators as Synchronous Condensers to Meet Dynamic System Requirement by Renewable Mix - Indian Scenario”.
- [138] E. P. E. Solutions, “Synchronous Condensers,” EME Associates. Accessed: Jan. 06, 2023. [Online]. Available: <https://emeassociates.com/solutions/synchronous-condensers/>
- [139] EME, “Midwest Utility Synchronous Condenser Conversion.”
- [140] EME, “Synchronous Condenser Conversions.” [Online]. Available: <https://emeassociates.com/wp-content/uploads/2017/01/EME-Brochure-Sync-Cond.pdf>
- [141] EATON, “Eaton converts retiring generating units to synchronous condensers to enhance grid reliability.” [Online]. Available: <https://www.eaton.com/content/dam/eaton/services/eess/eess-documents/eaton-sync-condenser-conversion-iou-case-study-cs027005en.pdf>
- [142] J. P. Skliutas *et al.*, “Planning the Future Grid with Synchronous Condensers”.
- [143] Markets and Markets, “Market Research Report.” 2022. [Online]. Available: <https://www.marketsandmarkets.com/Market-Reports/synchronous-condenser-market-189197147.html#:~:text=Usually%2C%20the%20installation%20cost%20of,MVAr%20and%20USD%2050%2C000%2FMVAr>.
- [144] J. OBrien, “Managing system strength during the transition to renewables,” *GHD Advisory*, [Online]. Available: <https://arena.gov.au/assets/2020/05/managing-system-strength-during-the-transition-to-renewables.pdf>

- [145] Australian Energy Regulator (AER), “Final Decision - ElectraNet - Contingent Project - Main Grid System Strength.” 2019. [Online]. Available: <https://www.aer.gov.au/networks-pipelines/determinations-access-arrangements/contingent-projects/electranet-main-grid-system-strength-contingent-project>
- [146] S. I.-C. N. Energia, “2023 - Comisión Nacional de Energía.” Accessed: Jan. 10, 2023. [Online]. Available: <https://www.cne.cl/precio-medio-de-mercado-2/2023-2/>
- [147] K. Somsai and T. Kulworawanichpong, “Cost estimation for reactive power compensation in distribution power system by using D-STATCOM”.
- [148] Y. Zhang, S.-H. F. Huang, J. Schmall, J. Conto, J. Billo, and E. Rehman, “Evaluating system strength for large-scale wind plant integration,” in *2014 IEEE PES General Meeting / Conference & Exposition*, National Harbor, MD, USA: IEEE, Jul. 2014, pp. 1–5. doi: 10.1109/PESGM.2014.6939043.
- [149] T. Cui, Z. Hu, D. Chen, D. Wang, M. Xiang, and H. Guo, “Optimal Allocation of Synchronous Condensers in an Actual Weak Received Power Grid with an UHVDC System,” in *2020 12th IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, Nanjing, China: IEEE, Sep. 2020, pp. 1–5. doi: 10.1109/APPEEC48164.2020.9220673.
- [150] L. Richard, Nahid-Al-Masood, and T. K. Saha, “Deployment of Synchronous Condensers to Improve System Strength under High Wind Power Penetration,” in *2019 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, Atlanta, GA, USA: IEEE, Aug. 2019, pp. 1–5. doi: 10.1109/PESGM40551.2019.8973485.
- [151] J. Jia, G. Yang, A. H. Nielsen, E. Muljadi, P. Weinreich-Jensen, and V. Gevorgian, “Synchronous Condenser Allocation for Improving System Short Circuit Ratio,” in *2018 5th International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS)*, Kitakyushu, Japan: IEEE, Apr. 2018, pp. 1–5. doi: 10.1109/EPECS.2018.8443358.
- [152] E. Marrazi, G. Yang, and P. Weinreich-Jensen, “Allocation of synchronous condensers for restoration of system short-circuit power,” *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 6, no. 1, pp. 17–26, Jan. 2018, doi: 10.1007/s40565-017-0346-4.
- [153] Z. H. Rather, Z. Chen, P. Thogersen, and P. Lund, “Dynamic Reactive Power Compensation of Large-Scale Wind Integrated Power System,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 5, pp. 2516–2526, Sep. 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2365632.
- [154] X. Mao, W. Zhu, L. Wu, and B. Zhou, “Comparative study on methods for computing electrical distance,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 130, p. 106923, Sep. 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.106923.
- [155] H. Chávez, R. Baldick, and S. Sharma, “Governor Rate-Constrained OPF for Primary Frequency Control Adequacy,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 3, pp. 1473–1480, May 2014, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2298838.
- [156] “Initial Short-Circuit Current — pandapower 2.0.1 documentation.” Accessed: Nov. 27, 2023. [Online]. Available: <https://pandapower.readthedocs.io/en/v2.1.0/shortcircuit/ikss.html>
- [157] Coordinador Eléctrico Nacional, “Informe PET Enero 2023.” 2023. [Online]. Available: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/01/Informe-PET-enero-2023.pdf>
- [158] Coordinador Eléctrico Nacional, “Estudio de control de frecuencia y determinación de reservas,” 2023.
- [159] “Programas de Operación - Coordinador Eléctrico Nacional.” [Online]. Available: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/programas-de-operacion-2021/>

- [160] Scipy, Python, “Scipy Optimize.” [Online]. Available:
<https://scipy.github.io/devdocs/tutorial/optimize.html#trust-region-constrained-algorithm-method-trust-constr>
- [161] CNE, “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.” [Online]. Available:
<https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/09/NTSyCS-Sept20.pdf>
- [162] Coordinador Eléctrico Nacional, “Bases Administrativas Generales - Licitación Pública Internacional para la adjudicación de la construcción y explotación del Servicio Complementario de Control de Tensión por aportes de potencia de cortocircuito.” Jan. 2024. [Online]. Available:
[file:///C:/Users/patri/Downloads/22_SSCC_Bases%20Administrativas%20Generales%20\(BAG\)_Rev.3%20\(1\).pdf](file:///C:/Users/patri/Downloads/22_SSCC_Bases%20Administrativas%20Generales%20(BAG)_Rev.3%20(1).pdf)
- [163] Coordinador Eléctrico Nacional, “Licitación pública internacional para la adjudicación de la construcción y operación del Servicio Complementario de Control de Tensión por aportes de potencia de cortocircuito - Bases Técnicas Funcionales.” Jan. 2024. [Online]. Available:
[file:///C:/Users/patri/Downloads/22_SSCC_Bases%20Técnicas%20Funcionales%20\(BTF\)%20Rev.3.pdf](file:///C:/Users/patri/Downloads/22_SSCC_Bases%20Técnicas%20Funcionales%20(BTF)%20Rev.3.pdf)
- [164] Coordinador Eléctrico Nacional, “Acta de Evaluación y Adjudicación de ofertas económicas - Llamado de Licitación Pública Internacional para la Adjudicación de la Construcción y Explotación del Servicio Complementario de Control de Tensión por Aportes de Potencia de Cortocircuito.” May 2024. [Online]. Available:
<https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/licitaciones/servicios-complementarios-ct/>

8. Anexos

Anexo A

Listado de barras candidatas

Tabla 8.1: Listado de barras candidatas para instalar condensadores sincrónicos en la optimización.

Barra	Nivel de tensión
Cóndores	220 kV
Nueva Pozo Almonte	220 kV
Frontera	220 kV
María Elena	220 kV
Crucero	220 kV
Miraje	220 kV
Calama Nueva	220 kV
Nueva Zaldívar	220 kV
Zaldívar	220 kV
Domeyko	220 kV
O'Higgins	220 kV
Los Changos	220 kV
El Cobre	220 kV
Diego de Almagro	220 kV
Illapa	220 kV
Algarrobal	220 kV
Maitencillo	220 kV
Pan de Azúcar	220 kV

Anexo B

Listado de generadores con posibilidad de reconversión

Tabla 8.2: Listado de generadores retirados en T_F con posibilidad de reconversión a CS.

Nombre	Capacidad [MW]
Central Tocopilla	294
Central Mejillones	367

Anexo C

Listado de generadores con posibilidad de despacho

Tabla 8.3: Listado de generadores fuera de servicio en el $PE_{CCC}T_F$ con posibilidad de ser despachados.

Nombre	Capacidad [MW]
Central Cardones	154
Central Cenizas	15
Central Diego de Almagro	24
Central El Salvador	17
Central Emelda	72
Central Huasco	58
Central San Lorenzo	63
Central Taltal	240
Central Atacama	732
Central Andina	176
Central Hornitos	174
Central Kelar	528
Central Ujina	37
Central Mantos Blancos	28
Central Arica	10
Central Angamos	558
Central IEM	377

Anexo D

Listado de barras del AaR consideradas en la optimización

Tabla 8.4: Listado de barras a fortalecer en la optimización.

Barra	Nivel de tensión
Algarrobal	220 kV
Ana María	220 kV
Andes	220 kV
Atacama	220 kV
Calama Nueva	220 kV
Cardones	220 kV
Carrera Pinto	220 kV
Centinela	220 kV
Chacaya	220 kV
Chuquicamata	220 kV
Cóndores	220 kV
Crucero	220 kV

Cumbre	220 kV
Diego de Almagro	220 kV
Domeyko	220 kV
Don Héctor	220 kV
El Cobre	220 kV
El Tesoro	220 kV
Encuentro	220 kV
Escondida	220 kV
Esperanza	220 kV
Frontera	220 kV
Geoglifos	220 kV
Illapa	220 kV
Kapatur	220 kV
Kimal	220 kV
Laberinto	220 kV
Lagunas	220 kV
Los Changos	220 kV
Maitencillo	220 kV
María Elena	220 kV
Miraje	220 kV
Nueva Maitencillo	220 kV
Nueva Pan de Azúcar	220 kV
Nueva Pozo Almonte	220 kV
Nueva Zaldívar	220 kV
Nueva Chuquicamata	220 kV
O'Higgins	220 kV
Pan de Azúcar	220 kV
Paposo	220 kV
Pozo Almonte	220 kV
Puerto Patache	220 kV
Punta Colorada	220 kV
Salar	220 kV
San Andrés	220 kV
San Simón	220 kV
Tarapacá	220 kV



Figura 8.1: Visualización geográficas de las barras del *AaR* consideradas en la optimización.

Anexo E

Datos ocupados en el problema de optimización

Tabla 8.5: Datos de condensadores sincrónicos.

Datos	CS nuevo	CS reconvertido
Costo de inversión	400.000 USD/MVAr	50.000 USD/MVAr
Costo de operación	50.000 USD/MVAr	53.000 USD/MVAr
Anualidad	42.431 USD/MVAr	5.303 USD/MVAr
Reactancia subtransitoria	0.15 p.u.	Tocopilla: 0.174 p.u. Mejillones: 0.17 p.u.
Constante de inercia	5 seg	Tocopilla: 1.9 seg Mejillones: 2 seg

Tabla 8.6: Datos involucrados en la optimización.

Dato	Valor
α	0.4
f_{nom}	50 Hz
f_{min}	48.9 Hz
f_{ab}	0.02 Hz
ΔP	396 MW
H_i	30 GVAs

Anexo F

Detalle solución $\beta = 15\%$

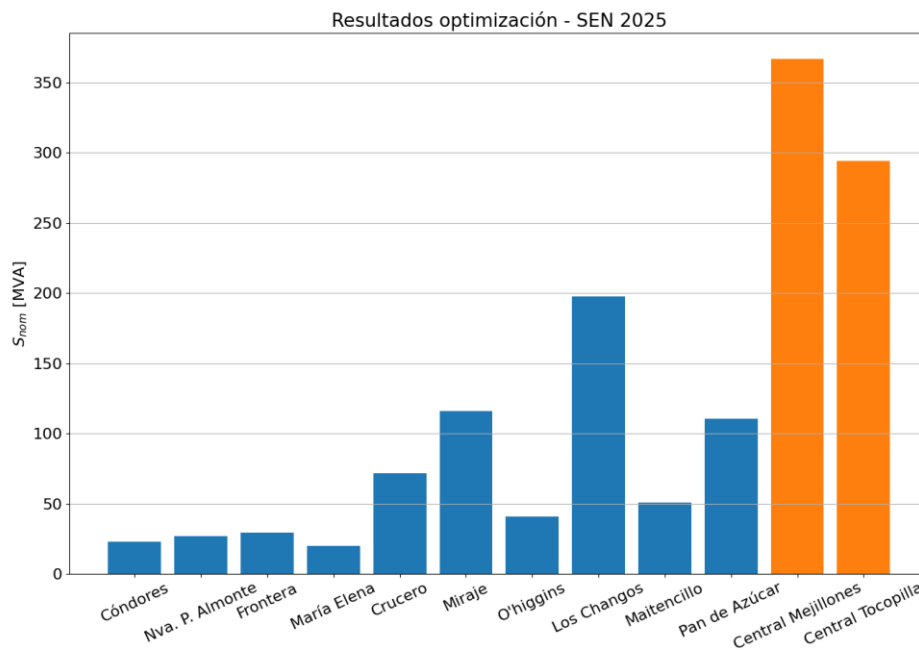


Figura 8.2: Condensadores sincrónicos desplegados por la optimización – Barras en azul: condensadores sincrónicos nuevos - Barras en naranja: condensadores sincrónicos reconvertidos.

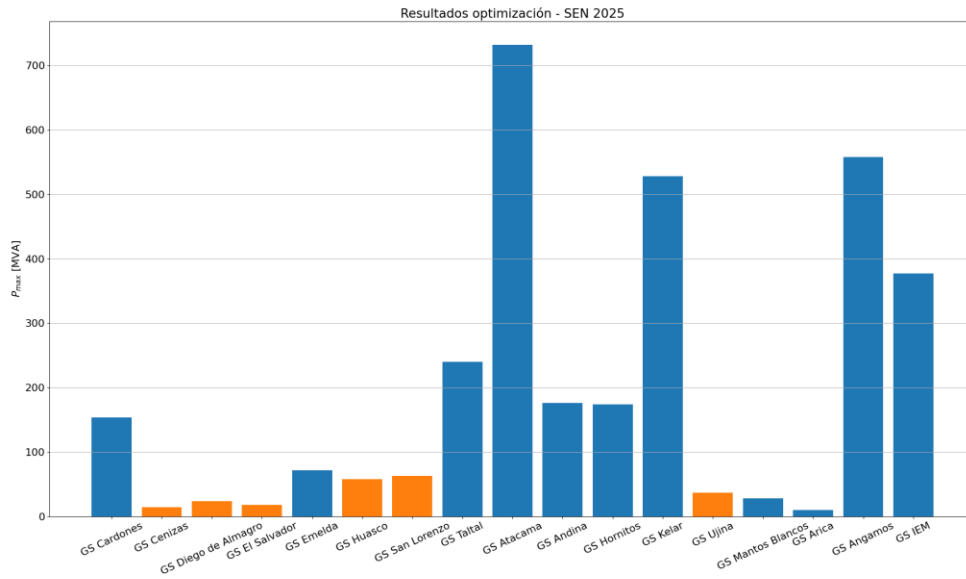


Figura 8.3: Centrales con posibilidad de ser despachadas en la optimización – Barras en azul: centrales convencionales no despachadas – Barras en naranja: centrales convencionales despachadas.

Detalle solución $\beta = 25\%$

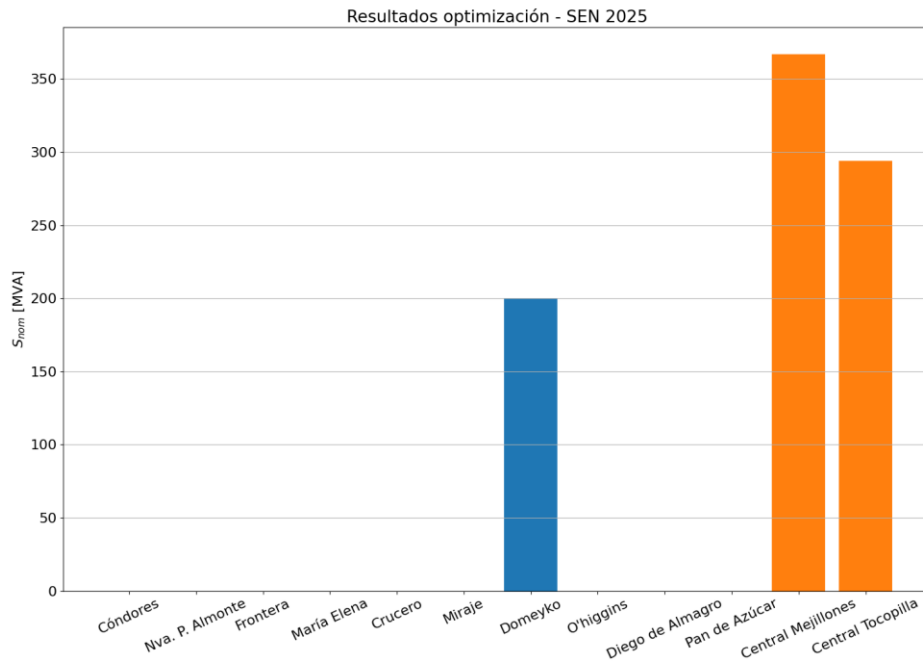


Figura 8.4: Condensadores sincrónicos desplegados por la optimización – Barras en azul: condensadores sincrónicos nuevos - Barras en naranja: condensadores sincrónicos reconvertidos.

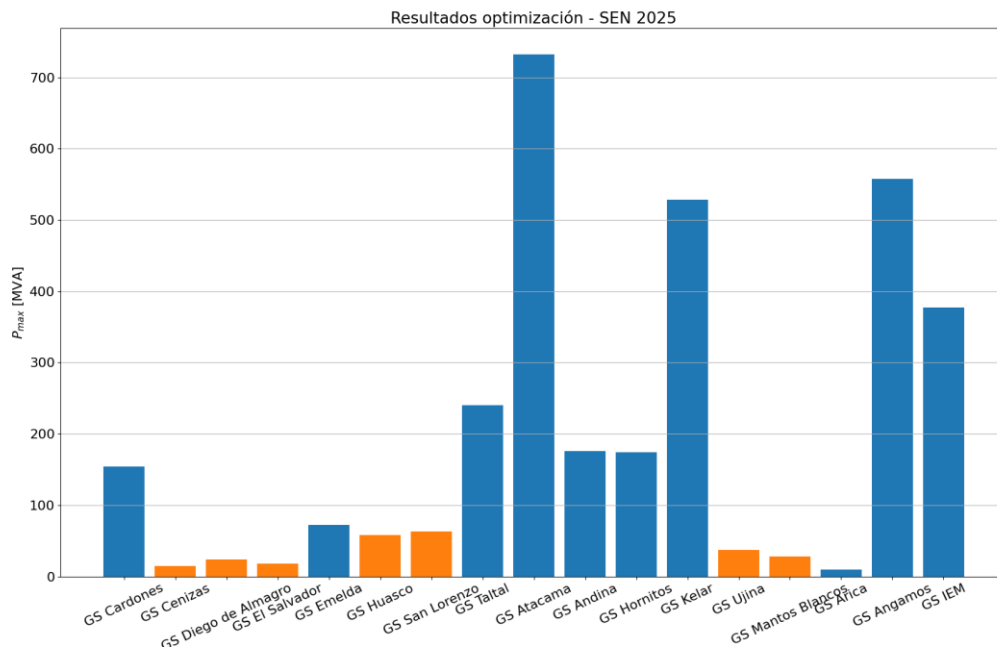


Figura 8.5: Centrales con posibilidad de ser despachadas en la optimización – Barras en azul: centrales convencionales no despachadas – Barras en naranja: centrales convencionales despachadas.

Anexo G

Detalle de contingencias – validación dinámica

Tabla 8.7: Listado de contingencias realizadas en la validación dinámica.

Contingencia	Tensión [kV]	Línea	Extremo	Z_f [Ohm]
C01	500	Kimal – Los Changos	Kimal	5
C02	500	Los Changos – Parinas	Los Changos	5
C03	500	Parinas – Cumbres	Parinas	5
C04	500	Cumbres – Nueva Cardones	Cumbres	5
C05	500	Nueva Cardones – Nueva Maitencillo	Nueva Cardones	5
C06	500	Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar	Nueva Maitencillo	5
C07	500	Nueva Pan de Azúcar – Polpaico	Nueva Pan de Azúcar	5
C08	500	Polpaico – Lo Aguirre	Polpaico	5
C09	500	Lo Aguirre – Alto Jahuel	Lo Aguirre	5
C10	500	Alto Jahuel – Ancoa	Alto Jahuel	5
C11	500	Ancoa – Charrúa	Charrúa	5
C12	220	Lagunas – Tarapacá	Lagunas	5
C13	220	Kimal – Encuentro	Kimal	5
C14	220	María Elena – Kimal	Kimal	5
C15	220	Kapatur – Los Changos	Kapatur	5
C16	220	Maitencillo – Don Héctor	Maitencillo	5
C17	220	Cerro Navia – Lo Aguirre	Lo Aguirre	5
C18	220	Charrúa - Mulchén	Mulchén	5

Detalle de simulaciones - validación dinámica

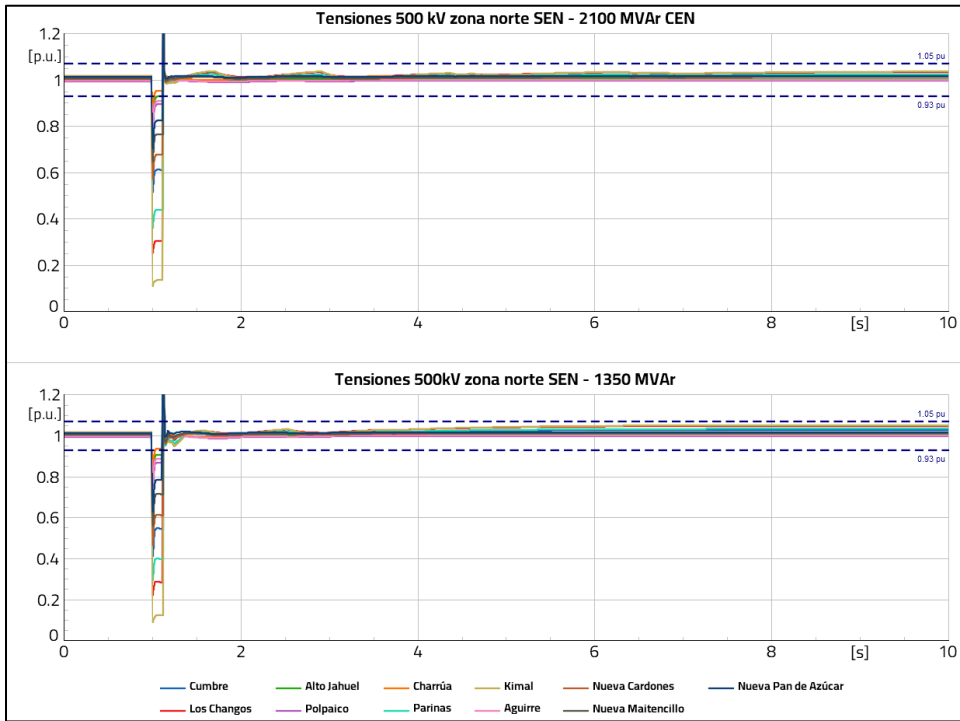


Figura 8.6: Contingencia C01 - cortocircuito trifásico en Kimal 500kV.

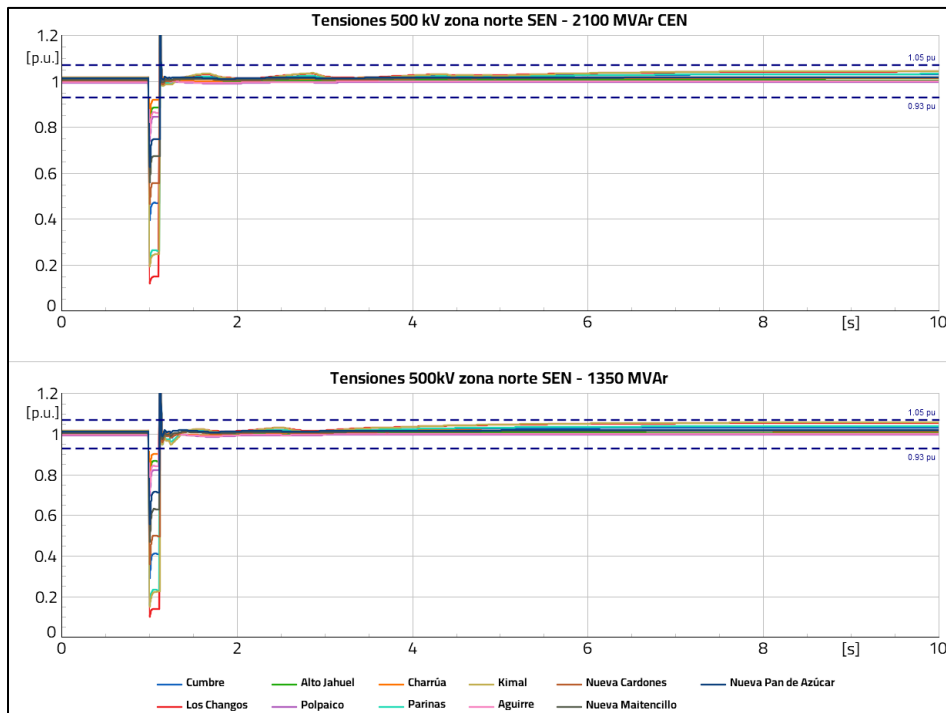


Figura 8.7: Contingencia C02 - cortocircuito trifásico en Los Chagos 500kV.

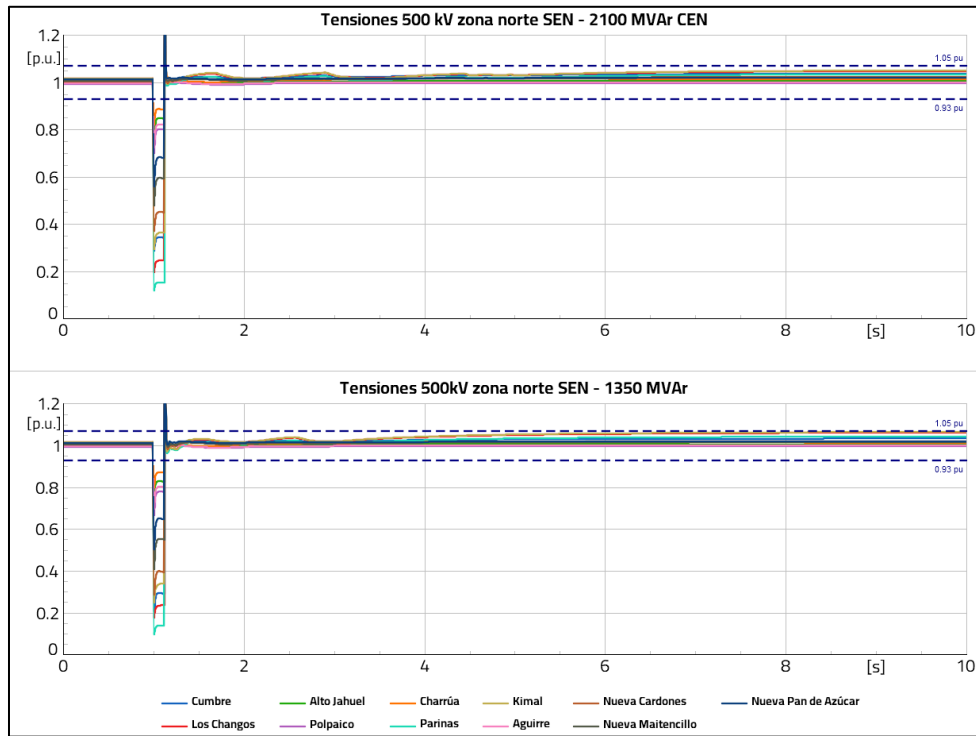


Figura 8.8: Contingencia C03 - cortocircuito trifásico en Parinas 500kV.

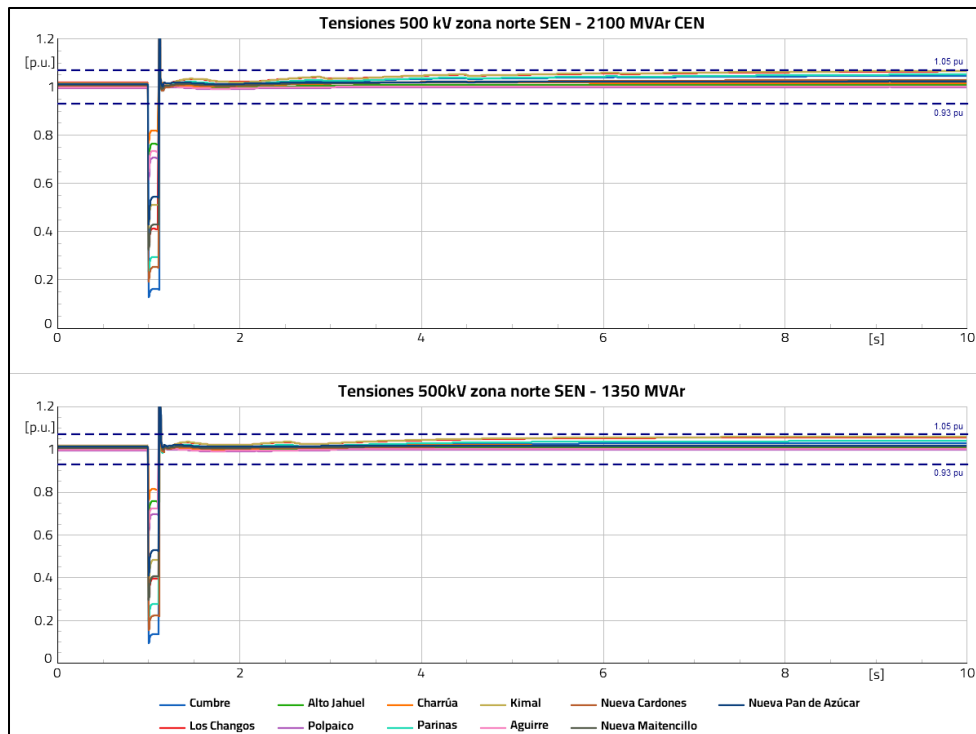


Figura 8.9: Contingencia C04 - cortocircuito trifásico en Cumbre 500kV.

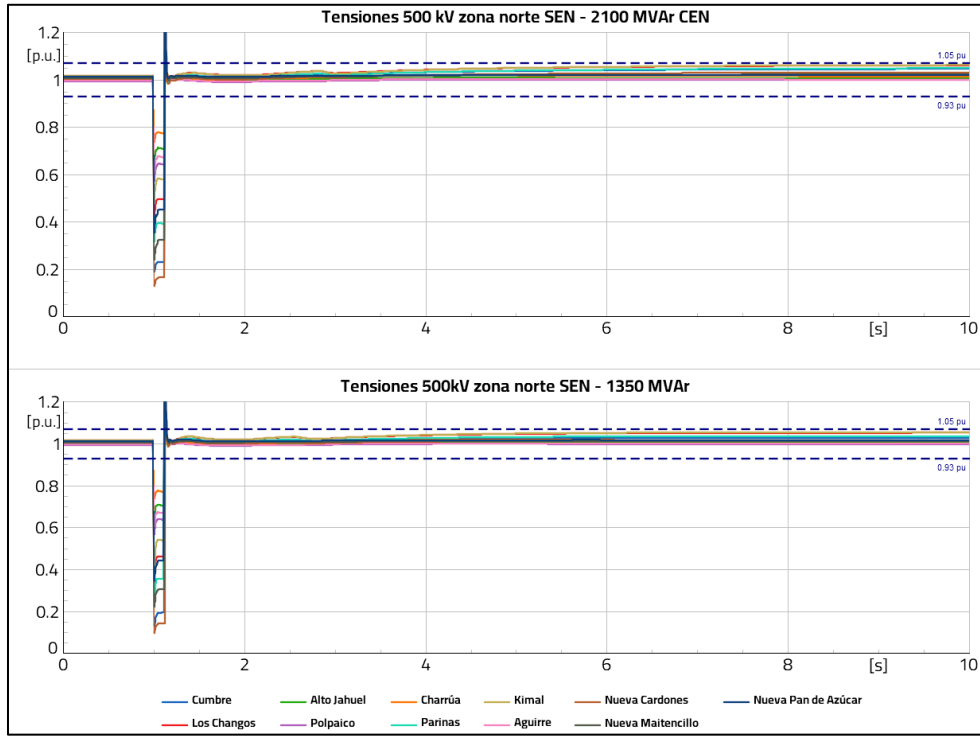


Figura 8.10: Contingencia C05 - cortocircuito trifásico en Nueva Cardones 500kV.

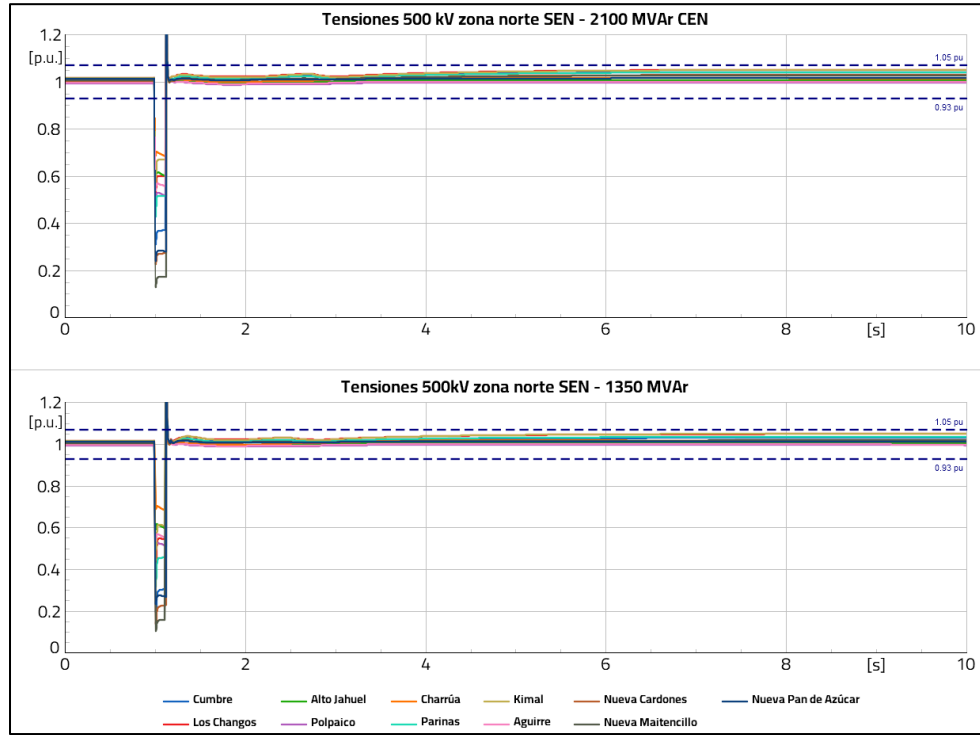


Figura 8.11: Contingencia C06 - cortocircuito trifásico en Nueva Maitencillo 500kV.

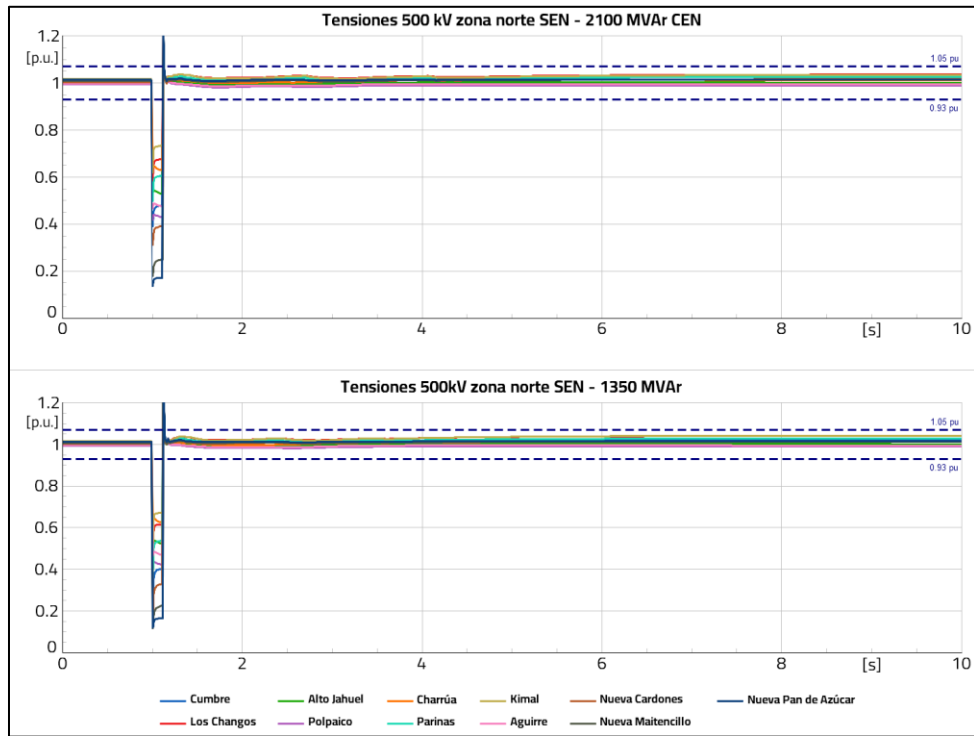


Figura 8.12: Contingencia C07 - cortocircuito trifásico en Nueva Pan de Azúcar 500kV.

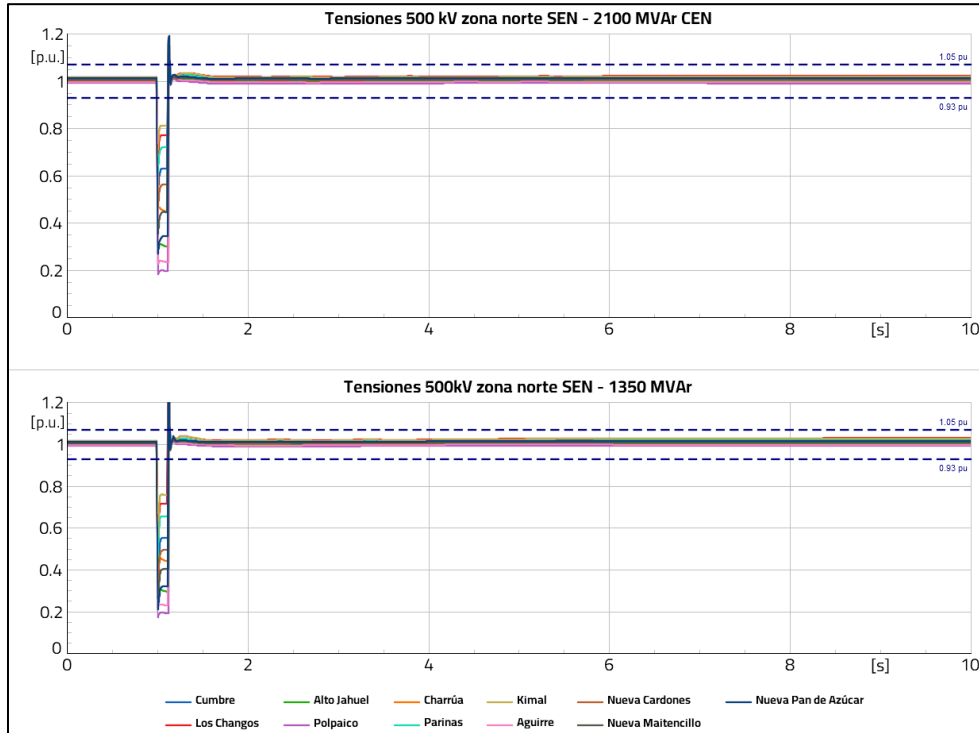


Figura 8.13: Contingencia C08 - cortocircuito trifásico en Polpaico 500kV.

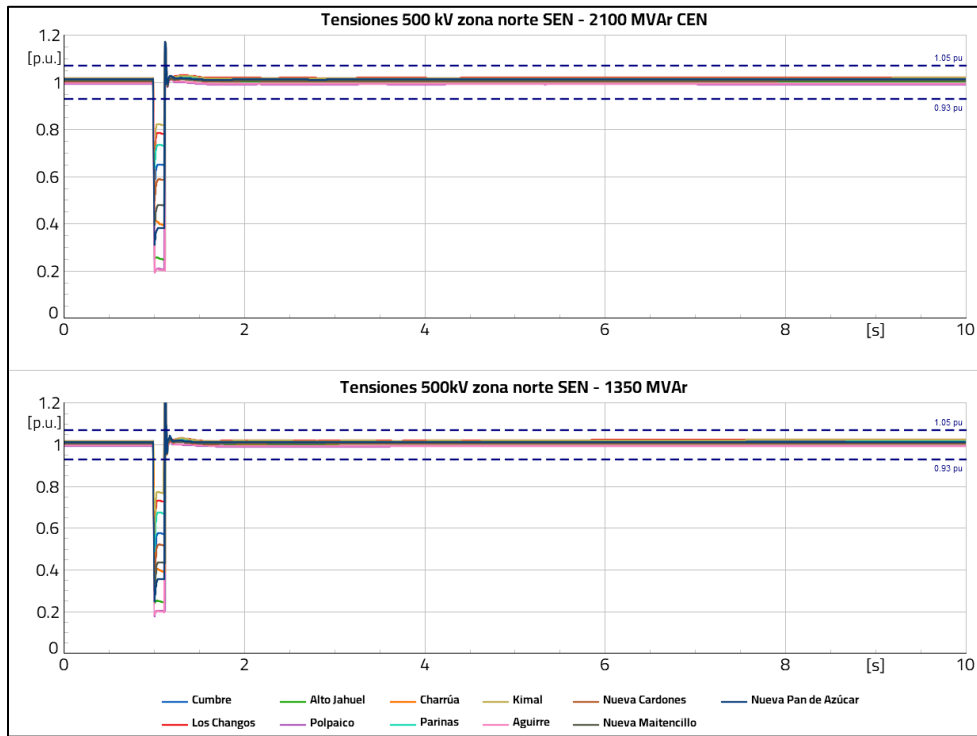


Figura 8.14: Contingencia C09 - cortocircuito trifásico en Lo Aguirre 500kV.

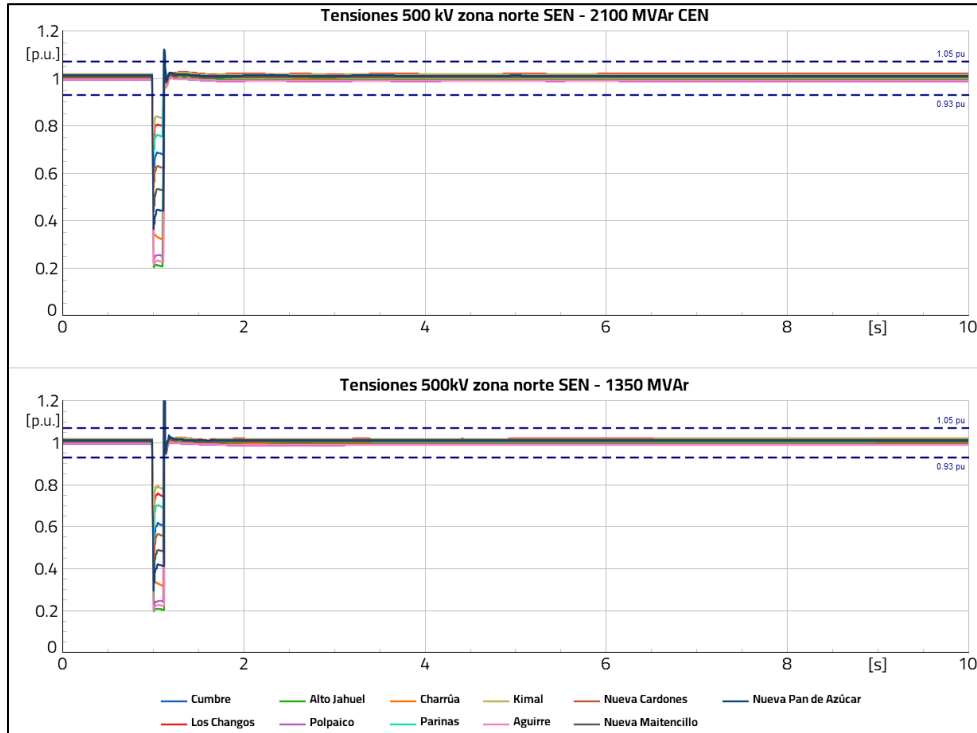


Figura 8.15: Contingencia C10 - cortocircuito trifásico en Alto Jahuel 500kV.

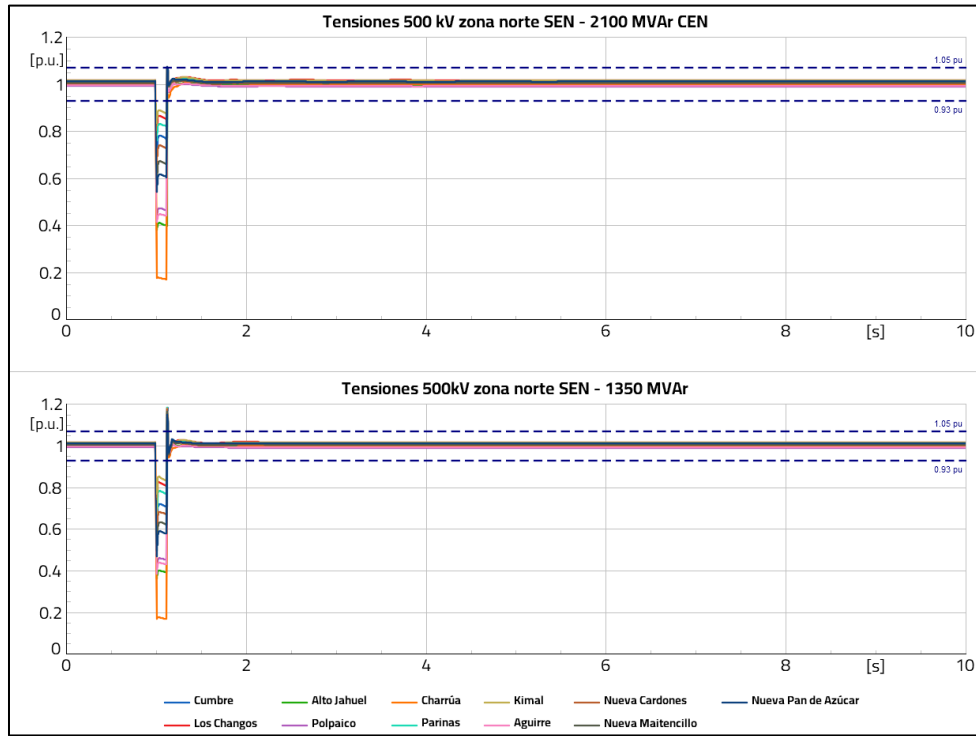


Figura 8.16: Contingencia C11 - cortocircuito trifásico en Charrúa 500kV.

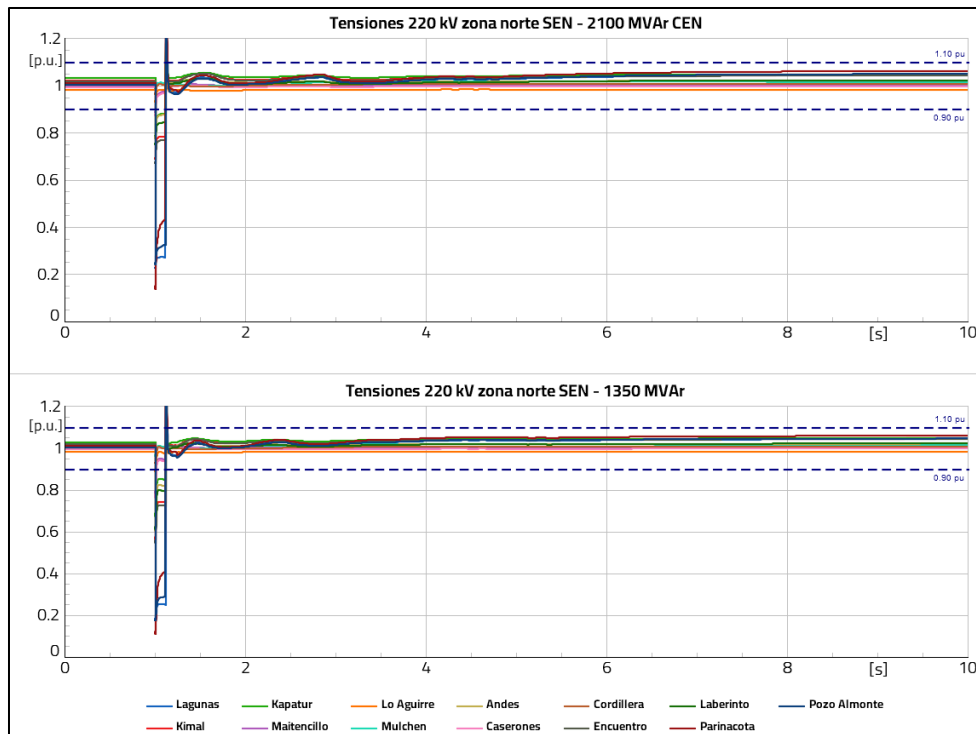


Figura 8.17: Contingencia C12 - cortocircuito trifásico en Lagunas 220kV.

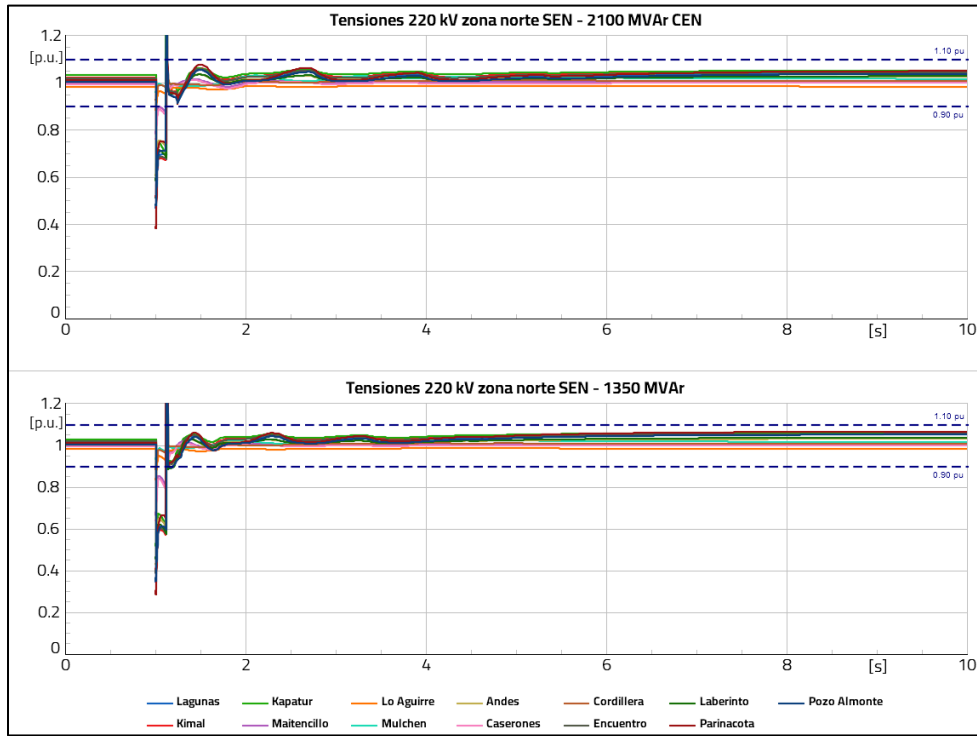


Figura 8.18: Contingencia C13 - cortocircuito trifásico en Kimal 220kV (C1).

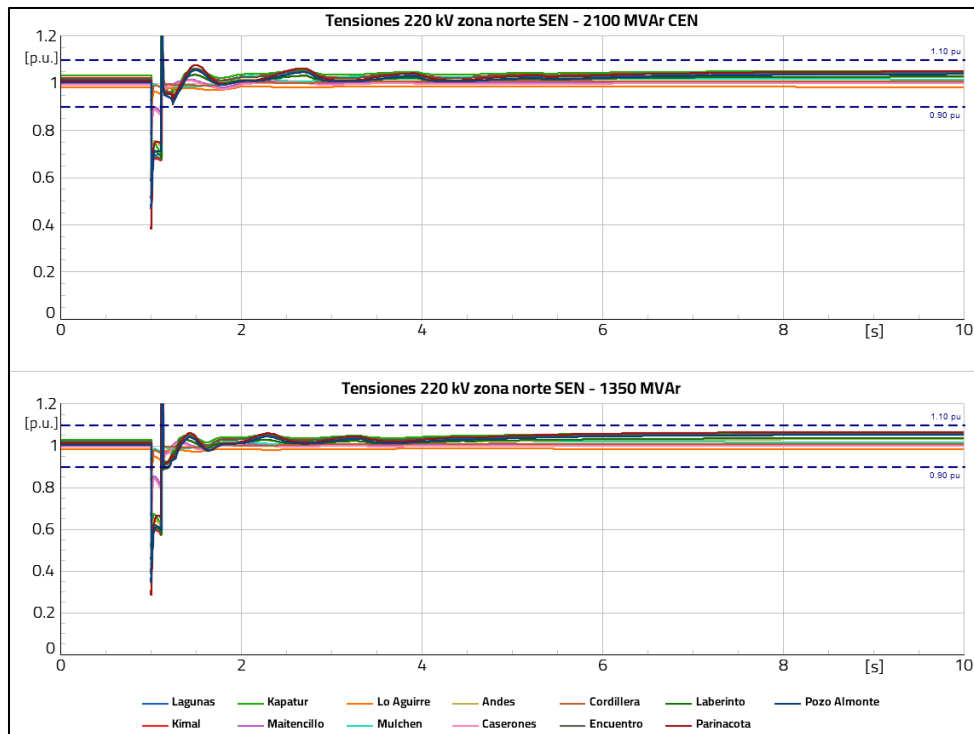


Figura 8.19: Contingencia C14 - cortocircuito trifásico en Kimal 220kV (C2).

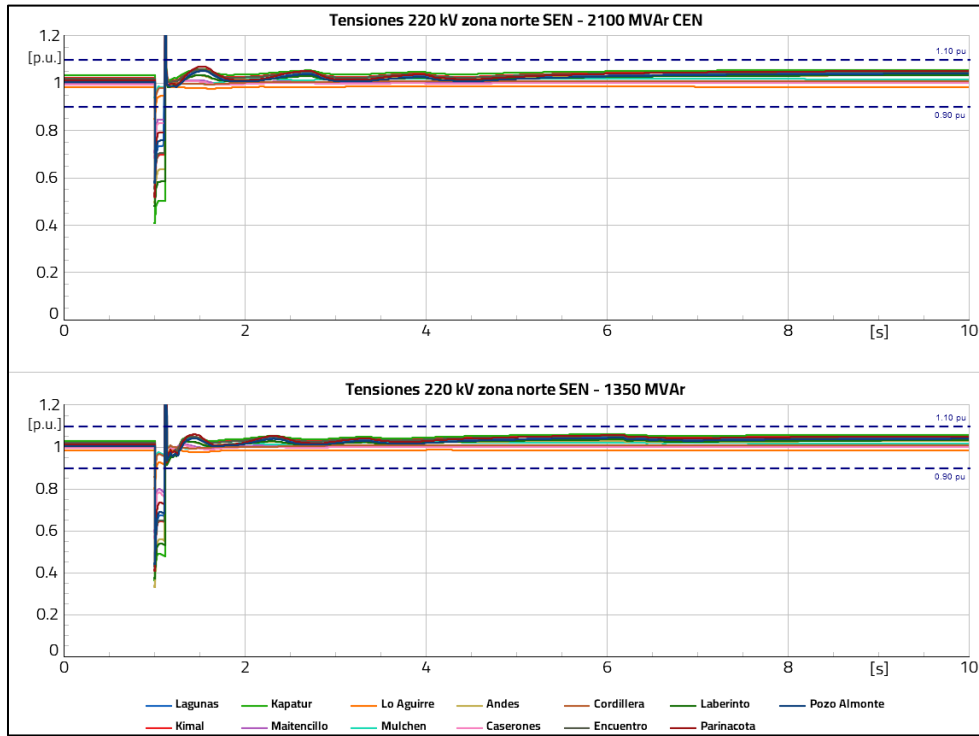


Figura 8.20: Contingencia C15 - cortocircuito trifásico en Kapatur 220kV.

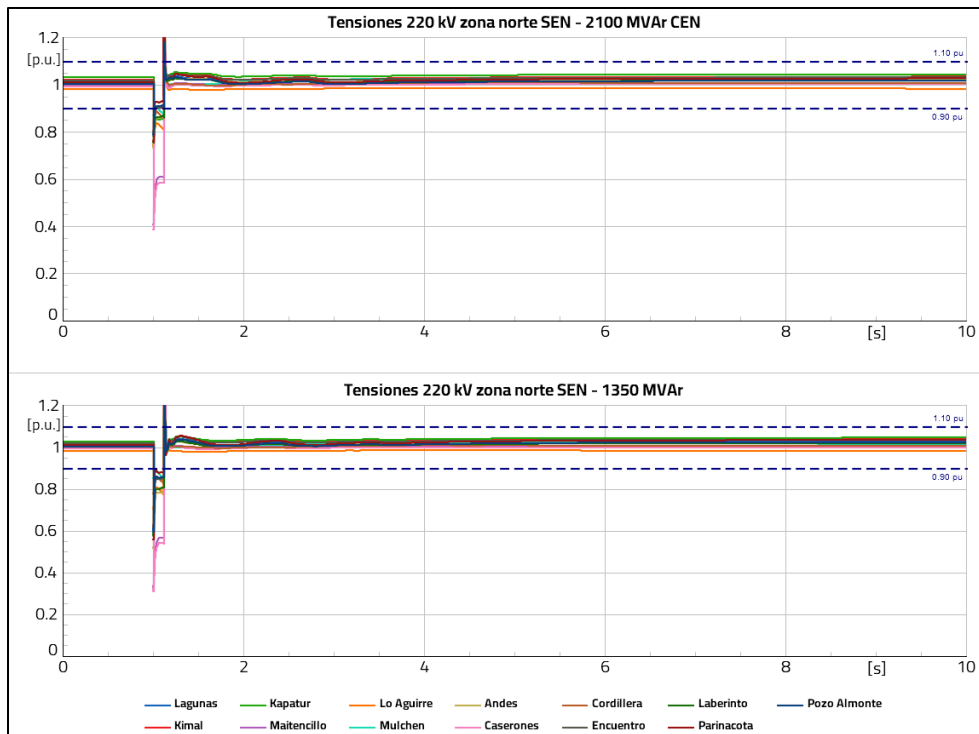


Figura 8.21: Contingencia C16 - cortocircuito trifásico en Maitencillo 220kV.

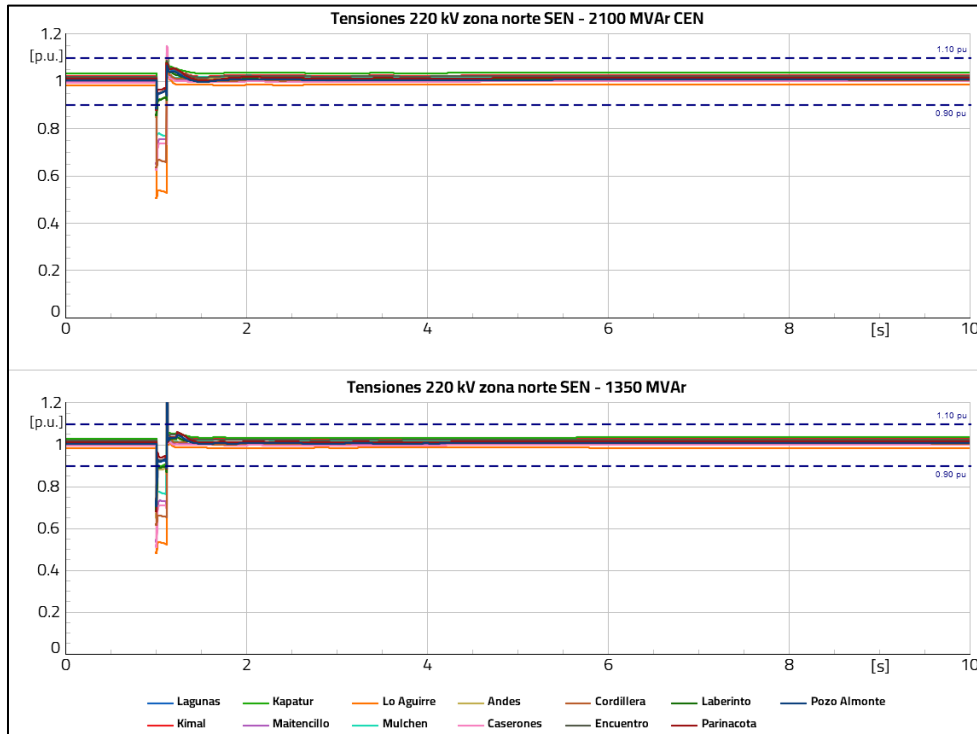


Figura 8.22: Contingencia C17 - cortocircuito trifásico en Lo Aguirre 220kV.

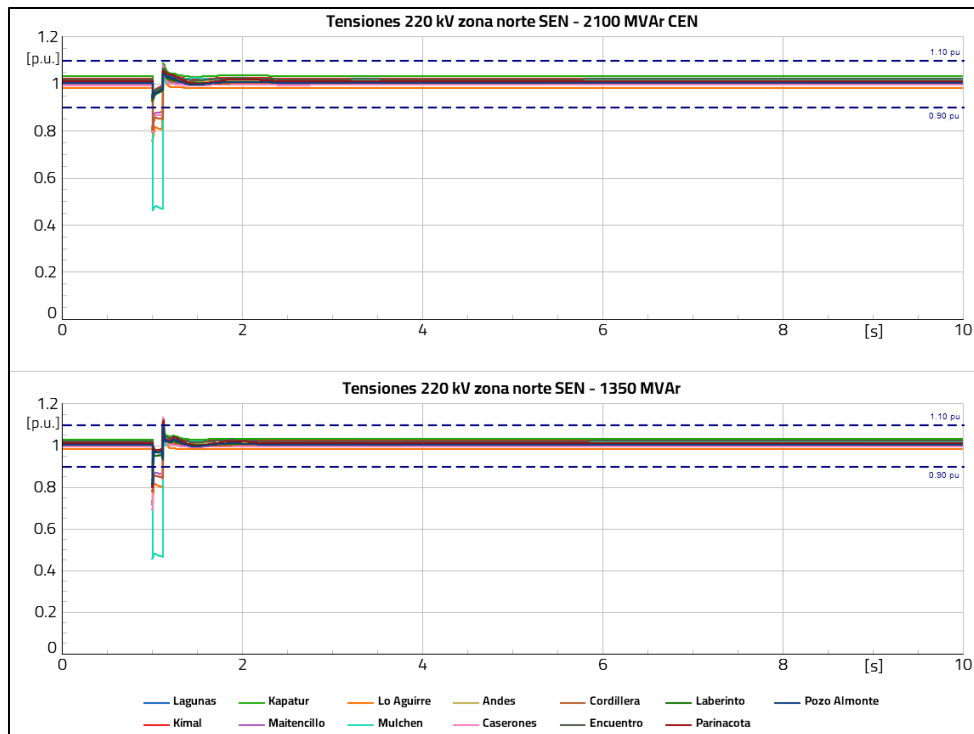


Figura 8.23: Contingencia C18 - cortocircuito trifásico en Mulchén 220kV.

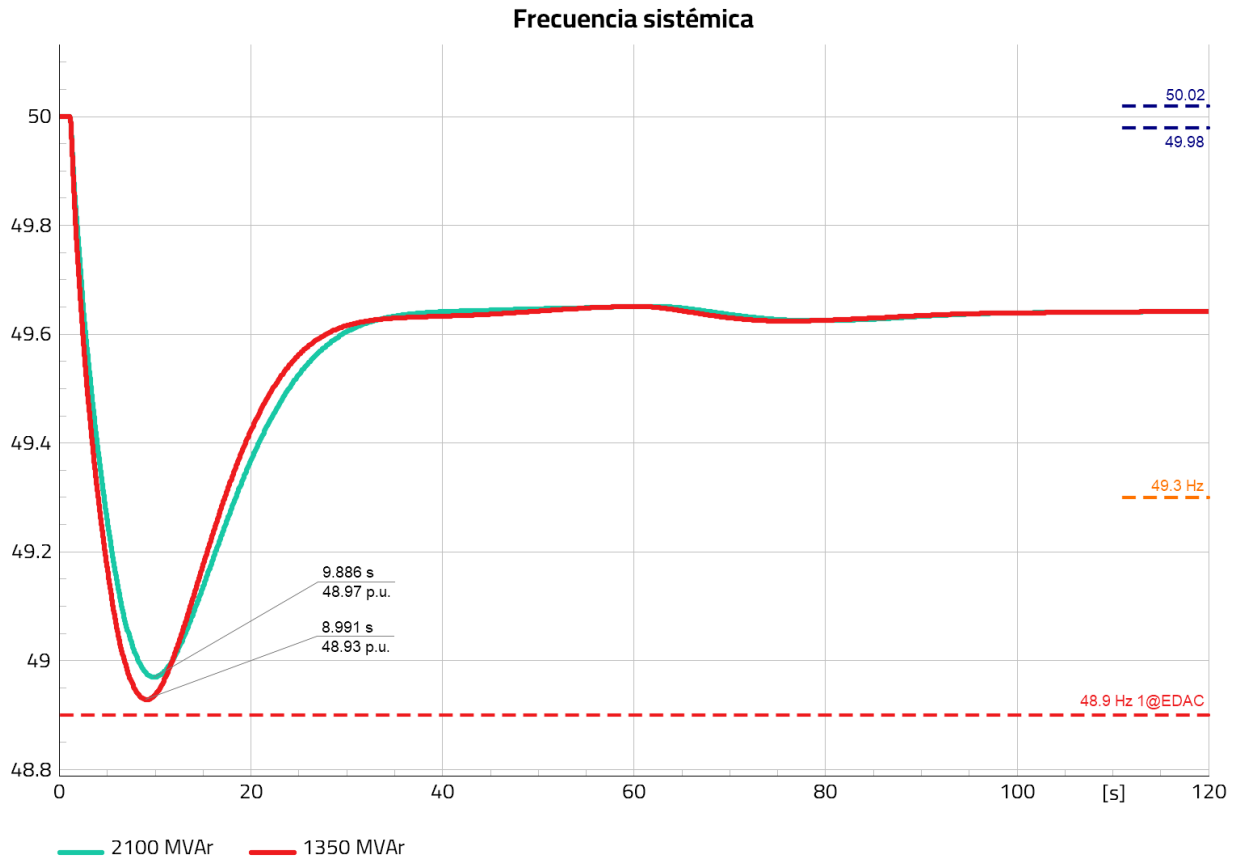


Figura 8.24: Contingencia C19 – desconexión de San Isidro.

Anexo H

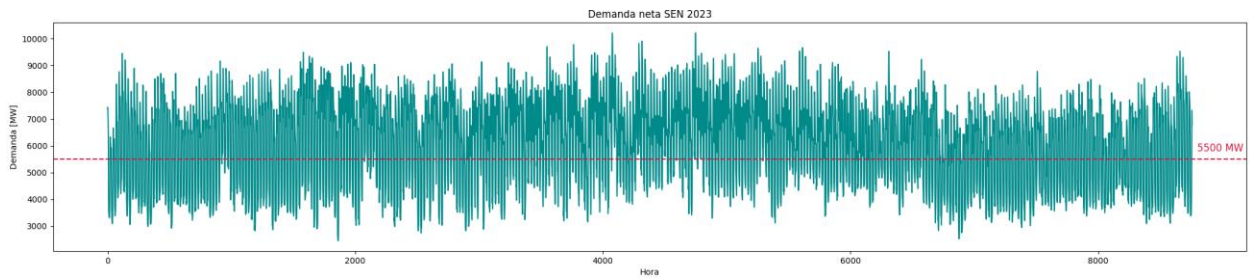


Figura 8.25: Demanda neta del SEN 2023 ocupada para estimar el parámetro α de la optimización.

Tabla 8.8: Estimación del parámetro α .

Horas del año	Horas de demanda neta baja	α
8760	3502	39.97%

Anexo I

El Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) ha definido que, a partir del año 2025, es necesario contar con nuevas instalaciones para proveer el servicio complementario de control de tensión y así aumentar el nivel de cortocircuito en determinadas barras del SEN. En particular, según el Informe de Servicios Complementarios 2023 (ISCC), se han definido 4 subestaciones donde el nivel de cortocircuito debe aumentar en los valores indicados en la Tabla 8.9. Esta potencia de cortocircuito es adicional y debe ser proporcionada por un condensador sincrónico, nuevo o reconvertido, conectado directamente a alguna de las 4 barras mencionadas, o en alguna barra remota definida por el CEN. Las barras remotas se presentan en la Tabla 8.10 [162].

Tabla 8.9: Barras ISCC con requerimiento de potencia de cortocircuito adicional.

Código	Nombre subestación	Potencia de cortocircuito a adicionar [MVA]	Propietario de la instalación
SE1	Ana María 220 kV	2774	TSGF
SE2	Nueva Chuquicamata 220 kV	543	Edelnor
SE3	Likanantai 220 kV	1773	Transec
SE4	Illapa 220 kV	1728	Diego de Almagro

Tabla 8.10: Barras remotas definidas por el CEN para licitar condensadores sincrónicos.

N° Barra	Subestación	Propietario
SE5	San Simón 220 kV	Austriansolar
SE6	Cóndores 220 kV	Transemel
SE7	Cóndores 110 kV	Transemel
SE8	Parinacota 220 kV	Transemel
SE9	Tocopilla 110 kV	Engie
SE10	Tocopilla 220 kV	Engie
SE11	Tarapacá 220 kV	Enel Generación
SE12	Centinela 220 kV	Red eléctrica del norte 2
SE13	Nueva Pozo Almonte 220 kV	Red eléctrica del norte
SE14	María Elena 220 kV	Sociedad Austral de Transmisión

SE15	Frontera 220 kV	Transelec
SE16	Carrera Pinto 220 kV	Transelec
SE17	El Salado 110 kV	Transelec
SE18	Encuentro 220 kV	Transelec
SE19	Miraje 220 kV	Transelec

En lo que respecta a las bases técnicas de la licitación, se destaca que los condensadores sincrónicos que se conecten en barras remotas deben demostrar un factor de efectividad de más del 40%, entendiendo este factor como el aporte efectivo que tiene el equipo sobre el nivel de cortocircuito de las barras presentadas en la Tabla 8.9 (razón entre la potencia de cortocircuito que suministra el equipo en las barras ISCC, sobre la potencia de cortocircuito del equipo en su punto de conexión). Además, las inercias de los condensadores sincrónicos instalados deben ser de mínimo 5 segundos, ampliable a 10 segundos. Finalmente, ningún proyecto puede aportar más de 2000 MVA de potencia de cortocircuito en las barras ISCC por sí solo [163].

Los resultados de la licitación se muestran en la Tabla 8.11, los cuales informan solamente la oferta ganadora y la potencia de cortocircuito del proyecto en su punto de conexión [164]. Cabe destacar que la oferta ID_05 corresponde a la reconversión de la unidad U15 de Tocopilla, la cual también se reconvierte en la solución propuesta en la presente tesis.

Tabla 8.11: Resultados de las licitaciones efectuadas por el CEN para la instalación de condensadores sincrónicos.

Nombre Proyecto	Código oferta	Potencia de cortocircuito en el punto de conexión [MVA]
Engie Energía Chile S.A.	ID_05	355.7
Transelec Holding Rentas Ltda.	SE1	1993.4
Transelec Holding Rentas Ltda.	SE3	1993.4
Consorcio Alupar	SE1	1851.0
Consorcio Alupar	SE4	1493.0

A modo comparativo, la Tabla 8.12 muestra el aporte de potencia de cortocircuito de la solución propuesta por el presente trabajo ($\beta = 15\%$) sobre cada una de las barras ISCC. Como se observa, la solución propuesta en el presente trabajo cumple con el nivel de cortocircuito adicional exigido en Nueva Chuquicamata. Por el contrario, la solución $\beta = 15\%$ no cumple con el aporte adicional requerido en el resto de las barras ISCC. Lo anterior es esperable, puesto que la metodología fortalece una red teniendo como límite la condición de demanda neta máxima del sistema en un año T_0 . Luego, si en dicha condición límite no se alcanzan los niveles de cortocircuito exigidos por la licitación, es esperable que la solución no alcance los valores presentados en la Tabla 8.9. No obstante, se destaca que la metodología propuesta es perfectamente ajustable a los requerimientos de las licitaciones, puesto que es posible agregar restricciones de cortocircuito específicamente en las barras ISCC, con tal que se cumplan con las potencias de cortocircuito informadas en la Tabla 8.9. De esta forma, se entiende que la propuesta de la presente tesis fortalece barras que han sido considerablemente debilitadas por los planes de

descarbonización, aumentando sus niveles de cortocircuito por medio de equipos nuevos y reconvertidos, con la finalidad de disminuir considerablemente los costos de inversión del sistema.

Tabla 8.12: Aporte adicional a la potencia de cortocircuito de las barras ISCC - plan $\beta=15\%$.

Nombre subestación	Potencia de cortocircuito adicionada [MVA]
Ana María 220 kV	2456
Nueva Chuquicamata 220 kV	548
Likanantai 220 kV	1014
Illapa 220 kV	559