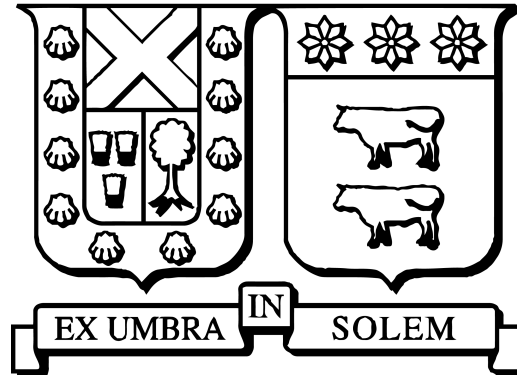




Determinación de la relación entre la robustez del SEN y los valores del índice ESCR para su implementación en Chile en el contexto de descarbonización de la matriz energética

Camila Antonia Aparicio Espinoza

Tema de Memoria de Titulación para optar al Título de Ingeniera Civil Electricista

Profesor Guía: Ricardo Álvarez Malebrán

Profesor Correferente: Rodrigo Rozas Valderrama

11 de Agosto 2025.



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): ☒ Memoria o trabajo de título; ☐ Tesis de Postgrado;

Título del trabajo: Determinación de la relación entre la robustez del SEN y los valores del índice ESCR para su implementación en Chile en el contexto de descarbonización de la matriz energética

Nombre del candidato(a): Camila Antonia Aparicio Espinoza

Carrera / Grado: Ingeniería civil eléctrica

Campus: Santiago San Joaquín ; **Departamento:** Eléctrica

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Ricardo Álvarez Malebrán, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL

☒ El trabajo **NO contiene información que amerite confidencialidad** y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

☐ El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (embargo) por:

☐ 6 meses; ☐ 12 meses; ☐ 2 años; ☐ 3 años; ☐ 5 años; ☐ 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 21/08/2025

; Firma:

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 21/08/2025

; Firma:

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.

Agradecimientos

Este camino no se recorre en soledad. Aunque agradezco y reconozco mi esfuerzo personal, siempre hay personas que, con gestos grandes o pequeños, hacen que el recorrido sea más confortante independiente del nivel de cercanía que se pueda tener. Por esto, quiero expresar mi más sincero agradecimiento a cada uno de ellos, a toda persona que, desinteresadamente, aportó un granito de arena para que esto fuera posible. Ya sea explicándome un concepto o problema con paciencia, compartirme sus experiencias y conocimientos, brindarme palabras de aliento o simplemente estando presente en los momentos en que lo necesité. Su generosidad y disposición marcaron una diferencia en este proceso.

Agradecer especialmente a mis padres, Lusmila y Sergio, por acompañarme en todas mis decisiones, soportar con paciencia y amor incondicional tantos años de estudio y, sobre todo, por inculcarme los valores necesarios para afrontar cada desafío con disciplina, responsabilidad y honestidad. A mi hermana Fernanda, por su compañía durante todos estos años y por entenderme cuando nadie más lo hacía.

También, con mucho cariño, agradezco a mi pareja Alfredo Castillo, quien me acompañó en cada etapa de este proceso, presenciando tanto lo mejor como lo peor de mí, pero siempre confiando en mis capacidades y alentándome a seguir adelante.

A mis amigos de generación, con quienes compartí muchos momentos de aprendizaje y esfuerzo compartido, pero también tardes llenas de bromas y risas que ayudaban a calmar el estrés que todos teníamos a veces. Sé que voy a extrañar mucho pasar tanto tiempo juntos y los voy a recordar con mucho cariño. Especialmente a mis compañeras y amigas, Lorena y Macarena, cuya compañía fue un refugio, que me dio contención y fuerza en los momentos más exigentes.

Por último, pero no menos importante, agradezco a cada profesor y profesora que formó parte de mi camino académico. En particular, agradezco al profesor Rodrigo Rozas por su paciencia y compromiso durante el desarrollo de esta memoria. Más allá de su apoyo académico, valoro profundamente las enriquecedoras conversaciones que compartimos sobre el futuro y los desafíos profesionales. A partir de ellas, destaco la confianza que demuestra en los ingenieros formados en esta universidad, una confianza que depositó en mí en diversas instancias a lo largo de estos años y que, sin duda, potenció mis capacidades y motivación.

Índice de contenidos

Índice de contenidos	I
Índice de figuras	III
Índice de tablas	VI
Resumen	VIII
1. Introducción	1
1.1. Contextualización	1
1.2. Objetivos	3
2. Estado del Arte	4
2.1. Estabilidad de un Sistema de Potencia	4
2.2. Herramientas para el Análisis de Estabilidad de tensión	9
2.2.1. Análisis Dinámico (Simulaciones en el dominio del tiempo)	9
2.2.1.a. Simulaciones RMS	11
2.2.1.b. Simulaciones EMT	12
2.2.1.c. Comparación Respuesta Dinámica Simulaciones EMT y RMS	12
2.3. Fortaleza de un Sistema Eléctrico	14
2.4. Índices de Nivel de Cortocircuito	18
2.4.1. Relación de Cortocircuito (SCR)	19
2.4.2. Relación de Cortocircuito Ponderada (WSCR)	20
2.4.3. Relación de Cortocircuito Compuesta (CSCR)	20
2.4.4. Relación de Cortocircuito Equivalente (ESCR)	21
2.4.5. Comparación de Métodos del Índice SCR.	22
2.5. Generadores Basados en IBR y su Influencia en la Fortaleza de la Red	23
2.5.0.a. Relación de Controladores y Fortaleza de Red	24
2.6. Estado Actual de la Matriz Eléctrica Chilena y su la Planificación de la Operación Considerando Criterios de Estabilidad	30
2.7. Experiencia Internacional	33
2.7.1. Eventos Registrados	33
2.7.1.a. Australia	33
2.7.1.b. Estados Unidos - Texas	35
2.7.2. Metodologías Análisis de Fortaleza de Red	36

3. Metodología	39
3.0.1. Caso de Estudio	40
3.0.1.a. Definición Barras de Estudio	41
3.0.1.b. Definición de Contingencias	42
3.0.2. Definición Casos de Estudio	45
3.0.2.a. Requerimientos de Seguridad y Calidad de Servicio en estado permanente	45
3.0.3. Metodología para el Cálculo de ESCR	46
3.0.4. Verificación Estabilidad Dinámica RMS	46
3.0.4.a. Estándares de Recuperación Dinámica - Artículo 5-34 (NTSyCS)	46
3.0.4.b. Estándares de Recuperación Dinámica Artículo - Margen de Estabilidad	
Oscilatoria - Artículo 5-38 y 5-39 (NTSyCS)	48
3.0.4.c. Estándares de Recuperación Dinámica - Artículo 5-31 (NTSyCS)	48
4. Desarrollo y Resultados	49
4.1. Corroboración Configuración Herramienta y Cálculo del Índice ESCR	49
4.2. Casos de Estudio y ESCR	50
4.3. Resultados Simulaciones Dinámicas	52
4.3.1. Resultados Recuperación Dinámica de la tensión	54
4.3.2. Resultados Amortiguación de Potencia	62
4.3.3. Resultados Ángulos de Generadores	65
5. Conclusiones y Trabajo Futuro	69
6. Anexos	71
6.1. Efecto de fault ride-through	71
6.2. Definición de estados de operación, contingencia y sus severidades	72
6.3. Instructivo utilización herramienta <i>network manager AS version</i>	74
6.4. Información detallada de casos de estudio	77
6.4.1. Tablas de valores ESCR, nivel de cortocircuito y aporte convertidores en cada barra	77
6.4.2. Información generación y demanda de los diferentes casos de estudio	81
6.5. Acercamiento gráficos ESCR v/s Barra	83
6.6. Gráficos de Sobretensiones transitorios en función de índice ESCR de la barra separado por contingencia	84
6.7. Comparación Metodología de Cálculo para la Amortiguación	86

Índice de figuras

2.1.	Clasificaciones de tipos estabilidades [11].	5
2.2.	Comportamiento de la frecuencia frente a variaciones en la demanda y disponibilidad de control primario y secundario [12].	7
2.3.	Herramientas de análisis de tensión, para una profundización se puede consultar [14].	9
2.4.	Escalas de tiempo relevantes para los sistemas de control en cada tipo de simulación [16].	10
2.5.	Escalas de tiempo relevantes para los fenómenos dinámicos en cada tipo de simulación [16].	11
2.6.	Comparación de la respuesta a fallas entre los RMS usando PSSE y EMT con PSCAD en Panhandle Texas [6].	13
2.7.	Comparación de la respuesta a fallas entre modelación RMS y EMT [17].	13
2.8.	Influencia de la robustez en la estabilidad angular [4].	17
2.9.	Alternativas para modificar la robustez de un SEP [4].	17
2.10.	Clasificación de tecnologías de generación desde la perspectiva de fortaleza [8].	18
2.11.	Comportamiento del índice SCR para diferentes rangos establecidos por CIGRÉ [8].	20
2.12.	Respuesta de la corriente de cortocircuito ante una falla para un generador sincrónico (superior) y generación basada en convertidores (inferior) [4].	24
2.13.	Influencia del SCR sobre el control GFM [24].	25
2.14.	Influencia del SCR sobre el control GFL [24].	25
2.15.	Respuesta de tensión en una barra de 345 kV en CREZ (Negro: ganancia original, Rojo: ganancia alta, Azul: ganancia muy alta) [25].	26
2.16.	Desplazamiento de valores propios para distintos valores de SCR utilizando la ganancia del PLL [26].	27
2.17.	Modos de control y su efecto en la estabilidad de tensión [6].	28
2.18.	Impacto de distintas estrategias FRT en la estabilidad de tensión frente a fallas [27].	29
2.19.	Capacidad Instalada por región y tecnología [29].	30
2.20.	Valores del índice ESCR obtenidos por el Coordinador en un escenario de baja inercia sistémica para barras en los escenarios 2025-2030 de día y noche del SEN, con y sin compensación sincrónica [5].	31
2.21.	Comparación del sistema con distintos niveles de generación renovable basada en inversores [30].	34
2.22.	Ejemplo de tensión de red bajo condiciones de baja fortaleza del sistema [8].	35
2.23.	Colapso de Tensión [25].	36
2.24.	Peak de Tensión [25].	36
2.25.	Oscilación de Tensión en CREZ [25].	36
2.26.	Oscilación de Tensión en CREZ [25].	36
3.1.	Metodología de trabajo.	40

3.2.	Diagrama Unilineal simplificado con las contingencias severidad 4 en la Zona Norte del SEN.	44
3.3.	Límites de recuperación dinámica para cumplir con la NTSyCS.	47
4.1.	Comparación metodología de calculo	50
4.2.	Resultados y distribución de los ESCR para cada caso de estudio utilizando la herramienta <i>network_manager_AS_version</i> .	51
4.3.	Resultados de concentración de generación basada en inversores para cada caso de estudio.	52
4.4.	Comparación recuperación dinámica de tensión para contingencia de severidad 4 en la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV (F01) en los diferentes casos de estudio con el artículo 5-34 de la NTSyCS.	55
4.5.	Comparación recuperación dinámica de tensión para contingencia de severidad 4 en la línea Los Changos -Parinas 500 kV (F02) en los diferentes casos de estudio con el artículo 5-34 de la NTSyCS.	56
4.6.	Recuperación dinámica Parinacota, caso barra de menor ESCR de los casos estudiados	57
4.7.	Recuperación dinámica Cochrane, caso barra de mayores ESCR de los casos estudiados	57
4.8.	Relación entre valor de sobretensiones temporales y ESCR	58
4.9.	Relación entre caídas de tensión y ESCR	58
4.10.	Relación entre ESCR límites y denominador a partir sobretensiones temporales.	60
4.11.	Relación entre ESCR límites y denominador a partir de caídas de tensión.	61
4.12.	Relación entre ESCR límites y denominador a partir de sobretensiones temporales.	61
4.13.	Relación entre ESCR límites y denominador a partir de caídas de tensión.	62
4.14.	Potencia líneas 500 kV ante contingencia en línea Nueva Pan de Azúcar- Polpaico para diferentes casos de estudio	63
4.15.	Potencia líneas de 500 kV ante contingencia bifásica a tierra en Los Changos - Parinas 500 kv para diferentes casos de estudio.	63
4.16.	Comportamiento de la amortiguación de las líneas Nueva Pan de Azúcar 500 kV a Polpaico y Los Changos - Parinas 500 kV ante fallas F01 y F02 con una transferencia de 2100 en Nueva Pan de Azúcar 500 kV a Polpaico.	65
4.17.	Relación entre las oscilaciones del ángulo del rotor de distintas centrales del norte ante un cortocircuito bifásico a tierra en las cercanías de la barra a la que se conecta cada central, y su vinculación con el índice ESCR.	66
4.18.	Amortiguación de oscilaciones angulares de los rotores de las centrales de la zona Norte del SEN para distintos valores de ESCR.	67
4.19.	Desviación máxima angular de los rotores de las centrales de la zona Norte del SEN para distintos valores de ESCR.	67
6.1.	Capacidad fault ride through centrales eólicas y fotovoltaicas [35].	71
6.2.	Formato Documento para especificar archivo DigSilent	76
6.3.	Formato Documento para especificar Barras a calcular el índice	76
6.4.	Resultados y distribución de los ESCR para cada caso de estudio utilizando la herramienta <i>network manager AS version</i> . Imagen ampliada ente 1 y 1.5.	83
6.5.	Resultados y distribución de los ESCR para cada caso de estudio utilizando la herramienta <i>network manager AS version</i> . Imagen ampliada ente 1 y 2.	83
6.6.	Relación entre valor sobretensiones temporales y ESCR para Contingencias de F01 a F06.	84

6.7. Relación entre valor sobretensiones temporales y ESCR para Contingencias de F07 a F12.	85
6.8. Relación entre valor sobretensiones temporales y ESCR para Contingencias de F08 a F17.	86
6.9. Potencia tranferida por línea Nueva Pan de Azúcar - Polpaico tras contingencia F02.	87
6.10. Potencia tranferida por línea Nueva Pan de Azúcar - Polpaico tras contingencia F02 método 1.	87

Índice de tablas

2.1.	Comparación de métodos de SCR [6].	22
2.2.	Comparación de Indicadores SCL en Diferentes Países [4].	37
3.1.	Clasificación de 220 kV consideradas para el cálculo de ESCR.	42
3.2.	Listado de contingencias simuladas (5 % de la línea, 2F-T con despeje en 120 ms)	43
4.1.	Despacho e inercia de unidades síncronas manipuladas en los casos	51
4.2.	Valores de SCR por barra en Los Changos y Parinas	53
4.3.	Porcentaje de convergencia por caso de estudio	53
4.4.	Porcentaje de convergencia por contingencia	53
4.5.	Valores de ESCR en los extremos de 220 kV de Nva. Pan de Azúcar y Polpaico.	63
4.6.	Resultados amortiguación post-contingencia Los Changos-Parinas 500 kV	64
4.7.	Valores de ESCR por barra en Los Changos y Parinas	64
4.8.	Asignación de barras para determinar la influencia del índice ESCR en la oscilación del ángulo del rotor.	66
6.1.	Tabla configuración de parámetros para el calculo del ESCR	75
6.2.	Valores ESCR para los distintos casos de estudio.	77
6.3.	Valores ESCR para los distintos casos de estudio.	77
6.4.	Valores ESCR para diferentes escenarios de estudio.	77
6.5.	Valores ESCR para diferentes escenarios de estudio.	78
6.6.	Valores denominador del calculo del ESCR, es decir, potencia despachada de IBR en la barra y aporte de cercanos en diferentes escenarios de estudio.	78
6.7.	Valores denominador del calculo del ESCR, es decir, potencia despachada de IBR en la barra y aporte de cercanos en diferentes escenarios de estudio.	78
6.8.	Valores denominador del calculo del ESCR, potencia despachada de IBR en la barra y aporte de cercanos en diferentes escenarios de estudio.	79
6.9.	Valores denominador del calculo del ESCR, es decir, potencia despachada de IBR en la barra y aporte de cercanos en diferentes escenarios de estudio.	79
6.10.	Valores de nivel de cortocircuito en cada barra de estudio sin la consideración de aporte de IBR para los distintos escenarios de operación.	79
6.11.	Valores de nivel de cortocircuito en cada barra de estudio sin la consideración de aporte de IBR para los distintos escenarios de operación.	80
6.12.	Valores de nivel de cortocircuito en cada barra de estudio sin la consideración de aporte de IBR para los distintos escenarios de operación.	80
6.13.	Generación Síncrona del Norte grande despachada.	81
6.14.	Información generación y demanda casos de estudio	82
6.15.	Amortiguación línea Nva P.de.Azúcar - Polpaico 500 kV luego de contingencia F02 método 2.	87

Nomenclatura

<i>AEMO</i>	: Australian Energy Market Operator.
<i>CIGRÉ</i>	: Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos.
<i>SCR</i>	: Short circuit ratio.
<i>IEEE</i>	: Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica.
<i>ESCR</i>	: Equivalent short circuit ratio.
<i>IBR</i>	: Inverter-based resource.
<i>PLL</i>	: Phase locked loop.
<i>FACTS</i>	: Flexible AC Transmission Systems.
<i>HVDC</i>	: High Voltage Direct Current.
<i>WTGs</i>	: Wind Turbine Generator Technologies.
<i>NER</i>	: Reglas Nacionales de Electricidad.
<i>FRT</i>	: Fault Ride Through.
<i>WECC</i>	: Western Electricity Coordinating Council.
<i>SEN</i>	: Sistema Eléctrico Nacional.
<i>CNE</i>	: Comisión Nacional de Energía.
<i>Coordinador</i>	: Coordinador Eléctrico Nacional.
<i>NERC</i>	: North American Electric Reliability Corporation
<i>NTSyCS</i>	: Norma Técnica de Seguridad y calidad de Servicio.
<i>SCL</i>	: Nivel de cortocircuito
<i>POI</i>	: Punto de interconexión
<i>GLM</i>	: Inversor Grid Forming
<i>GFM</i>	: Inversor Grid Following
<i>CREZ</i>	: Competitive Renewable Energy Zone

Resumen

En esta memoria se evalúa la idoneidad técnica de los umbrales del índice Equivalent Short Circuit Ratio (ESCR) aplicados en Chile como herramienta para medir la robustez del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), en el contexto de su transición hacia una matriz energética descarbonizada y con alta penetración de recursos basados en inversores (IBR). Se describe el marco teórico relacionado con la estabilidad eléctrica, la influencia de los IBR en la robustez del sistema, y se analizan distintas metodologías para evaluar el nivel de cortocircuito. La evaluación se realiza a través de simulaciones RMS en DIgSILENT PowerFactory bajo diversos escenarios operacionales. Los resultados muestran que, si bien valores de ESCR menores a 1.5 generan mayores sobretensiones transitorias, no se detectan incumplimientos críticos de estabilidad ni colapsos de tensión. Se concluye que el umbral convencional de ESCR mayor a 1,5 podría ser flexibilizado bajo ciertas condiciones, especialmente considerando configuraciones con bajos despachos de IBR. Finalmente, se propone avanzar hacia la estandarización normativa del uso del índice ESCR, complementando su estandarización con simulaciones EMT para una caracterización más precisa.

Abstract

This thesis assesses the technical validity of the ESCR (Equivalent Short Circuit Ratio) thresholds currently applied in Chile to evaluate the robustness of the National Electric System (SEN), in the context of its decarbonization and high penetration of inverter-based resources (IBR). The work reviews the theoretical foundations of power system stability, the impact of IBRs on system strength, and various methodologies to evaluate short-circuit levels. The study uses RMS simulations in DIgSILENT PowerFactory across multiple operating scenarios. Results show that although ESCR values below 1,5 result in higher transient overvoltages, they do not lead to critical stability violations or voltage collapse. It is concluded that the conventional ESCR mayor 1,5 threshold may be relaxed under specific conditions, particularly in low-IBR dispatch scenarios. The study recommends the standardization of ESCR usage in Chilean regulation and suggests complementing it with EMT simulations for more accurate system strength assessments.

Capítulo 1

Introducción

1.1. Contextualización

La fortaleza de red en un sistema eléctrico se refiere a su capacidad de gestionar perturbaciones manteniendo niveles estables de tensión y frecuencia. Esta característica es crucial para obtener estabilidad y seguridad en la red, por lo que es fundamental contar con índices precisos y adecuados que faciliten la identificación de zonas seguras o de riesgo en un sistema eléctrico para orientar la planificación energética. En Chile, la robustez del sistema se ha visto amenazada debido al proceso de descarbonización del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y a escenarios futuros con una alta inserción de energía mediante recursos basados en inversores (IBR) [1] [2].

Un sistema de potencia es más robusto mientras mayores sean sus niveles de cortocircuito e inercia sistémica, los cuales varían en cada barra y dependen tanto de la estructura como de la composición de la red. Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) débiles son difíciles de controlar y propensos a inestabilidades. Entre los problemas que se han registrado en diversos estudios destacan posibles inestabilidades de tensión, pérdida de sincronismo, pérdidas de control e interacciones negativas para el caso de los recursos basados en inversores [3] [4].

Tomando en consideración lo anterior, es fundamental destacar que los sistemas eléctricos se planifican y operan en función de distintos horizontes de tiempo. Para cada uno de estos escenarios, se requieren herramientas que simplifiquen el análisis, permitiendo asegurar una operación segura del SEP, optimizando a su vez el uso del tiempo y los recursos disponibles. En particular, para evaluar la robustez de un sistema y clasificar su nivel de seguridad operativa, se ha avanzado en la identificación e integración de indicadores que permitan supervisar y orientar las estrategias energéticas con el objetivo de preservar la integridad y seguridad del sistema. Tradicionalmente, el índice SCR (Short Circuit Ratio) ha sido utilizado para dimensionar esta característica. Sin embargo, su aplicabilidad se ve limitada en sistemas con alta penetración de recursos energéticos basados en inversores (IBR). Como respuesta a esta limitación, se han desarrollado variantes del índice SCR, tales como el WSCR (Weighted Short Circuit Ratio), CSCR (Composite Short Circuit Ratio) y ESCR (Equivalent Short Circuit Ratio), los cuales permiten modelar de mejor forma la influencia de las interacciones dinámicas entre inversores eléctricamente cercanos entre sí [5] [6].

Por consiguiente, la selección adecuada de un índice y límites de estabilidad para evaluar la robustez de un sistema eléctrico requiere considerar diversos factores críticos. Entre ellos se encuentran la configuración estructural de la red eléctrica, la disponibilidad de tecnologías específicas, la variedad de centrales eléctricas presentes, con especial énfasis en la proporción de IBR y en los esquemas de

control asociados a ellas.

En general, no existe un umbral específico para la relación de cortocircuito por debajo del cual la respuesta dinámica de un sistema se vuelva automáticamente inestable, ya que esto depende de las características particulares de cada sistema. En Chile, el sistema eléctrico presenta características únicas a nivel mundial debido a las condiciones geográficas del mismo. La red eléctrica es aislada, longitudinal y poco interconectada, lo que implica que es propensa a presentar bajos niveles de inercia y robustez debido a la distribución de las centrales y grandes distancias entre puntos de generación sincrónica y renovable. Junto con ello, las debilidades del sistema se ven multiplicadas producto de la transición hacia una menor dependencia de las centrales a carbón, lo cual genera desafíos producto de la alta concentración de energía solar en la zona norte del SEN. Actualmente, de los 10.135 MW de energía renovable instalados en Chile, el 71 % se encuentra en esta región. Con el potencial renovable existente y las metas nacionales, se proyecta que esta concentración continuará aumentando en los próximos años [4] [7].

En 2022, y ante la preocupación del Coordinador de mantener los estándares de seguridad y calidad de servicio requeridos por la normativa, incluyó en el *Informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2022* [1] un nuevo concepto de seguridad de operación y calidad de suministro asociado al análisis de la fortaleza de la red. Se propuso una metodología de análisis basada en la recopilación de métodos del documento NERC [6], seleccionando el índice ESCR como el más apropiado debido a su facilidad de implementación. A raíz de esto, el índice se ha utilizado en la planificación como método de diagnóstico para identificar posibles zonas de riesgo y como estándar para estudios de restricción del SEN bajo diferentes horizontes futuros de operación utilizando como métrica de diagnóstico los límites establecidos por CIGRÉ [8].

Es decir, el valor del índice y sus límites adquieren una importancia crucial, ya que se encuentran directamente relacionados con decisiones de inversión, criterios económicos y modos de operación del sistema. Estos aspectos, a su vez, pueden impactar significativamente tanto a los actores del sistema eléctrico como a la economía en general, ya que a partir de esta identificación se incentiva la decisión de invertir en estudios más detallados o en nuevas tecnologías.

Ejemplos concretos de su aplicación se encuentran en el *Informe de Estudio de Nivel de Inercia y Cortocircuito* publicado en enero del año 2022 [5], junto con los informes *Estudios de Requerimientos Mínimos de Seguridad y Calidad para el SEN* [9]. El primer documento, analiza la operación a mediano plazo de escenarios del año 2022, concluyendo que para los escenarios de alta penetración de energía renovable y baja inercia en el norte grande y el norte chico hasta la SE Los Vilos, la red se torna muy débil. Mientras que, en el segundo documento, se identifican posibles puntos débiles en el sistema para el horizonte 2025-2030 y realizan estudios de posibles ubicaciones para condensadores sincrónicos, tecnología grid forming, entre otros elementos que permitirían sobrellevar la debilidad.

No obstante, las métricas basadas en SCR presentan limitaciones críticas en la planificación de sistemas eléctricos, ya que los problemas en redes débiles suelen ser específicos y no generales. Un SCR bajo aumenta la probabilidad de inestabilidad, pero no predice el modo exacto de falla ni el punto crítico de estabilidad, por lo que debe utilizarse solo como una evaluación preliminar, requiriendo estudios dinámicos (como EMT o RMS) para un análisis detallado. Además, el uso de SCR para definir criterios de “mínima robustez” es riesgoso, ya que la evolución tecnológica y la interacción entre distintos equipos pueden hacer que los umbrales adecuados varíen con el tiempo, afectando la precisión de la evaluación.

En particular, si se adopta la definición técnica de robustez descrita anteriormente, se aprecia una discrepancia entre el objetivo de la herramienta ESCR y su actual implementación, debido a que los rangos actualmente utilizados del ESCR se centran específicamente en la seguridad de la conexión de

inversores basados en IBR sin existir una certeza del comportamiento dinámico del sistema, pues sus umbrales no han sido validados en el SEN. Por esta razón, se reconoce que el uso de estas cotas puede no ser adecuado como criterio, existiendo así el riesgo de que exista un sobre o subdimensionamiento de la robustez del sistema.

En respuesta a estas limitaciones, el enfoque de esta memoria es evaluar la validez técnica o idoneidad de los umbrales de aceptación del índice ESCR actualmente utilizados como herramienta para diagnosticar la fortaleza de red, mediante un análisis centrado en la respuesta dinámica de la tensión y el cumplimiento de las normas técnicas de seguridad y calidad de servicio. Se busca, así, proponer criterios más precisos que garanticen una red robusta y estable, capaz de enfrentar los desafíos presentes y futuros del SEN, evitando incurrir en costos y riesgos adicionales al definir con una mayor certeza sus límites de aceptación.

1.2. Objetivos

Objetivo Principal :

Evaluar la idoneidad de los límites de aceptación del índice ESCR para el estudio de robustez del Sistema Eléctrico Nacional a través de simulaciones dinámicas.

Objetivos Específicos :

- Realizar una revisión de la literatura técnica respecto a los indicadores de robustez a base de las corrientes de cortocircuito existentes y sus aplicaciones en Chile.
- Seleccionar la base de datos y puntos de operación para modelar el SEN utilizando los escenarios base y de mínima inercia del Coordinador Eléctrico Nacional que han sido implementados para estudios de robustez.
- Evaluar el desempeño dinámico del sistema eléctrico para puntos de operación con distinto valor de ESCR basándose en las exigencias de la Norma Técnica De Calidad y Seguridad de Servicio.
- Proponer nuevos valores límites del índice ESCR en base a la evaluación de desempeño del sistema en las simulaciones dinámicas según las exigencias de la Norma Técnica De Calidad y Seguridad de Servicio.

Capítulo 2

Estado del Arte

En este capítulo se detallan los conceptos de estabilidad y robustez en sistemas eléctricos de potencia, profundizando en sus diferentes definiciones y criterios de evaluación. Junto a ello, se define las características de un sistema robusto y el impacto de altos niveles de penetración de tecnologías basadas en recursos basados en inversores en el mismo. Se recopilan y describen los índices de nivel de cortocircuito más utilizados en la industria como herramientas para cuantificar la robustez del sistema, además de revisar experiencias internacionales de sistemas débiles y métricas comúnmente empleadas en la planificación de sistemas eléctricos para garantizar su seguridad. Por último, se describe el estado actual de normativas o procedimientos respecto a la robustez de la matriz energética en Chile.

2.1. Estabilidad de un Sistema de Potencia

La estabilidad de un sistema de potencia es la capacidad del sistema eléctrico, en una condición de operación inicial dada, para recuperar un estado de equilibrio operativo después de enfrentar una perturbación. Cuando se presentan inestabilidades, estas se manifiestan de diferentes maneras, dependiendo tanto del estado del sistema como de su modo de operación [10].

En 2004, ante la necesidad de definiciones y clasificaciones precisas que abarcaran todos los escenarios prácticos de inestabilidad, se incentivó a grupos de trabajo del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) y del Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos (CIGRÉ) a elaborar un informe que recopilara de forma integral la información existente teniendo como objetivo definir la estabilidad de los sistemas de potencia con mayor precisión, proporcionar una base sistemática para su clasificación y discutir sus vínculos con cuestiones relacionadas, como la confiabilidad y seguridad de los sistemas eléctricos [11].

Las clasificaciones de la estabilidad del sistema eléctrico se estructuran y dividen según los siguientes criterios:

- **La naturaleza física de la inestabilidad resultante**, determinada según la variable principal del sistema donde la inestabilidad se manifiesta.
- **La magnitud de la perturbación**, que influye en los métodos empleados para calcular y predecir la estabilidad.
- **Los dispositivos, procesos y el horizonte temporal** que deben tenerse en cuenta para la evaluación de la estabilidad.

Dado que, hasta ese período, el comportamiento dinámico de los sistemas de potencia estaba dominado principalmente por el desempeño de los generadores síncronos y sus sistemas de control, lo que significaba que las dinámicas del sistema eran predominantemente influenciadas por fenómenos electromecánicos de baja frecuencia, este documento se centró en dichos fenómenos, dejando de lado los transitorios rápidos.

Desde entonces la transformación de los sistemas eléctricos ha sido marcada por la creciente penetración de tecnologías basadas en convertidores electrónicos, como la generación eólica, fotovoltaica, diversas tecnologías de almacenamiento, *FACTS*, líneas *HVDC*, entre otras. Estas nuevas tecnologías cambiaron la respuesta dinámica de los sistemas, permitiendo que los transitorios rápidos desempeñen un rol relevante. Es por ello que en 2021, se actualiza la información añadiendo dos nuevas clasificaciones de estabilidad: estabilidad impulsada por convertidores y estabilidad por resonancia [3]. La clasificación completa se detalla esquemáticamente en la Figura 2.1.

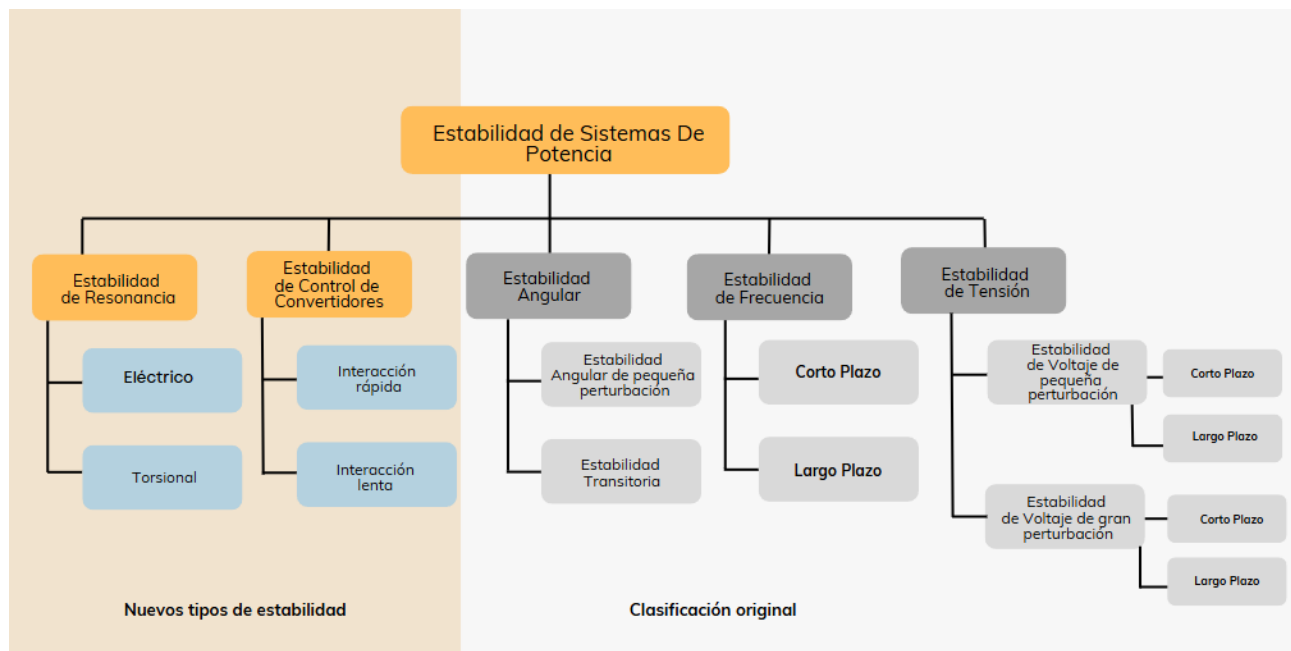


Figura 2.1: Clasificaciones de tipos estabildades [11].

Bajo este nuevo esquema de las matrices energéticas, actualmente se pueden identificar cinco categorías principales de estabilidad en los sistemas de potencia. Estas incluyen las categorías originales, que abordan fenómenos lentos (orden de segundos) como los electromecánicos y termodinámicos, y las nuevas categorías, que engloban fenómenos más rápidos (orden de milisegundos), como los de onda y electromagnéticos, originados por la creciente utilización de convertidores electrónicos. Es importante resaltar que esta evolución no solo introduce nuevas categorías de estabilidad, sino que también afecta las categorías tradicionales. A continuación, se presentarán definiciones para cada caso.

1. **Estabilidad del ángulo del rotor:** Se subdivide en dos tipos, la estabilidad de pequeña señal y la estabilidad transitoria, ambas hacen referencia a la capacidad de las máquinas síncronas de un sistema eléctrico interconectado para mantener el sincronismo después de estar sometidas a una perturbación, pero se diferencia en el tamaño de esta.

Una máquina mantiene el sincronismo si el par electromagnético es igual y opuesto al par mecáni-

co entregado por el motor primario. En consecuencia, este tipo de estabilidad depende de la capacidad de las máquinas síncronas para mantener o restaurar el equilibrio entre estos dos pares opuestos y el factor clave para determinar la estabilidad del sistema es la diferencia de ángulo entre una máquina o un grupo de máquinas y el resto del sistema. En condiciones de estado estacionario, existe un equilibrio entre el par mecánico de entrada y el par electromagnético equilibrante de cada máquina, y la velocidad de todas las máquinas interconectadas se mantiene constante. Una perturbación en el sistema altera este equilibrio y provoca un desequilibrio de par, lo que resulta en la aceleración o desaceleración de los rotores de las máquinas síncronas [12].

El cambio en el torque electromagnético de una máquina síncrona tras una perturbación se puede descomponer en dos componentes:

$$\Delta T_e = T_s \cdot \Delta\delta + T_D \cdot \Delta\omega$$

- T_s : Componente de torque sincronizante, en fase con la desviación del ángulo del rotor.
- T_D : Componente de torque de amortiguamiento, en fase con la desviación de la velocidad.
- $\Delta\omega$: Variación velocidad.
- $\Delta\delta$: Variación angular rotor.

La estabilidad del sistema depende de la existencia de ambos componentes de torque para cada una de las máquinas síncronas. La falta de un torque sincronizante suficiente resulta en inestabilidad aperiódica o no oscilatoria, mientras que la falta de torque de amortiguamiento resulta en inestabilidad oscilatoria. Aunque, los problemas de estabilidad no oscilatoria se han eliminado en gran medida mediante el uso de reguladores automáticos de tensión (AVR) [12].

- a) **La estabilidad del ángulo del rotor ante perturbaciones pequeñas (o señales pequeñas)**: Se refiere a la capacidad de un sistema de energía para mantener el sincronismo bajo perturbaciones pequeñas, como variaciones pequeñas en la carga y la generación. Las perturbaciones pequeñas son aquellos cambios en el sistema para los cuales las desviaciones de los ángulos del rotor de las máquinas síncronas desde el punto de equilibrio son tan pequeñas que las ecuaciones del sistema pueden ser linealizadas alrededor del punto de equilibrio sin resultar en errores significativos [12].

Los valores propios de la matriz de estado del sistema y el análisis modal subsecuente describen los diferentes modos oscilatorios del sistema y caracterizan la estabilidad del ángulo del rotor ante perturbaciones pequeñas. La inestabilidad ante pequeñas perturbaciones puede manifestarse de dos formas, inestabilidad aperiódica o no oscilatoria o inestabilidad oscilatoria [12].

Entre los modos existentes se encuentran los modos correspondientes de las oscilaciones del ángulo del rotor denominados modos electromecánicos. Dichos modos pueden agruparse ampliamente en modos de área local (asociados con un generador sincrónico único o un pequeño grupo de generadores), que típicamente tienen frecuencias de alrededor de 0.7 a 2.5 Hz, y modos inter-área (asociados con grandes grupos de máquinas a través del sistema), que típicamente tienen frecuencias de 0.1 a 1.2 Hz, modos de control asociados a generadores y controladores con una mala sintonización de parámetros o diseño y modos torsionales, asociados a componentes rotacionales del eje turbina-generador [12].

- b) **La estabilidad del ángulo del rotor ante perturbaciones transitorias (o grandes perturbaciones):** Se refiere a la capacidad de un sistema de energía para mantener el sincronismo cuando se enfrenta a perturbaciones severas, como un cortocircuito en una línea de transmisión, la desconexión de grandes plantas de energía o la desconexión de grandes cargas. La respuesta del sistema involucra grandes oscilaciones de los ángulos del rotor de las máquinas síncronas. En consecuencia, ya no es apropiado linealizar las ecuaciones del sistema como en el caso de perturbaciones pequeñas, siendo la evolución de los ángulos del rotor típicamente analizada mediante métodos de integración numérica. La pérdida de sincronismo puede ocurrir durante el primer swing (oscilación) o después de algunas oscilaciones. En el primer caso, la inestabilidad surge debido a un par sincronizante insuficiente y se conoce comúnmente como inestabilidad del primer swing [12].

Para este caso, la integración de los Generadores con convertidores no altera la definición fundamental de la estabilidad del ángulo de rotor, pero desplaza a los generadores síncronos convencionales y reduce la inercia total del sistema, afectando así la estabilidad del ángulo de rotor y los modos electromecánicos. Este desplazamiento de generadores síncronos influye en los flujos de potencia en las líneas principales, lo que puede modificar la amortiguación de modos interárea y los márgenes de estabilidad transitoria, la forma, frecuencia y amortiguación de los modos de oscilación del rotor y el par de amortiguación en generadores cercanos [11].

2. Estabilidad de frecuencia:

Corresponde a cómo varía la frecuencia del sistema ante distintos eventos que radican en un desbalance entre generación y demanda, la frecuencia responderá a la perturbación dependiendo de los mecanismos de control que la red disponga, pues sumada a una respuesta inercial propia de las dinámicas de sistema se suele contar con un control primario de frecuencia, secundario de frecuencia (o control automático de generación, AGC) y terciario de frecuencia.

La respuesta inercial es el resultado de la energía cinética almacenada en los rotores de las máquinas síncronas, que ayudan a mitigar las variaciones de frecuencia, y también determina la naturaleza de la respuesta del sistema, es decir, si se observa una disminución en la frecuencia o si la respuesta general del sistema es ligeramente oscilatoria. El control primario ajusta la inyección de generación para mantener la frecuencia dentro de su rango normando, mientras que el control secundario restablece la frecuencia a su valor nominal [12].

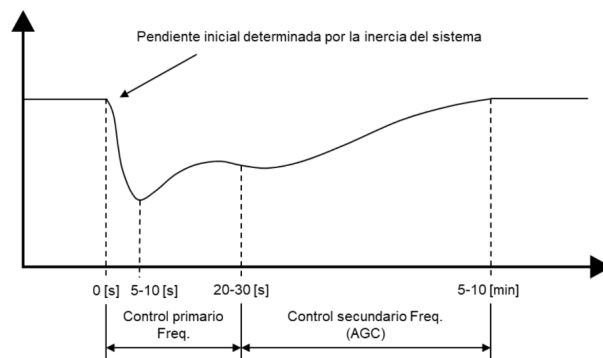


Figura 2.2: Comportamiento de la frecuencia frente a variaciones en la demanda y disponibilidad de control primario y secundario [12].

En cuanto al impacto de las fuentes de generación basadas en convertidores en este tipo de

estabilidad, se destaca que estas fuentes de generación no proporcionan respuesta inercial, ya que carecen de rotores que almacenen energía cinética o están desacopladas de la red. Por lo tanto, el reemplazo de unidades térmicas por estas fuentes renovables reduce la inercia natural del sistema eléctrico, lo que puede ocasionar variaciones de frecuencia más abruptas durante contingencias [11].

3. **Estabilidad de resonancia:** Ocurren inestabilidades cuando el intercambio de energía tiene lugar periódicamente de manera oscilatoria. Estas oscilaciones crecen en caso de una disipación insuficiente de energía en el camino de flujo y se manifiestan (en sistemas eléctricos de potencia) en la amplificación de magnitudes de tensión, corriente y torque. Cuando estas magnitudes superan los umbrales especificados, se dice que ha ocurrido una inestabilidad por resonancia. Incluye la resonancia subsíncrona (SSR), que puede ser una resonancia electromecánica o eléctrica. La SSR se manifiesta en dos formas principales: resonancia entre la compensación en serie y las frecuencias torsionales mecánicas del eje generador-turbina, y resonancia entre la compensación en serie y las características eléctricas del generador [11].
4. **Estabilidad impulsada por convertidores:** El control de los convertidores es basado en lazos de control y algoritmos con rápidos tiempos de respuesta (orden de los kHz), tales como, PLLs o controles internos de corriente. En base a esto, el amplio rango de tiempos de respuesta puede resultar en un acoplamiento cruzado tanto con las dinámicas electromecánicas de la máquina, como los transitorios electromagnéticos de la red, lo cual podría conllevar a oscilaciones inestables en un amplio rango de la frecuencia [12].

Entre los fenómenos asociados se diferencian aquellos de inestabilidad con frecuencias relativamente bajas denominados como Estabilidad impulsada por convertidores de interacción lenta (por lo general, menos de 10 Hz), mientras que los fenómenos con frecuencias más altas se clasifican como Estabilidad impulsada por convertidores de interacción rápida. Sumado a lo anterior, los límites de transferencia de potencia impuestos por tecnologías con convertidores conectados a redes débiles también pueden resultar en problemas de estabilidad.

5. **Estabilidad de tensión:** Es la capacidad de un sistema de potencia para mantener tensiones estables cercanas al valor nominal en todas las barras del sistema después de haber sido sometido a una perturbación. Depende de la capacidad combinada de los sistemas de generación y transmisión para proporcionar la potencia solicitada por las cargas. Esta capacidad está limitada por la transferencia máxima de potencia a un conjunto específico de barras y está vinculada a la caída de tensión que ocurre cuando la potencia activa y/o reactiva fluye a través de las reactancias inductivas de la red de transmisión.

Un posible resultado de la inestabilidad de tensión es la pérdida de carga en una zona o la desconexión de líneas de transmisión y otros componentes de la red, debido a sus sistemas de protección, lo que puede llevar a apagones en cascada, es decir, aun que la inestabilidad de tensión se manifiesta esencialmente como un fenómeno local, sus consecuencias pueden adquirir un impacto global. El principal factor que provoca la inestabilidad de tensión es la insuficiencia de la red para satisfacer la demanda de potencia reactiva.

Con propósito de análisis se puede subdividir la categoría de estabilidad de tensión en dos tipos de problemas de acuerdo a la magnitud de perturbación y su temporalidad:

- **Pequeña perturbación:** Los tipos de análisis que se realizan tienen relación con variaciones de la demanda, cambios de taps del transformador y cambios en los reguladores de tensión del generador.

- **Gran perturbación:** Los tipos de análisis que se realizan tienen relación con la habilidad del tensión para mantenerse estable ante cortocircuitos en el sistema, pérdida de generación y pérdida de demanda.

De los cuales:

- **Estabilidad de tensión de corto plazo:** Involucra acción de componentes con dinámicas rápidas tales como motores de inducción, cargas controladas por electrónica de potencia, convertidores de enlaces HVDC, entre otros. La ventana de tiempo en este caso está en el orden de varios segundos.
- **Estabilidad de tensión de largo plazo:** Involucra componentes de los sistemas con dinámicas lentas tales como controladores de taps, cargas controladas termostáticamente, limitadores de corriente de campo de los generadores, entre otros. La ventana de tiempo en este caso es de unos pocos a varios minutos.

2.2. Herramientas para el Análisis de Estabilidad de tensión

En la Figura 2.3 se resume según dos clasificaciones los distintos tipos de análisis a realizar en un sistema de potencia para determinar su nivel de estabilidad dado un escenario y punto de operación. Ambos métodos analíticos se utilizan para estudiar en detalle las causas y los efectos de las inestabilidades, así como el comportamiento de las variables y los elementos del sistema con tal de definir soluciones preventivas y correctivas en el corto y largo plazo en la planificación de la operación. Su aplicación dependerá del tipo de estabilidad analizada y los recursos e información disponibles [13].

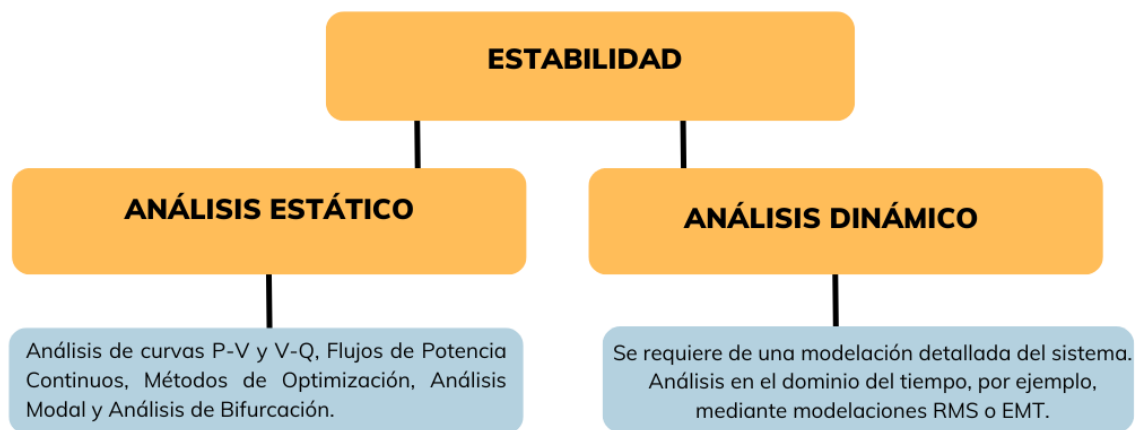


Figura 2.3: Herramientas de análisis de tensión, para una profundización se puede consultar [14].

2.2.1. Análisis Dinámico (Simulaciones en el dominio del tiempo)

Las simulaciones dinámicas son herramientas clave en la planificación de sistemas de potencia, útiles para prever la respuesta del sistema ante perturbaciones y analizar fenómenos como la estabilidad de generadores, tensiones y cargas. Para realizar estas simulaciones, es esencial definir la escala temporal de los fenómenos a modelar, ya que de ello dependen las variables de estado, las variables algebraicas y el nivel de detalle requerido. En general, los modelos dinámicos se dividen en dos tipos principales:

simulaciones de EMT y simulaciones RMS [15] [16]. En la Figura 2.4 se expone los diferentes fenómenos de estabilidad en un sistema eléctrico y la escala temporal a la que pertenecen.

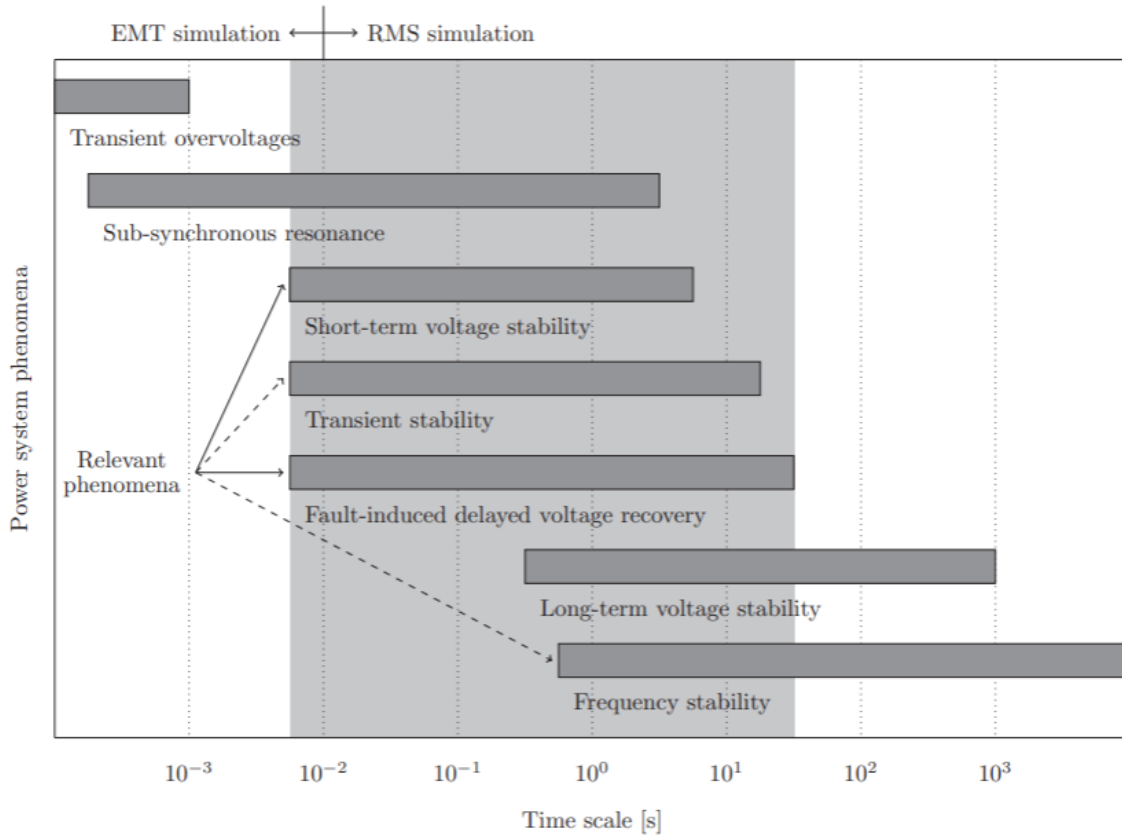


Figura 2.4: Escalas de tiempo relevantes para los sistemas de control en cada tipo de simulación [16].

Cabe destacar que los comportamientos de las variables suelen estar normados de tal manera de mantener los estándares de calidad y seguridad en el servicio tanto para estado estacionario como ante contingencias. Además en el caso de Chile dependiendo del tipo de instalación y su impacto en el sistema se deben desarrollar y entregar dos tipos de modelos, un modelo completo y detallado de la instalación, apto para los estudios específicos de conexión de la instalación y enfocados a analizar el comportamiento de este y su impacto en el sistema y otro modelo equivalente estándar de la instalación, de acuerdo con modelos estándares y de uso público (por ejemplo: modelos de librería *WECC*, *IEC*, *IEEE*, etc.) [15].

La Figura 2.5 ilustra el nivel de detalle que poseen los controladores estándares *WECC* con el cual se puede estimar los alcances de los estudios.

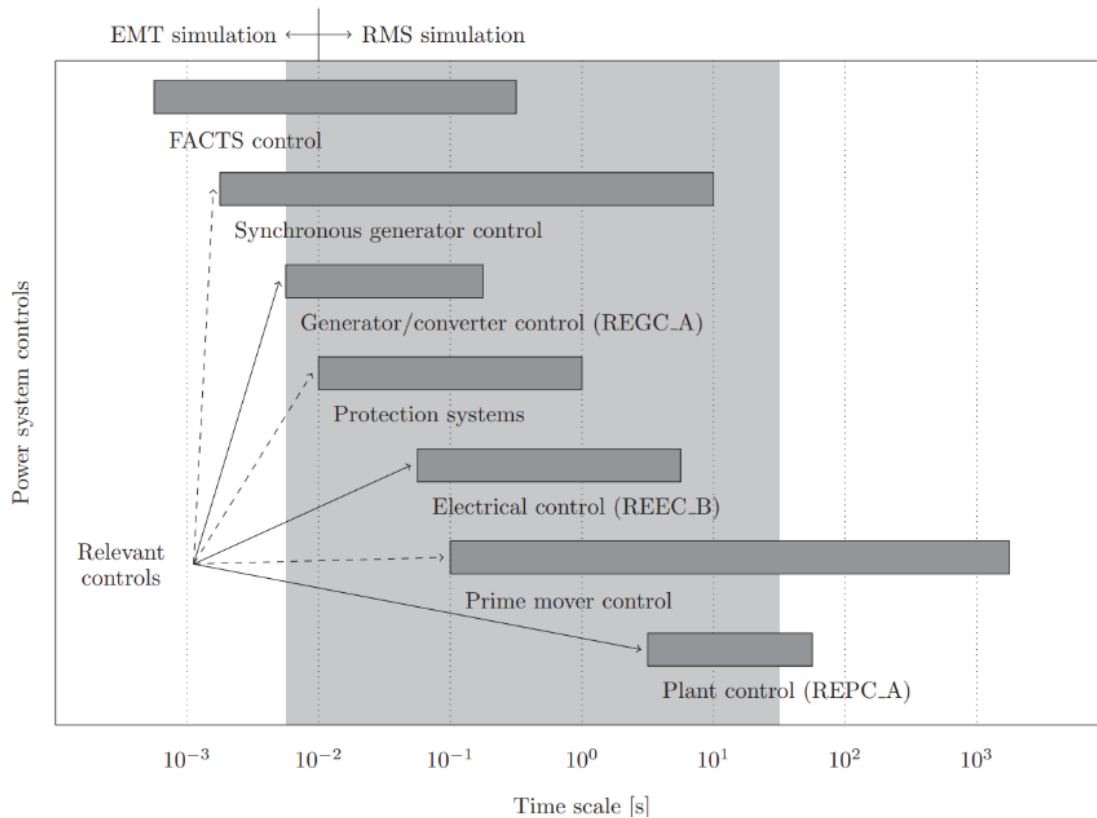


Figura 2.5: Escalas de tiempo relevantes para los fenómenos dinámicos en cada tipo de simulación [16].

2.2.1.a. Simulaciones RMS

Las simulaciones RMS también se denominan simulaciones fasoriales, es un modelo en el dominio del tiempo que representa a la red eléctrica definida por sus valores a la frecuencia fundamental, donde cada solución de las ecuaciones de la red eléctrica está basada en cálculos fasoriales [15].

Para su implementación se requiere incluir no solo los datos dinámicos del propio generador, sino también los elementos adicionales que controlan las señales de entrada del generador (por ejemplo, tensión de excitación, potencia de la turbina, par de torsión). Algunas consideraciones respecto al estudio de redes con este método son:

- **Validez para Fenómenos más Lentos que 5 Hz:** Cualquier oscilación por encima del rango de oscilaciones electromecánicas (hasta 5 Hz) producidas por un programa de estabilidad transitoria no es fiable. Los fenómenos subsíncronos o los efectos armónicos debido a conmutaciones o controles no se representan con precisión utilizando estos modelos [6].
- **Basado en Secuencia Positiva:** Las herramientas de simulación típicamente calculan cantidades RMS de secuencia positiva, existiendo limitaciones de estas aproximaciones para condiciones desbalanceadas [6].
- **Gran Paso de Tiempo de Simulación:** Un convertidor de electrónica de potencia típico contiene lazos de control y algoritmos con tiempos de respuesta muy rápidos, más rápidos de lo que se puede representar con los pasos de tiempo de simulación relativamente grandes. Estos

lazos de control incluyen controladores PLL y controladores de lazo de corriente interna, que a menudo son impulsores clave de modos de inestabilidad en sistemas débiles (como los modos de inestabilidad de pequeña señal) y gobiernan la capacidad de la planta para mantener el sincronismo y proporcionar rápidamente soporte a la red [6].

- **Problemas de Convergencia:** La naturaleza iterativa de los cálculos de estabilidad transitoria y de flujo de potencia puede ser desafiante en sistemas débiles, manifestándose en problemas de convergencia a medida que el sistema se debilita considerablemente. Este aspecto en algunos casos está impulsado por limitaciones de modelos específicos y no de la propia herramienta, pero puede impedir un análisis adecuado [6].
- **Representación Eléctrica Limitada del Convertidor:** Dependiendo de la sofisticación del modelo, la representación eléctrica interna del convertidor es simplificada. Asimismo, las interfaces y controles relacionados con la fuente de energía del recurso basado en inversores a menudo se aproximan o se ignoran, donde estos elementos pueden, en algunas circunstancias, influir en el comportamiento del convertidor [6].

2.2.1.b. Simulaciones EMT

Es un modelo en el dominio del tiempo que representa a la red eléctrica definida por sus valores de tensiones y corrientes instantáneos trifásicos, donde la solución de la red eléctrica se hace directamente en el dominio del tiempo mediante la integración de las ecuaciones diferenciales correspondientes [15]. Permiten modelar fallas desbalanceadas, armónicos, transitorios rápidos y son requeridos en estudios en condiciones de sistemas débiles con una relación de cortocircuito muy baja, estudios detallados de diseño de inversores y sistemas de colectores, estudios de interacciones detalladas entre equipos y sistemas. Además, se puede utilizar un nivel extremadamente alto de detalle en el modelado de los controladores rápidos, proporciona una visión profunda de cómo el sistema se comporta durante eventos transitorios rápidos, como fallas o conmutaciones, y permite identificar problemas que no serían evidentes en análisis más generales [15] [6]. Algunas consideraciones respecto al estudio de redes con este método son:

- **Alto costo operacional:** La mayor precisión del modelado EMT viene acompañada de un aumento significativo en la carga computacional, lo que puede ser un obstáculo para su implementación en sistemas grandes y complejos.
- **Limitado acceso a modelos EMT:** Los modelos de los convertidores y controles de generadores conectados a la red suelen ser de difícil acceso producto de políticas de privacidad.
- **Necesidad de precisión en las modelaciones:** La necesidad de mantener modelos actualizados puede resultar costosa y demandar mucho tiempo, especialmente cuando se trata de proyectos nuevos a conectar.

2.2.1.c. Comparación Respuesta Dinámica Simulaciones EMT y RMS

Las consideraciones mencionadas anteriormente típicamente resultan en diferencias crecientes entre los métodos de simulación basados en RMS y las simulaciones EMT a medida que la robustez del sistema disminuye. Esto puede llevar a una mala representación del desempeño en situaciones de “ride-through”, evaluaciones erróneas de estabilidad o fallos en la predicción de interacciones de control.

En las Figuras 2.6 y 2.7 se presenta una comparación de los resultados de simulación para una falla, la primera una comparación de un evento en Pandhandle Texas, mientras que la segunda comparación se extrae de un análisis comparativo entre modelos fasoriales y de transitorios electromagnéticos para convertidores grid-forming,

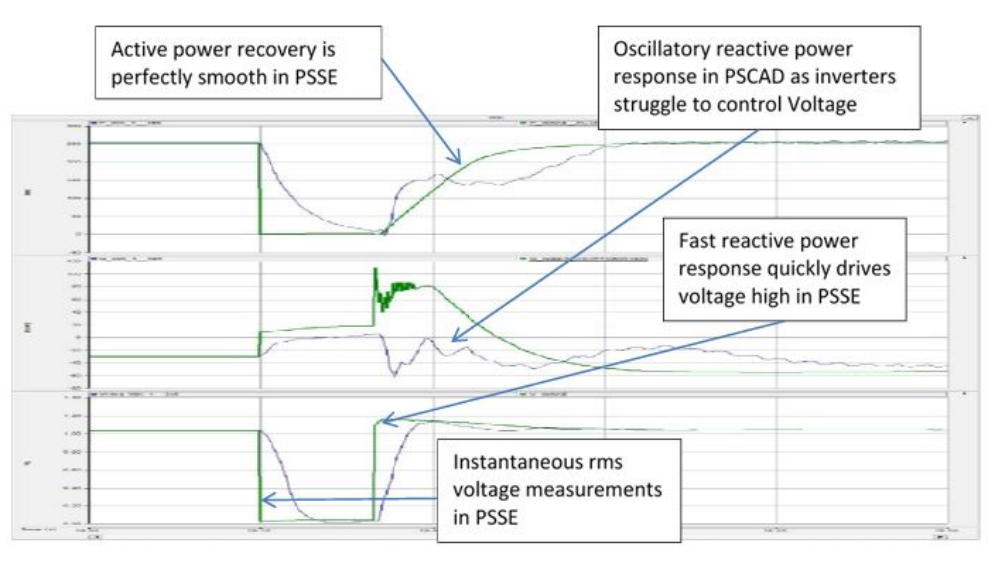


Figura 2.6: Comparación de la respuesta a fallas entre los RMS usando PSSE y EMT con PSCAD en Pandhandle Texas [6].

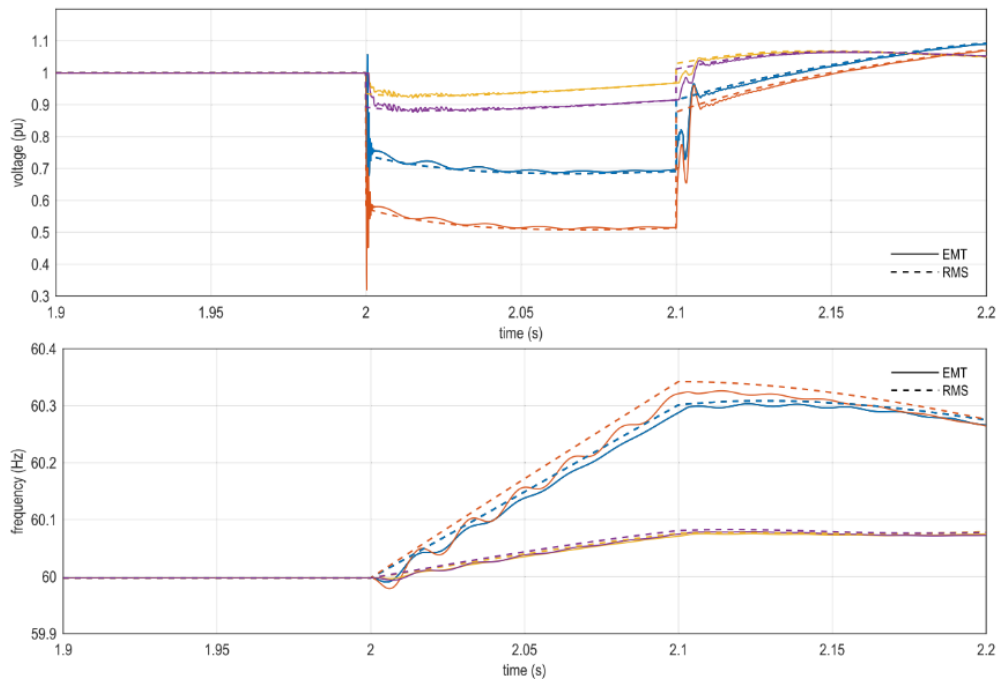


Figura 2.7: Comparación de la respuesta a fallas entre modelación RMS y EMT [17].

En la figura 2.6 se observa que las respuestas difieren en el nivel de oscilaciones de las señales de

potencia activa, reactiva y del tensión durante el estado transitorio de recuperación. Sin embargo, en el estado estacionario, las magnitudes convergen a valores similares.

Respecto a la figura 2.7, se observa que para los transitorios de frecuencia, los modelos RMS y EMT presentan resultados similares, aunque el RMS no capta las oscilaciones iniciales de tensión; sin embargo, en cortocircuitos, el RMS no reproduce las oscilaciones durante y después de la falla, a diferencia del EMT. En consecuencia, el RMS resulta adecuado para eventos con variaciones suaves de ángulo, mientras que el EMT es indispensable para fenómenos con dinámica rápida, como saltos de fase, cortocircuitos o limitaciones de corriente. La elección entre simulaciones EMT (Electromagnetic Transient) y RMS (Root Mean Square) depende de los objetivos específicos del análisis. Las simulaciones EMT son ideales para estudios detallados de transitorios, mientras que las simulaciones RMS destacan por su eficiencia en la evaluación de comportamientos en estado estacionario [17].

Las limitaciones en la disponibilidad de información, debido a cuestiones de privacidad y al horizonte de estudio, influyen en la selección de la metodología de análisis. Por ejemplo, AEMO establece en su metodología de evaluación de fortaleza de red que, para estudios a corto plazo, suele ser factible realizar simulaciones EMT utilizando modelos proporcionados por los actores del sistema. Esto se debe a la mayor disponibilidad de datos en estos casos, lo que permite obtener resultados más precisos y relevantes, aprovechando el alto nivel de detalle característico de las simulaciones EMT [4].

Sin embargo, a medida que el horizonte de análisis se amplía hacia escenarios de largo plazo, aumenta la incertidumbre respecto a la topología y operación futura del sistema. Esto implica una mayor dependencia de modelos genéricos. Lo que reduce la utilidad de las simulaciones EMT, ya que las conclusiones obtenidas son menos confiables. En tales casos, los análisis RMS se vuelven más apropiados debido a su capacidad para manejar estas incertidumbres de manera eficiente y práctica.

Ambos tipos de simulaciones requieren recursos significativos, por lo que se suelen aplicar metodologías de preselección para priorizar los casos más relevantes y optimizar su uso. En sistemas eléctricos de regiones como Australia, Texas y España, se llevan a cabo análisis preliminares para identificar áreas del sistema potencialmente vulnerables en términos de robustez. Estos estudios utilizan métricas específicas, como el nivel de cortocircuito u otros indicadores de estabilidad, con el objetivo de focalizar los estudios detallados en los puntos más críticos ante fallas o perturbaciones [2] [4].

2.3. Fortaleza de un Sistema Eléctrico

El coordinador y distintas otras entidades a nivel mundial han adoptado la definición de fortaleza de red como la habilidad del sistema en un determinado nodo a resistir cambios en la amplitud y/o la fase de su tensión frente a eventos impuestos de forma externa, por ejemplo, como consecuencia del cambio en las condiciones de operación o de una falla. Así, los nodos débiles presentan una alta sensibilidad de la amplitud y fase de la tensión a cambios en la inyección de potencia activa y reactiva. Por el contrario, la amplitud y fase de la tensión en nodos fuertes de la red son menos sensibles a estos cambios [2] [18].

En los *SEP* convencionales, los indicadores más utilizados para cuantificar la robustez son la inercia sistémica y los niveles de cortocircuito [4]. A continuación se explica brevemente cada uno de estos conceptos:

- Nivel de cortocircuito *SCL*: Corresponde a la corriente máxima que circularía en un punto determinado de la red ante un fallo por cortocircuito. El valor del SCL en una determinada barra depende de las características eléctricas del sistema, vistas desde dicha barra de la red. Si bien su aplicación principal ha sido el diseño y la coordinación de sistemas de protección, en las

últimas décadas se ha empleado como un indicador local de la robustez del sistema en una barra, dado que el SCL en una barra i está directamente relacionado con la sensibilidad de la tensión en la barra $\frac{\partial \phi_i}{\partial P_i}$ y $\frac{\partial V_i}{\partial Q_i}$, entregando, por ende, una medida de la rigidez del sistema en dicho punto de la red. Mientras más alto es su valor, mayor será la robustez de la red de dicho punto, y su valor es inversamente proporcional a la impedancia de la red observada desde el punto donde se realiza la evaluación [4] [8].

- Inercia: Representa la capacidad de almacenamiento de energía disponible dentro del sistema de potencia, que inherentemente actúa para resistir cambios en la frecuencia. Los sistemas de potencia con alta inercia son menos susceptibles a grandes cambios en la frecuencia tras la pérdida inesperada de generación o carga, mientras mayor sea la inercia del sistema, más lento variará su frecuencia en el caso indicado. De esta forma, la inercia es una medida de qué tan bien un *SEP* es capaz de soportar desbalances de potencia sin pérdida de suministro y manteniendo un comportamiento estable [8].

No obstante, en algunos marcos regulatorios (como las Reglas Nacionales de Electricidad NER) se aborda la fortaleza del sistema y la inercia como fenómenos separados. Esta separación resulta contradictoria si se considera que, en la práctica, los déficits de nivel de cortocircuito y de inercia suelen presentarse simultáneamente. Ambas características están estrechamente vinculadas, ya que son proporcionadas por generadores síncronos en función de sus propiedades de diseño y operación, las cuales, hasta ahora, no han sido fácilmente replicables por los recursos energéticos basados en inversores (IBR) [19].

De todas formas esta separación de conceptos se debe a que en términos técnicos, la fortaleza del sistema se asocia al nivel de cortocircuito disponible en un punto de la red, mientras que la inercia está relacionada con la capacidad del sistema para resistir cambios rápidos en la frecuencia (RoCoF), con lo cual las soluciones técnicas para cada una pueden diferir. Por ejemplo, el uso de condensadores síncronos puede aumentar el nivel de cortocircuito y, por ende, mejorar la fortaleza del sistema; sin embargo, no contribuyen significativamente a la inercia a menos que estén acoplados a una masa rotante o volante de inercia.

Para los fines de este estudio, se adoptará la definición de robustez del sistema considerando su vínculo exclusivo con el nivel de cortocircuito, con el objetivo de establecer su influencia con el comportamiento dinámico de la tensión frente a perturbaciones, conforme a los estándares establecidos en la NTSyCS.

En este contexto, se identifican tres factores principales que influyen en ella:

- Densidad de IBR: Que se refiere a la concentración de múltiples IBR en proximidad eléctrica cercana entre sí. Cada inversor por sí mismo tiene su propia susceptibilidad a las condiciones de baja robustez del sistema y tener más inversores en línea implica una respuesta menos estable [8].
- Escasez de unidades sincrónicas: Se refiere a la falta de suficiente soporte de máquinas sincrónicas las cuales contribuyen con los aportes más relevantes de corriente de cortocircuito y inercia a la red. Además en un generador síncrono, la fase de la tensión está electromagnéticamente acoplada al ángulo mecánico del rotor (el acoplamiento es mayor cuanto menor sea su reactancia subtransitoria). Siendo entonces que la posición del rotor no puede cambiar abruptamente, tampoco lo hará la fase de la tensión. Esto explica la propiedad intrínseca de un generador síncrono de aumentar la rigidez de la red [18].
- Escasez de red: Refleja el aislamiento eléctrico del área en la que se conectan los IBR, es decir, la distancia a los centros principales de generación y carga, y cuán enmallada y/o interconectada

está esa área de la red [8]. Mientras más enmallado sea un sistema, es decir, mientras mayor sea su capacidad de transmisión y las conexiones entre barras de la red, mayor será su robustez. Lo anterior debido a que los SEP enmallados tienen impedancias serie bajas, por lo que las sensibilidades de las tensiones a cambios en los flujos de potencia también son bajas [4].

Hoy en día, el elevado nivel de penetración de generación basada en IBR y la proyección de un crecimiento inpresiona un desafío adicional al problema (clásico) de estabilidad de tensión asociado a altos niveles de transferencia de potencia y a la falta de regulación de tensión, y que se manifiesta mediante la pérdida de potencia de cortocircuito en los nodos del sistema de transmisión [18]. El desempeño de sistemas con insuficiente robustez suele verse afectado por los siguientes factores de acuerdo a lo establecido por AEMO en [19] :

- Oscilaciones de potencia y tensión poco amortiguadas, en áreas extensas del sistema.
- Prolongada recuperación de la tensión luego de una falla.
- Degradación de la capacidad de soportar fallas en el sistema, por parte de las unidades de generación.
- Saltos de tensión más pronunciados durante las operaciones de maniobra, por ejemplo, la conexión o desconexión de equipos de compensación de reactivos.
- Falla en la operación de los sistemas de protección.
- Mayor distorsión armónica (subproducto de la baja fortaleza del sistema y impedancias más altas del sistema).
- Inestabilidad de los sistemas de control de plantas, en particular, de plantas fotovoltaicas y eólicas con inversores del tipo grid following.

Sumado a lo anterior, aunque los generadores sincrónicos tienen la ventaja de ser fuentes de tensión por sí mismas y, en general, no requieren de otras máquinas síncronas cercanas ni de un nivel mínimo de cortocircuito para mantener una operación estable, esto no significa que sean completamente inmunes a condiciones de baja fortaleza del sistema. Por ejemplo, la adecuada sintonización de los sistemas de excitación sigue dependiendo de las características eléctricas del punto de conexión [8].

Adicionalmente, desde el punto de vista de la estabilidad transitoria de ángulo, se ha demostrado que en zonas con niveles bajos de cortocircuito, una caída severa de tensión puede provocar una aceleración significativa del rotor de los generadores conectados localmente, debido a su limitada capacidad de inyectar potencia activa durante la falla [20]. Este fenómeno puede conducir a la pérdida de sincronismo de dichas unidades, y con ello, a la pérdida de puntos clave de control de tensión en la red. Por tanto, incluso las máquinas síncronas ubicadas en zonas con baja robustez del sistema eléctrico de potencia (SEP) están más expuestas a inestabilidades.

A modo ilustrativo, la Figura 2.8 muestra la evolución de los ángulos de tres generadores del SEP (ubicados en las barras B1, B2 y B3) ante un cortocircuito, considerando dos escenarios de fortaleza en bornes. En la Figura 2.8a se observa que cuando el SEP opera con bajos SCL, el generador sincrónico ubicado en la barra B2 pierde sincronismo. En contraste, la Figura 2.8b muestra que, al aumentar la robustez del sistema, los generadores logran mantener la sincronía incluso durante la falla [4].

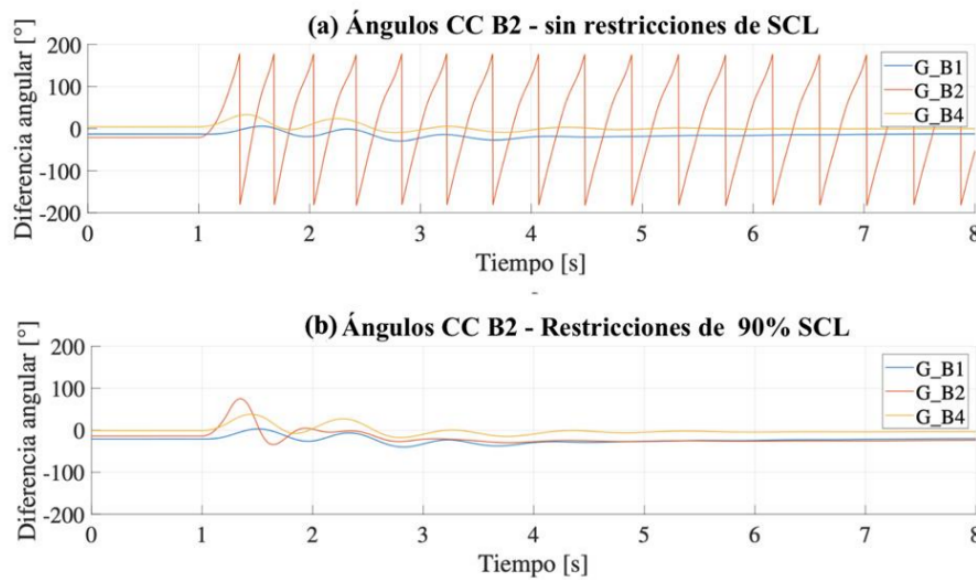


Figura 2.8: Influencia de la robustez en la estabilidad angular [4].

A raíz de todos estos riesgos se han estudiado y desarrollado diferentes soluciones con tal de mitigar los efectos de una baja robustez o bien aumentar el nivel de cortocircuito del área afectada ya sea mediante nuevas tecnologías o cambios topológicos en la red, en [4] se proponen algunas alternativas de reforzamiento divididas en tres categorías: refuerzos de red clásicos, incorporación de equipos basados en convertidores, y modificaciones en el control de los convertidores que componen el sistema.

Esta última medida, aunque no aumenta directamente el nivel de cortocircuito, permite entregar mayor flexibilidad al punto crítico o de mayor riesgo de inestabilidad, especialmente en condiciones de red débil. Sus elementos se resumen en 2.9.



Figura 2.9: Alternativas para modificar la robustez de un SEP [4].

Una de las alternativas emergentes y más discutidas actualmente para abordar los desafíos de opera-

ción en condiciones de baja fortaleza del sistema es la implementación de inversores formadores de red (*grid-forming*), los cuales buscan reemplazar o complementar los convertidores convencionales, contribuyendo activamente al soporte de la red. La Figura 2.10 presenta una clasificación de las principales tecnologías de generación desde la perspectiva de su contribución a la fortaleza del sistema eléctrico. En ella, la dirección de la flecha verde indica si una determinada tecnología “provee” fortaleza al sistema, es decir, si mejora la estabilidad y el control de tensión, o si por el contrario, “depende” de que el sistema sea fuerte para operar adecuadamente.

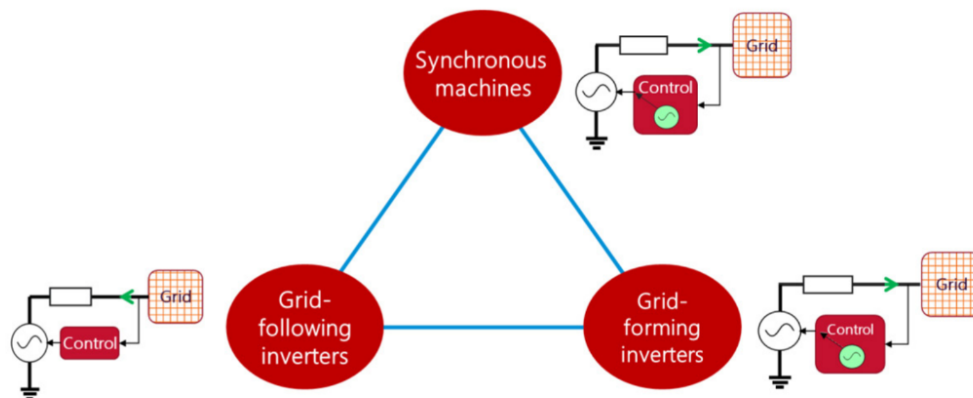


Figura 2.10: Clasificación de tecnologías de generación desde la perspectiva de fortaleza [8].

Finalmente, la solución más adecuada dependerá de las características estructurales y normativas del sistema. En general, no existe una única respuesta, ya que esta dependerá tanto del tiempo de planificación disponible como del equilibrio entre los beneficios técnicos y económicos.

2.4. Índices de Nivel de Cortocircuito

El cálculo de los niveles de cortocircuito adquiere una relevancia fundamental en los análisis de fortaleza de la red, ya que permite verificar si un punto de conexión posee la solidez necesaria para evitar fenómenos como inestabilidades de tensión, interacción entre controles o problemas de resonancia entre distintas máquinas. En caso contrario, se requiere un análisis más detallado que asegure el funcionamiento adecuado del sistema tanto en condiciones operativas actuales como en escenarios futuros.

Actualmente, la mayoría de los diseños de inversores comúnmente utilizados requieren una relación mínima de cortocircuito (SCR) para garantizar una operación estable. La definición básica de SCR busca ofrecer una métrica simplificada para evaluar la capacidad de los recursos basados en electrónica de potencia (IBR, por sus siglas en inglés) de operar de manera robusta frente a condiciones de baja fortaleza del sistema. Tradicionalmente, se define como la relación entre el nivel de cortocircuito disponible en el punto de conexión y la potencia activa nominal del IBR [8].

A continuación, se presenta una recopilación de los principales criterios basados en niveles de cortocircuito (SCL) actualmente utilizados, junto con una comparación entre ellos. Cabe destacar que ninguna de estas métricas cuenta con aceptación transversal en la industria, ni forman parte de un estándar normativo consolidado para la evaluación de la fortaleza de red en sistemas con alta penetración de energías renovables variables (ERV). Cada una de estas métricas presenta ventajas y limitaciones como herramienta para identificar posibles debilidades en la red asociada al uso creciente de tecnologías

basadas en electrónica de potencia [4].

2.4.1. Relación de Cortocircuito (SCR)

El índice SCR se suele utilizar como un indicador para evaluar la robustez de los sistemas eléctricos. Su valor este influenciado mayoritariamente por la cantidad de generadores sincrónicos que se encuentren en operación y de la topología del sistema eléctrico. Se calcula utilizando el nivel de cortocircuito trifásico en la barra i ($SCMVA_i$), sin considerar las contribuciones de corrientes de los recursos basados en inversores, dividido por la potencia nominal de un sistema generador basado en IBR PMW_{IBR_i} medido en el punto de interconexión (POI) [6]. La ecuación se presenta a continuación:

$$SCR = \frac{SCMVA_i}{PMW_{IBR_i}} \quad (2.1)$$

Este índice mide la robustez de una barra teniendo en cuenta la capacidad instalada del IBR que se conecta a esa misma barra en sistemas dominados por generación convencional. Sin embargo, el SCR puede ofrecer una visión optimista en áreas con altos niveles de inversores, ya que no toma en cuenta las interacciones dinámicas entre IBR cercanas.

En la Figura 2.11 se muestra la clasificación establecida por CIGRÉ [8], basada en el alcance de los desafíos que probablemente se experimenten en función del índice de cortocircuito en el POI. El eje vertical indica un valor típico (probable) de SCR visto desde las terminales del inversor, considerando las impedancias típicas del transformador y del sistema colector. Se presenta una métrica codificada por colores, la cual se divide en tres áreas:

- Zona verde ($SCR_{POI} \geq 3$): La rigidez del sistema es lo suficientemente alta para alcanzar una respuesta estable del inversor.
- Zona amarilla ($1,5 \leq SCR_{POI} \leq 3$): existe un riesgo mayor de interacción con otros inversores en el sistema, con lo que se requiere el ajuste de los parámetros del control de inversores entre plantas cercanos.
- Zona naranja ($SCR_{POI} \leq 1,5$): No es suficiente el ajuste de parámetros del control, por lo que se requiere equipos adicionales para estabilizar la respuesta, como el uso de condensadores síncronos o inversores tipo formadores de red.

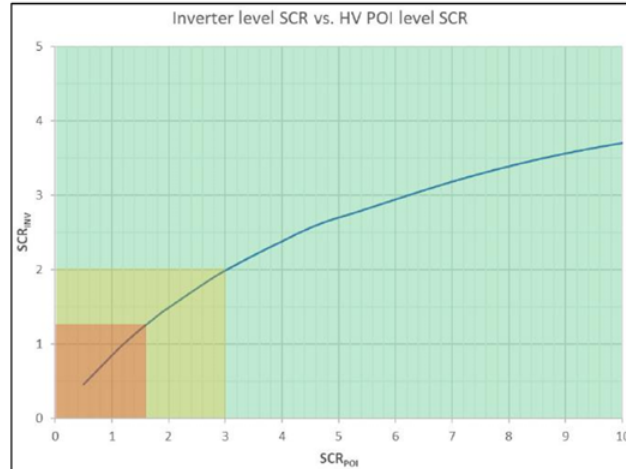


Figura 2.11: Comportamiento del índice SCR para diferentes rangos establecidos por CIGRÉ [8].

2.4.2. Relación de Cortocircuito Ponderada (WSCR)

Se define como el cociente entre la suma de los niveles de cortocircuito de un conjunto de N barras ($SCMVA_i$), sin incluir la contribución de los convertidores, ponderados por la potencia nominal de los IBR conectadas en cada barra (PMW_{IBR_i}), sobre el cuadrado de la suma de las potencias.

$$WSCR = \frac{\sum_{i=1}^N SCMVA_i \cdot PMW_{IBR_i}}{\left(\sum_{i=1}^N PMW_{IBR_i}\right)^2} \quad (2.2)$$

A diferencia del SCR, el WSCR considera las interacciones entre IBR cercanas. Este índice se calcula para un área específica de la red, lo que requiere una identificación previa de zonas representativas, proceso que no está estandarizado internacionalmente. Es mayormente utilizado para sistemas con fuentes de generación eólica [6].

2.4.3. Relación de Cortocircuito Compuesta (CSCR)

Se define como el cociente entre la potencia de cortocircuito de una barra i ($SCMVA_i$), sin tener en cuenta la contribución de los convertidores, y la suma de las potencias nominales de los IBR en un área definida de N barras [6].

$$CSCR = \frac{SCMVA_i}{\left(\sum_{i=1}^N PMW_{IBR_i}\right)} \quad (2.3)$$

Este indicador también busca capturar las interacciones entre IBR cercanos, aunque, al igual que el WSCR, requiere identificar previamente un área específica. Tanto el método de cálculo CSCR como el WSCR se basan en la suposición de un acoplamiento eléctrico fuerte entre plantas de generación no sincrónicas. Esto equivale a suponer que todas las plantas de generación no sincrónicas están conectadas a un POI virtual. En la práctica, generalmente existe cierta distancia eléctrica entre los POI de cada planta de generación no síncrona, y las plantas no sincrónicas no interactuarán completamente entre sí. Los valores de CSCR y WSCR obtenidos con este método suelen ofrecer una estimación más precisa

de la fortaleza del sistema en comparación con los valores de SCR cuando hay más de un recurso basado en inversores presente.

2.4.4. Relación de Cortocircuito Equivalente (ESCR)

Cuando múltiples recursos basados en inversores están muy cerca, comparten la fortaleza de la red y el nivel de cortocircuito; por lo tanto, la fortaleza real de la red es mucho menor que el nivel total de cortocircuito calculado en esa(s) barra(s) [6].

El Short Circuit Ratio with Interaction Factors (SCRIF-NERC) ó Equivalent Short Circuit Ratio (ESCR-CIGRÉ) utiliza un factor de interacción (IF) que representa la cercanía eléctrica entre los nodos de estudio, captura la sensibilidad de tensión entre recursos basados en inversores como una herramienta de selección para posibles problemas de control, usando los factores de interacción entre recursos.

Para calcular este índice, es necesario conocer los “N” nodos en donde se encuentran conectados los IBR. La principal ventaja de este indicador es que permite representar con mayor precisión las interacciones entre distintas barras considerando múltiples convertidores en un área, y también es adaptable a distintas configuraciones de un sistema eléctrico [6]. Su ecuación matemática se expone en la ecuación (2.4).

$$ESCR_i = \frac{SCMVA_i}{PMW_{ESCR_i} + \sum_{j=1}^N (IF_{ji} \cdot PMW_{IBR_j})} \quad (2.4)$$

Donde:

- $SCMVA_i$: Es la potencia aparente de cortocircuito de una falla tipo trifásica en el punto de conexión s .
- PMW_{ESCR_i} : Es la potencia del recurso basado inversores del sistema que se conecta a esa misma barra. Esta potencia corresponderá al valor de despacho de la unidad para los escenarios evaluados o la potencia nominal. En este último caso, se estaría subestimando el valor mínimo del ESCR. Es decir, esta forma de cálculo resulta más conservadora que aquella basada en las potencias efectivamente despachadas, lo que conlleva mayores requerimientos de medidas de mitigación, pero al mismo tiempo permite reducir la cantidad de casos a estudiar [21].
- $IF_{ji} \cdot PMW_{IBR_j}$: Factor de interacción para una variación de tensión de aproximadamente 1 % en la barra i , y la variación de tensión observada en la barra j , multiplicado por la potencia del recurso basado en inversores de la barra j .

El factor de interacción IF_{ji} representa la variación de tensión en la barra i debido a una perturbación en la barra j :

$$IF_{ji} = \frac{\Delta V_i}{\Delta V_j} \quad (2.5)$$

Un $IF_{ji} \approx 1$ indica que las barras están fuertemente acopladas, mientras que $IF_{ji} \approx 0$ indica una falta de interacción. El ESCR ofrece una representación más precisa de las interacciones entre barras y es adaptable a diferentes configuraciones del sistema eléctrico.

El riesgo de interacción entre un inversor remoto j con un inversor i se podrá descartar en la medida que $P_i \leq 0,15 \cdot (IF_{ji} \cdot PMW_j)$. Esto se justifica por la acción de los reguladores de tensión que tendrán a compensar el hueco de tensión en el punto remoto (0,15 pu) y con ello IF_{ji} tenderá a 0. Si ambos inversores son de potencia nominal similar, esto equivale a decir que podrá descartarse una interacción para factores de interacción menores que 0,15 [22].

2.4.5. Comparación de Métodos del Índice SCR.

Cada uno de los métodos descritos en las secciones anteriores presenta ventajas y desventajas como herramienta de evaluación para identificar condiciones de red débil y posibles problemas asociados a recursos basados en inversores. En [6], NERC compara estos métodos utilizando seis criterios, y resume los resultados de forma ilustrativa en la Tabla 2.1. Esta tabla permite visualizar las similitudes, diferencias, beneficios y limitaciones de cada métrica. Una ‘X’ indica que la métrica no es aplicable para el criterio evaluado; una estrella señala que puede aplicarse con cierto esfuerzo adicional o de manera limitada; mientras que dos estrellas indican una aplicación directa o sencilla para dicho propósito [6].

Tabla 2.1: Comparación de métodos de SCR [6].

Metric	Cálculo simple mediante programa de cortocircuito	Considera equipamiento IBR cercanos	Proporciona métrica común para gran volumen de ERV	Considera acoplamiento débil entre plantas generadoras de una misma zona	Considera otros elementos no activos basados en inversores como STATCOM	Permite analizar plantas individuales dentro de un área más grande
SCR	★★	X	X	X	X	X
CSCR	★	★★	★★	X	X	X
WSCR-MW	★	★★	★★	★	X	X
WSCR-MVA	★	★★	★★	★	★★	X
SCRIF (ESCR)	X	★★	X	★★	★★	★★

Del análisis comparativo realizado, se concluye que el índice ESCR se posiciona como una de las métricas más confiables y robustas entre los criterios evaluados para caracterizar sistemas eléctricos con alta penetración de generación renovable basada en inversores.

Uno de los aspectos más relevantes del ESCR es que no entrega un valor global para un conjunto de recursos, sino que proporciona valores individuales por barra, considerando la influencia de inversores cercanos. Esto permite una caracterización más específica y detallada de los puntos críticos dentro del sistema eléctrico. Además, el índice ESCR puede adaptarse fácilmente a cualquier configuración concebible de conexión de múltiples recursos basados en inversores, lo que añade flexibilidad para su aplicación en distintos escenarios. Además considera la influencia de IBR cercanos que demandan soporte del sistema sin generar potencia activa, como parques eólicos en recorte, STATCOMs o SVCs.

Se destaca que, para todos los criterios aplicables, su implementación es directa o sencilla, lo que la convierte en una herramienta especialmente útil para una evaluación rápida y eficaz. En contraste, el índice WSCR requiere un esfuerzo adicional en los criterios “identificar acoplamientos débiles entre

plantas” y “cálculo sencillo”. Este ultimo caso es producto de que la metrica WSCR esta limitada a la definición de áreas específicas, lo que puede dificultar su aplicación práctica.

Si bien, la metodología de cálculo del ESCR no se considera atribuible la categoría de calculo sencillo, principalmente debido a que incorpora variables adicionales que aumentan su complejidad computacional, el estudio desarrollado en [23] aborda estas dificultades proponiendo buenas prácticas para su aplicación efectiva en diversos contextos.

Un aspecto relevante de este estudio es el enfoque en el problema derivado de la implementación del índice mediante software, del cual señala:

“...la implementación del índice mediante software puede dar lugar a diferentes metodologías de cálculo. Aunque CIGRÉ proporciona una recomendación teórica para la metodología del cálculo del ESCR, no especifica con detalle cómo debe ser implementada en herramientas computacionales. Esta falta de especificación puede generar discrepancias entre distintos estudios, dependiendo de los criterios de rapidez, precisión y conveniencia que cada analista adopte...”

A lo cual el autor profundiza en diversas opciones y nos da un acercamiento a la solución del problema, tomándose como referencia para este estudio y que sera especificado más adelante.

2.5. Generadores Basados en IBR y su Influencia en la Fortaleza de la Red

Las actuales generaciones eólicas y solares fotovoltaicas, así como los sistemas de almacenamiento de energía en baterías, se conectan a la red mediante tecnología electrónica de potencia basada en inversores y requieren una fortaleza adecuada del sistema para que los inversores operen de manera confiable [19].

En la actualidad, la generación ERV instalada en el SEN corresponde exclusivamente a inversores seguidores de red o también denominados *Grid Following*. Estos inversores operan como una fuente de corriente (poseen un control interno de corriente rápido) y necesitan que la red imponga el tensión terminal para poder funcionar.

El remplazo de generación sincrónica por renovable basada en inversores reduce la fortaleza de red, principalmente a causa de las diferencias entre la potencia de cortocircuito que cada tecnología aporta. Mientras el generadores sincrónicos aumenta su corriente inyectada inmediatamente después de la falla (sin retardos) a valores cercanos a nueve veces su corriente nominal, el convertidor tiene un retardo de unos 20 ms antes de incrementar su corriente a un valor de solo 1,2 veces su capacidad nominal [4], esto se observa en la Figura 2.12.

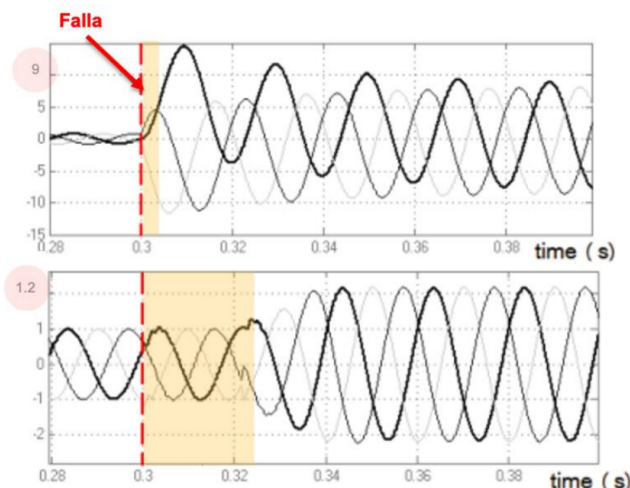


Figura 2.12: Respuesta de la corriente de cortocircuito ante una falla para un generador síncrono (superior) y generación basada en convertidores (inferior) [4].

Es por esto que cuanto más alejado esté el IBR de las máquinas síncronas y mayor sea la penetración del IBR, más probable es que las formas de onda de tensión se vean afectadas por las perturbaciones en la red, así como por el propio IBR y IBRs cercanos. Esto se debe a que las máquinas síncronas están acopladas electromagnéticamente a la forma de onda de tensión del sistema eléctrico, mientras que un inversor está desacoplado de la red mediante el inversor y requiere del PLL para lograrlo [19].

En un proceso de sincronización con la red, el inversor genera una señal de referencia a partir de la fase del tensión de red en su punto de conexión, mecanismo conocido como phase-locked loop (o PLL, por sus siglas en inglés). En función de esta señal, el inversor ajusta ahora la fase (y la amplitud) de la corriente inyectada en función de sus consignas de control, típicamente consigna de potencia activa y de potencia reactiva o de tensión. Tras la ocurrencia de una falla, el inversor deberá resincronizarse rápidamente con la fase de el tensión para asegurar una operación estable. En condiciones de baja fortaleza de red, la fase de el tensión puede cambiar muy abruptamente, aumentado considerablemente la diferencia entre la fase antes y después de la falla, y dificultando el proceso de resincronización. Si esta resincronización resulta incorrecta, la inyección de la corriente con una referencia errónea provocará una mayor distorsión de el tensión, lo que a su vez impacta en el mecanismo de sincronización (PLL). Esta realimentación puede llevar a inestabilidades de los inversores y finalmente, según la extensión del área afectada, a una desconexión en cascada de generación estática [18].

2.5.0.a. Relación de Controladores y Fortaleza de Red

La respuesta del sistema en redes eléctricas con baja robustez y su límite de estabilidad, dependen de diversos factores. Entre ellos el tipo de tecnología de los inversores, posibilidad de ajustes de los controladores y la integración de ciertos servicios para dar apoyo a las contingencias. Algunos de estos aspectos sonm explicados a continuación.

Primeramente, en las Figuras 2.13 y 2.14 se ejemplifica el comportamiento de dos tipos de controladores de inversores: *grid-forming* (GFM) y *grid-following* (GFL), frente a variaciones en el índice de cortocircuito (SCR). El objetivo de este análisis es evaluar la estabilidad de estos esquemas de control bajo condiciones de red débil.

La prueba inicia con un valor alto de SCR (20), el cual se reduce progresivamente (10, 3, 2, 1.5 y 1.25). En cada transición se aplica una falla bifásica a tierra de 6 ciclos, la cual se elimina justo antes de modificar el SCR. Durante toda la prueba, el sistema mantiene una relación X/R de seis, y el sistema de almacenamiento de energía (BESS) opera al 100 % de su capacidad continua. El criterio de éxito consiste en que la planta conserve el control adecuado de su potencia activa y reactiva sin desconectarse ni presentar reducción sostenida de su generación, incluso para el valor mínimo de SCR evaluado. Como se observa, el GFL muestra un comportamiento inestable para valores de SCR inferiores a 1.5.

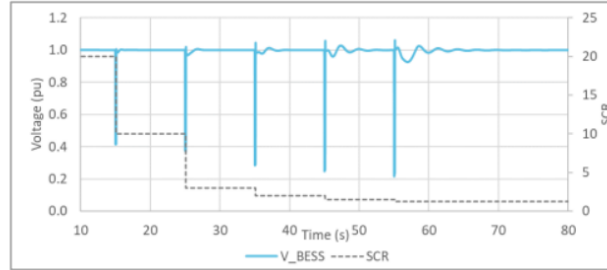


Figura 2.13: Influencia del SCR sobre el control GFM [24].

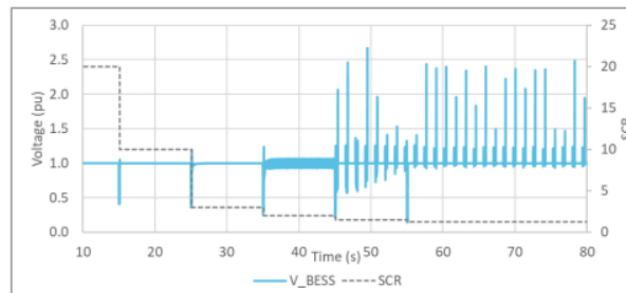


Figura 2.14: Influencia del SCR sobre el control GFL [24].

Si bien, los inversores grid following son más susceptibles a sistemas débiles, se suelen emplear estrategias específicas del fabricante para estabilizar el proceso de sincronización bajo condiciones de baja potencia de cortocircuito, tales como el congelamiento de la señal de referencia, filtrado de señales o ajuste de la ganancia del PLL.

En [25] se presentan soluciones preliminares para mitigar problemas de oscilaciones y sobretensiones temporales anticipadas en las Zonas Competitivas de Energía Renovable (CREZ) del estado de Texas, al ser conectadas al sistema ERCOT. Estas medidas consisten en ajustar los modelos dinámicos del parque eólico y de los compensadores estáticos (SVCs).

A modo de ejemplo, en la Figura 2.15 se muestra cómo la ganancia del controlador de tensión de las turbinas eólicas afecta la respuesta de tensión en una barra de 345 kV del sistema CREZ. Una ganancia alta permite una respuesta rápida, útil para mitigar sobretensiones temporales. No obstante, si la ganancia es muy grande, especialmente en redes débiles, puede provocar oscilaciones mal amortiguadas o incluso no amortiguadas.

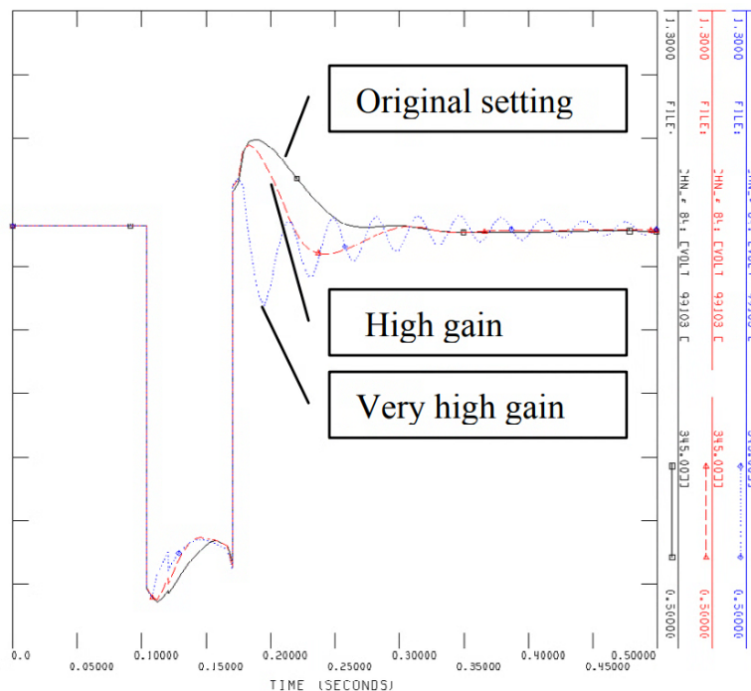


Figura 2.15: Respuesta de tensión en una barra de 345 kV en CREZ (Negro: ganancia original, Rojo: ganancia alta, Azul: ganancia muy alta) [25].

Con respecto a la ganancia del PLL, en [26], se demuestra mediante un análisis de pequeña señal su aplicabilidad para configurar la respuesta del sistema, pero advirtiéndolo de que esto tiene un límite de aplicabilidad en función del SCR. La Figura 2.16 muestra la evolución de los valores propios del sistema conforme la constante proporcional K_p del PLL aumenta de 0 a 200, considerando distintos valores de SCR en el punto de conexión de una central basada en IBR a una red infinita.

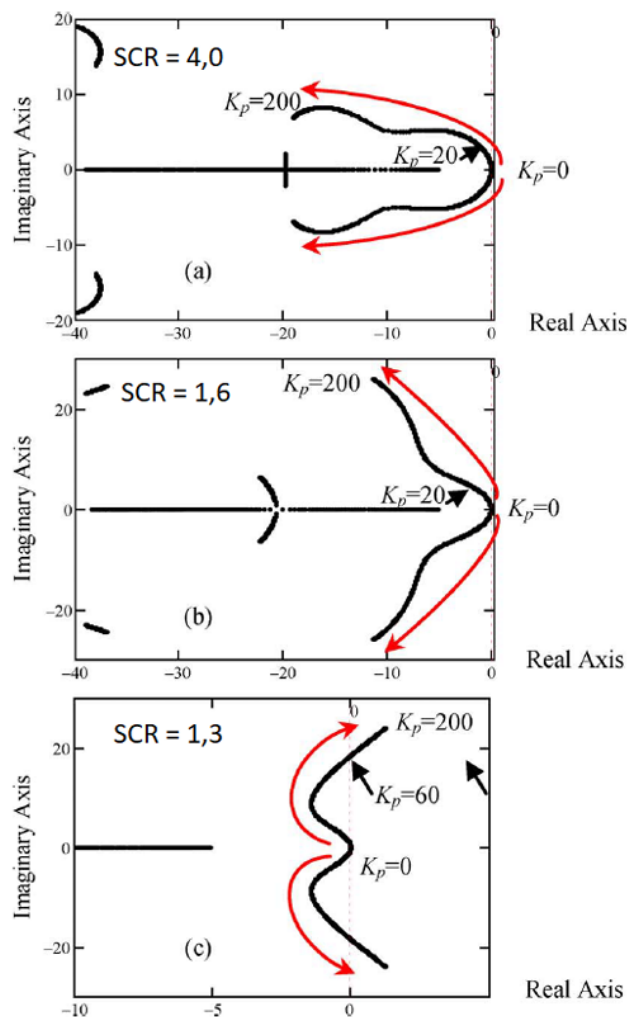


Figura 2.16: Desplazamiento de valores propios para distintos valores de SCR utilizando la ganancia del PLL [26].

Como se observa, al disminuir el SCR y aumentar la ganancia K_p , los valores propios se desplazan hacia el eje imaginario, reduciendo el amortiguamiento y generando oscilaciones de mayor magnitud. Existe un límite crítico de SCR por debajo del cual el sistema se vuelve inestable. En el ejemplo mostrado, para SCR mayores a 1,6, el sistema es estable para todos los valores de K_p . Sin embargo, para un SCR de 1,3, la estabilidad solo se mantiene hasta $K_p = 60$. Esto permite definir una región operativa factible de K_p en función del SCR.

En consecuencia, las ganancias del PLL deben ser reducidas en redes débiles para evitar la pérdida de estabilidad. Sin embargo, esta reducción compromete el desempeño dinámico del sistema, al disminuir el factor de amortiguamiento. En redes robustas, las ganancias del PLL pueden incrementarse para mejorar el rendimiento del control. Por ello, en redes débiles, el diseño del PLL debe considerar cuidadosamente el nivel de cortocircuito del sistema.

Entre otros aspectos que afectan en la respuesta del sistema, la Figura 2.17 ilustra cómo distintos modos de control de los convertidores afectan la estabilidad del tensión, dependiendo del nivel de robustez de la red y del tipo de regulación de potencia reactiva. En ella se observan curvas PV para

modo de control de tensión (verde) y para modo de control de factor de potencia con diversos puntos de operación. A medida que se transfiere más potencia activa en este escenario de red débil, la sensibilidad dV/dP se incrementa, reduciendo la estabilidad. Sin embargo, modos de control con apoyo de bancos de condensadores shunt permiten extender la transferencia de potencia activa y mejorar la estabilidad del sistema.

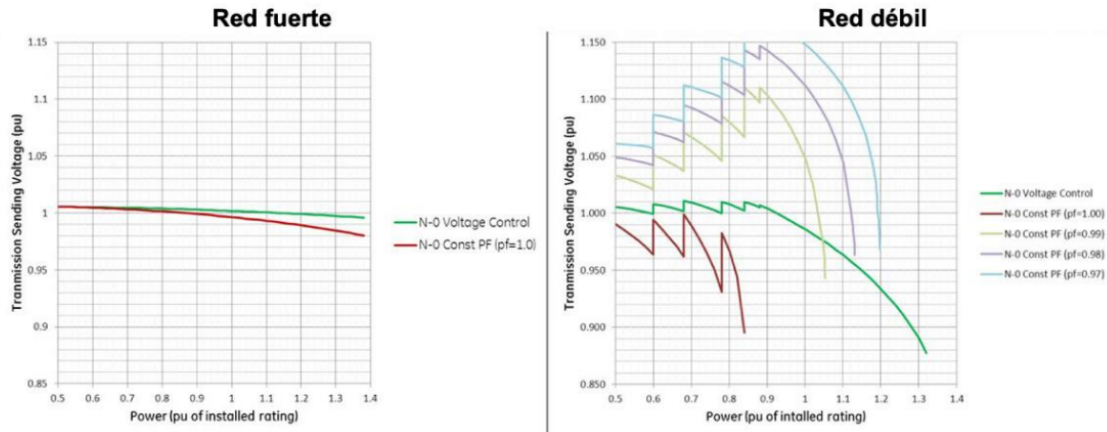


Figura 2.17: Modos de control y su efecto en la estabilidad de tensión [6].

Por último, otra característica relevante son los servicios asociados a la configuración de protección de los IBR, tales como la capacidad de fault ride-through (FRT) y la respuesta de no desconexión ante sobretensiones transitorias (capacidad HVRT).

La capacidad de inyección de corriente reactiva durante fallas (FRT) resulta fundamental para mantener la estabilidad de tensión. Dado que el comportamiento dinámico de las plantas renovables depende del diseño de sus controladores, el impacto sobre la red será diferente según la estrategia de FRT implementada.

La Figura 2.18 muestra la respuesta de varios parques eólicos del suroeste de Irlanda durante un cortocircuito trifásico en un corredor con alta penetración eólica. La falla se despeja completamente en 25 ciclos (500 ms), y se comparan diversas estrategias de FRT. Cada curva representa una estrategia diferente, evidenciando cómo la elección del control influye en la estabilidad de tensión.

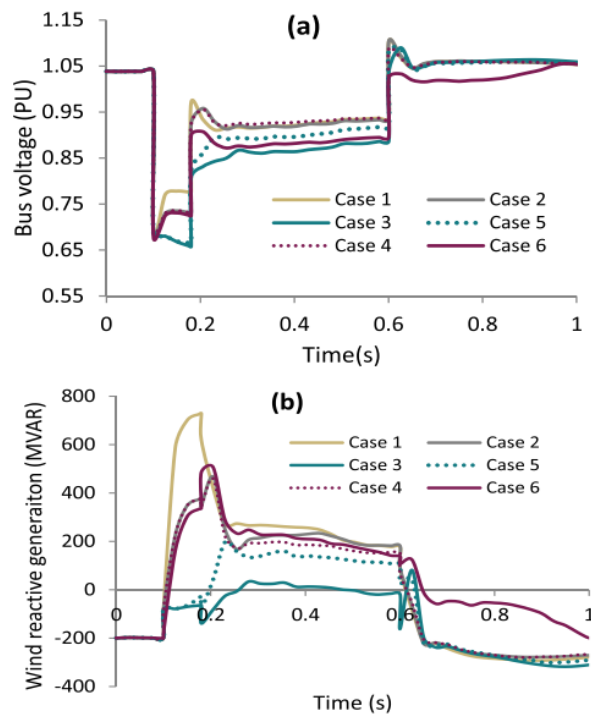


Figura 2.18: Impacto de distintas estrategias FRT en la estabilidad de tensión frente a fallas [27].

En redes eléctricas con alta integración de generación basada en convertidores, diversos eventos han demostrado que no es viable permitir la desconexión masiva de estas unidades durante contingencias, debido al efecto negativo sobre la estabilidad del sistema. Ejemplos de esto son los incidentes ocurridos en Europa (2006), el sur de California y el apagón de Australia en 2016 [28]. En todos estos casos, un factor común fue la baja robustez del sistema al momento de la falla.

Por esta razón, operadores y reguladores han establecido la obligación de que estas plantas permanezcan conectadas durante fallas, mediante requisitos de *Fault Ride Through* (FRT). En el caso de Chile, esta exigencia está normada por la NTSyCS, cuyo extracto se incluye en el Anexo 6.

2.6. Estado Actual de la Matriz Eléctrica Chilena y su la Planificación de la Operación Considerando Criterios de Estabilidad

Hasta abril de 2025, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) alcanzó 37.407,7 MW de capacidad instalada (potencia máxima bruta) para generar energía eléctrica, de los cuales 19.009,2 MW corresponden a centrales de Energía Renovable No Convencional (ERNC, clasificadas según la Ley 20.257). A continuación, se muestra el detalle de esa capacidad según tecnología y por región de localización, en la Figura 2.19 se puede observar la distribución por tipo de tecnología de esta energía con fecha abril 2025.

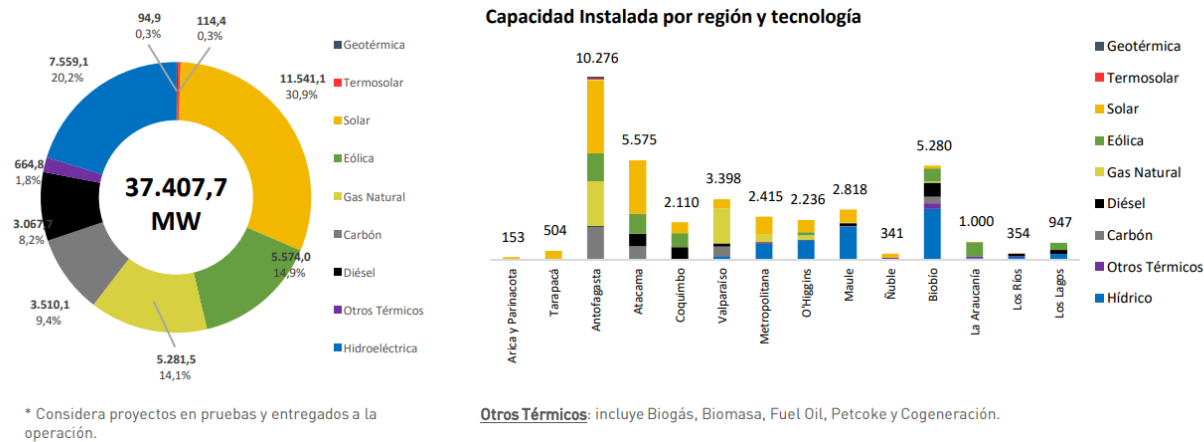


Figura 2.19: Capacidad Instalada por región y tecnología [29]

De esta capacidad, la distribución de las energías renovables se concentra en lugares estratégicos del país, en función del potencial de cada zona, tal que, en su mayor medida, las concentraciones se encuentran en la zona Norte. Considerando el potencial existente en la zona y las metas renovables a nivel nacional, se espera que dicha concentración de ERV continúe en los próximos años. Lo anterior llevará a una reducción importante de la inercia y los niveles de cortocircuito en el norte del país, poniendo en peligro la seguridad y estabilidad de todo el sistema [8].

Esta configuración energética surge bajo un periodo de transición orientado a la diversificación y descarbonización de la matriz. La Ley Marco de Cambio Climático instauró como objetivo:

(...) alcanzar y mantener la neutralidad de emisiones de gases de efecto invernadero al año 2050, adaptarse al cambio climático, reduciendo la vulnerabilidad y aumentando la resiliencia a los efectos adversos del cambio climático, y dar cumplimiento a los compromisos internacionales asumidos por el Estado de Chile en la materia.

Como meta de mitigación establece que, a más tardar en el año 2050, se deberá alcanzar la neutralidad de emisiones de gases de efecto invernadero. Dicha meta será evaluada cada cinco años por el Ministerio del Medio Ambiente, conforme a los instrumentos establecidos en la ley.

En el marco de estas medidas, entre junio de 2019 y julio de 2023 se han retirado 8 unidades generadoras de energía a carbón. Para el año 2025, se prevé que siete unidades adicionales estarán disponibles para ser retiradas, mientras que otras cinco unidades estarán listas para ser reconvertidas. En total, esto representa el 71 % de las unidades a carbón del país (20 de 28 unidades), lo cual subraya el esfuerzo de Chile en cumplir con sus objetivos de sostenibilidad y cambio climático [29].

A raíz de esto, se identifican desafíos importantes para la operación segura y estable del SEN. A lo que

el coordinador, bajo la preocupación de mantener los estándares de seguridad y calidad de servicio requeridos por la normativa, incluyó en el Informe de Propuesta de Expansión de la Transmisión 2022 un nuevo concepto de seguridad de operación y calidad de suministro asociado al análisis de la fortaleza de la red. En este se estudian diversas métricas de evaluación de robustez, incluyendo particularmente índices de nivel de cortocircuito, seleccionando el índice ESCR como el más adecuado para los estudios debido a su facilidad de implementación [8].

Esta herramienta ha sido utilizada en Chile para desarrollar estudios de nivel de inercia y cortocircuito [5], así como de fortaleza de red [21]. En base a los resultados, se anticipa la necesidad de implementación de un conjunto de condensadores síncronos, y tecnologías afines para mitigar los riesgos asociados a una baja robustez tal que estos permitan aumentar el valor de ESCR para cumplir con los estándares expuesto en CIGRÉ. En la Figura 2.20 se detalla los resultados del Estudio 2025-2030: Frecuencia, Inercia, Fortaleza de Red.

Fortaleza de red ESCR para los años 2025 y 2030 (Escenarios día y noche - sin y con condensadores síncronos)								
Subestaciones evaluadas	2025_Esc_Día	2025_Esc_Día con CS	2025_Esc_Noche	2025_Esc_Noche con CS	2030_Esc_Día	2030_Esc_Día con CS	2030_Esc_Noche	2030_Esc_Noche con CS
S/E Paríacota 220 kV	0.47	1.52	12.14	19.68	0.63	2.73	6.5	17.39
S/E Nueva Pozo Almonte 220	0.48	1.95	8.67	18.48	0.42	2.31	4.82	12.2
S/E Kimal 220 kV	0.52	1.94	3.79	11.64	0.37	1.75	1.99	6.52
S/E Kimal 500 kV	0.55	1.84	3.29	9.65	0.43	1.8	2.44	7.05
S/E Los Chagos 500 kV	0.57	1.78	2.92	8.63	0.48	1.77	2.6	6.93
S/E Paríñas 500 kV	0.6	1.75	2.74	7.34	0.53	1.72	2.72	6.78
S/E Cumbre 500 kV	0.68	1.76	2.84	7.14	0.63	1.73	2.8	6.39
S/E Nueva Cardones 500 kV	0.72	1.8	2.94	7.2	0.69	1.74	2.84	6.14
S/E Nueva Maitencillos 500 kV	0.82	1.94	3.1	7.19	0.79	1.79	2.9	5.6
S/E Nueva Pan de Azúcar 500	0.95	2.15	3.37	7.3	0.87	1.84	3.01	5.29
S/E Polpaico 500 kV	1.51	3.2	4.83	9.46	1.1	2.05	3.32	4.78
S/E Lo Aguirre 500 kV	1.67	3.53	5.17	9.89	1.13	2.05	3.29	4.55
S/E Alto Jahuel 500 kV	1.92	4.02	5.63	10.44	1.28	2.35	3.57	4.89
S/E Ancoa 500 kV	2.3	4.77	6.3	11.11	1.56	2.8	3.95	5.32
S/E Charrúa 500 kV	2.51	5.15	6.49	10.87	1.75	3.04	4.04	5.31

Figura 2.20: Valores del índice ESCR obtenidos por el Coordinador en un escenario de baja inercia sistémica para barras en los escenarios 2025-2030 de día y noche del SEN, con y sin compensación sincrónica [5].

En los resultados de este estudio, así como en investigaciones similares, se destaca que la zona norte del país es la más vulnerable a inestabilidades debido a sus bajos resultados en los índices de fortaleza de red. Esta área se divide en zonas, donde los valores del ESCR en las barras son similares en cada una de ellas. Estos valores tienden a aumentar conforme se avanza hacia el sur del país.

En la Figura 2.20 se observa como la implementación de condensadores síncronos permite llegar en cada barra al menos al límite inferior de los rangos, corresponde a 1.5. No obstante, este valor es flexible en la práctica según la topología (por ejemplo, tramos radiales) y del nivel de generación ERV adyacente a las barras, tal que se considera que es posible alcanzar hasta un valor de 1.3.

Esta herramienta no se ha limitado exclusivamente a la determinación de requerimientos de refuerzo de red, también es utilizada en diversos estudios operativos del sistema y como un foco importante para definir restricciones de operación. A continuación se detalla algunos estudios e informes en los cuales se ha tomado en consideración el límite del índice ESCR.

- Informe de Servicios Complementarios año 2023: El Coordinador incorpora dentro de los requerimientos la necesidad de contar con elementos que mejoren la robustez del sistema en las ubicaciones decretadas en el estudio de fortaleza de red.
- Estudio de Restricciones del sistema de transmisión: Se considera como criterio adicional de las

líneas de transmisión en la zona norte el cumplimiento del valor 1,5 del índice ESCR, llegando a aceptar 1,3 en algunas barras. Cabe destacar que este solo se usa como valor aproximado, pues no se procura que el escenario supere ese valor sino que se acerque.

- Minuta DAOP N°02/2024 Análisis de restricción de inercia en la zona del Norte Grande del SEN con escenarios de alta generación de ERV basada en inversores: Se evalúa mínimos niveles de inercia tal que se cumpla o acerque al mínimo valor de ESCR en barras de 220 kV de la Zona Norte del SEN para una determinada cantidad de escenarios.

A pesar de la creciente relevancia que indicadores como la Relación de Cortocircuito Equivalente (ESCR) han adquirido para la operación segura del sistema eléctrico en Chile, el marco normativo asociado a su aplicación en el estudio de la fortaleza de red es reducido y está en proceso de consolidación. Actualmente, no existe una normativa que estandarice aspectos fundamentales como los plazos para la ejecución de estudios, en que casos estos deben ser realizados, como y cuando se requerirá un estudio más detallado y con que tipo de simulación, los umbrales del índice ESCR para cada barra, ni las acciones operativas asociadas a cada nivel de severidad, como sí ha sido establecido en otros países.

Una problemática recurrente en los textos donde se utiliza la herramienta es su limitación por la ausencia de una base de datos consolidada que permita realizar simulaciones electromagnéticas transitorias (EMT) para los casos débiles del SEN. Esta limitación, ha frenado la elaboración de estudios sistemáticos que respalden técnicamente los valores de referencia para el índice ESCR y su impacto sobre la estabilidad de la red, especialmente en zonas con alta penetración de generación basada en convertidores.

Bajo este vacío normativo, uno de los antecedentes más relevantes es el estudio encargado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) y desarrollado por energiE en 2023 [4], el cual recomienda avanzar hacia la incorporación formal de estos indicadores en los procesos de planificación de la red y en los procedimientos normativos. El informe propone, además, la necesidad urgente de establecer métricas oficiales, metodologías adaptadas al contexto del sistema chileno, y requisitos técnicos claros para los proveedores de servicios de robustez, incluyendo tecnologías como condensadores sincrónicos, convertidores grid-forming y sistemas de almacenamiento.

Actualmente uno de los criterios que más se acerca a los planteamientos internacionales, radica en el Artículo 3,34 de la NTSyCS, este regula la capacidad de cortocircuito en el punto conexión enlaces HVDC mediante la razón efectiva de cortocircuito trifásico (RECC), cuya formula se describe a continuación.

$$RECC \geq \frac{\text{Capacidad de cortocircuito del Sistema AC [MVA]} - \text{Capacidad Reactiva Enlace HVDC [MVA]}}{\text{Potencia Transmitida [MW]}} \quad (2.6)$$

Se espera que en la S/E de conexión su valor sea superior a 2,5 para todas las condiciones de despacho efectivas. Sin embargo, dado el contexto presentado este índice no modelaría correctamente zonas con gran concentración de IBR, pues no toma en cuenta la posible interacción entre inversores cercanos.

2.7. Experiencia Internacional

2.7.1. Eventos Registrados

En cuanto a la experiencia internacional, varios países que se encuentran en proceso de cambio de la matriz de generación convencional a fuentes de energías renovables, han observado contingencias en las que se han desconectado grandes bloques de generación renovable. Los que se han asociado a problemas de fortaleza de la red. Estas contingencias se observan en zonas con alta penetración de renovables basadas en inversores, ya que se generan fenómenos como inestabilidades de tensión, interacciones entre sistemas de control y contingencias que provocan su desconexión.

A continuación se resumen diversos estudios y eventos ocurridos en ciertas regiones de países como Australia, Estados Unidos y España bajo un contexto de baja fortaleza de red.

2.7.1.a. Australia

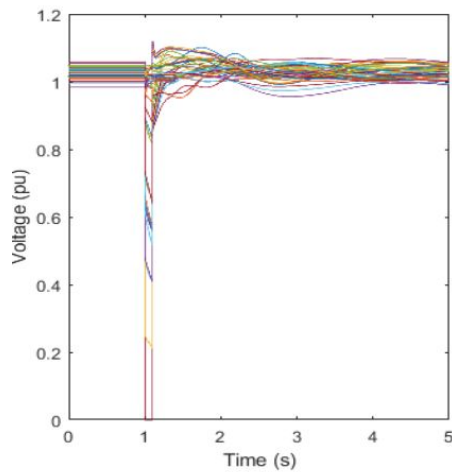
El mercado eléctrico australiano o mercado eléctrico Nacional de Electricidad (NEM) se forma de unos 40.000 kilómetros de líneas de transmisión e interconecta cinco jurisdicciones de Australia: Queensland, Nueva Gales del Sur, Victoria, Australia del sur y Tasmania. Según el Plan Integrado AEMO se espera que el 63 % de las centrales a carbón se retiren para el año 2024 [4].

Por esta razón, este sistema se ha utilizado como referencia en estudios sobre el aumento de la inserción de ERV, como se presenta en el Caso 1. A su vez, ha experimentado directamente los efectos asociados al debilitamiento de la robustez del sistema, lo que se evidencia en el Caso 2. Ambos casos constituyen ejemplos representativos dentro de una amplia gama de pruebas y análisis realizados en el sector, los cuales han puesto de manifiesto las consecuencias de una baja robustez y han motivado el desarrollo de métricas específicas en la regulación energética del país para abordar esta problemática.

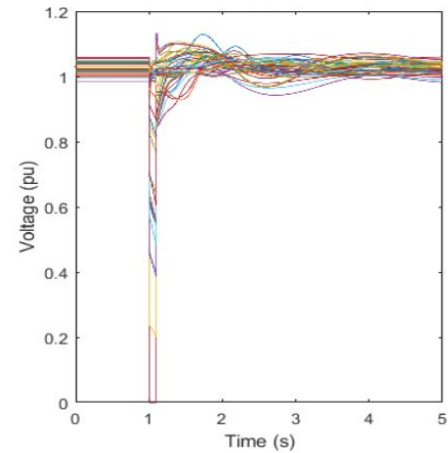
Caso 1: Aumento de oscilaciones posteriores al disturbio a medida que se integra mayor generación renovable

En la Figura 2.21 se muestra la respuesta de una red de prueba con 14 generadores, basada en la red del sudeste de Australia, ante un cortocircuito trifásico, en ella se aprecia la evolución de la respuesta a medida que se integra mayor generación renovable.

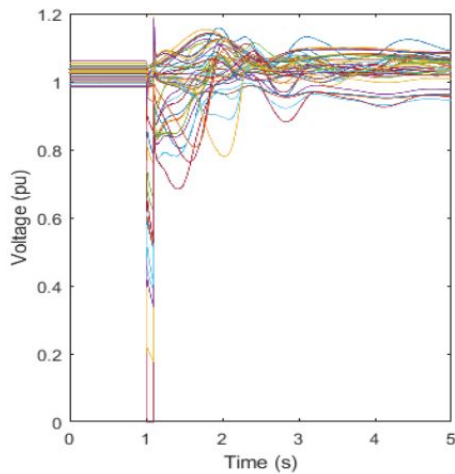
De manera similar al caso anterior, existen oscilaciones luego del evento ante una baja fortaleza de red, pero en este caso se evidencia como la cantidad de generación basada en inversores afecta directamente el comportamiento dinámico de la tensión.



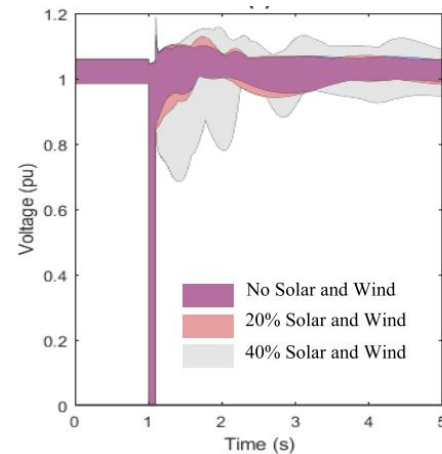
Sin generación renovable basada en inversores.



20 % de generación renovable basada en inversores.



40 % de generación renovable basada en inversores.



Análisis general.

Figura 2.21: Comparación del sistema con distintos niveles de generación renovable basada en inversores [30].

Caso 2: Oscilaciones sostenidas posteriores a disturbios en varias regiones del Mercado Eléctrico Nacional (NEM) de Australia.

Entre los fenómenos más comunes registrados recientemente en varias regiones del Mercado Eléctrico Nacional (NEM) de Australia se encuentran las oscilaciones de tensión sostenidas después de una perturbación. Hasta la fecha, todas las experiencias han estado asociadas a interacciones subsíncronas entre múltiples IBR eléctricamente próximas.

La Figura 2.22 muestra una manifestación muy común de condiciones de baja fortaleza del sistema simuladas utilizando el modelo EMT de gran escala del NEM. En este caso, una perturbación como una contingencia produce oscilaciones sostenidas posteriores al disturbio, con una frecuencia de 7 a 10

Hz, y fue el principal problema operativo identificado en la zona de West Murray durante períodos de alta generación eólica y solar.

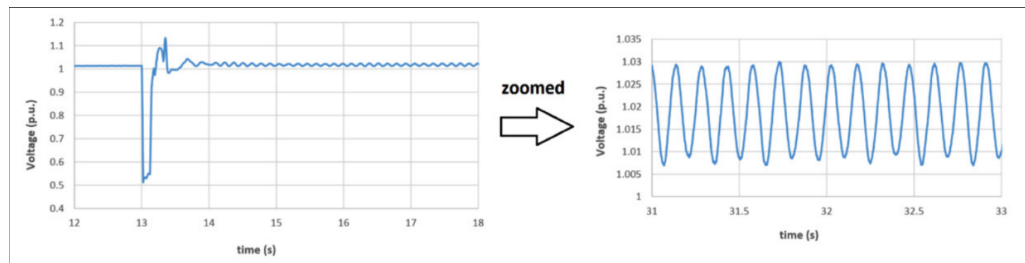


Figura 2.22: Ejemplo de tensión de red bajo condiciones de baja fortaleza del sistema [8].

En respuesta a estas oscilaciones Australia desarrolló una metodología aplicada en la práctica para identificar y mitigar estas oscilaciones de tensión sostenidas tras perturbaciones en el área de West Murray del NEM, zona que actualmente experimenta una de las mayores penetraciones de IBR de todo el mercado. Se desarrolló un modelo detallado de transitorios electromagnéticos (EMT) del sistema de potencia de mayor alcance para estas evaluaciones.

La metodología les permitió determinar hasta qué punto cada IBR contribuía a dichas oscilaciones sostenidas. Esto ayudó a definir soluciones eficientes enfocándose en los IBR con mayor impacto adverso. Un hallazgo importante de este análisis fue que no todos los IBR afectan negativamente las oscilaciones de tensión post-perturbación: algunos tienen un impacto despreciable, mientras que al menos uno destacó por aportar amortiguamiento positivo a estas oscilaciones sin necesidad de condensadores síncronos u otros equipos de soporte [6].

2.7.1.b. Estados Unidos - Texas

El sistema eléctrico del estado de Texas posee una zona de gran concentración de energías renovables basada en convertidores al igual que la zona norte de Chile. En su caso es denominada CREZ, que es un área de desarrollo para energías renovables y se encuentran ubicadas a una considerable distancia de los principales centros de carga.

En el artículo [25] se preveía que debido a la baja fortaleza de red podrían existir dos principales preocupaciones de estabilidad: sobretensión temporal y oscilaciones de tensión explicitado en la Figura 2.24, y inclusive el estudio también indicó que el sobretensión temporal, como se muestra en la Figura 2.23, puede llevar al colapso de tensión alto si los Parques Eólicos (WPP) están equipados con capacidad limitada de “ride through” de alta tensión (HVRT).

Los resultados del estudio fueron evidenciados de manera real en el sistema luego de una desconexión programada de una de las líneas de transmisión que resultó en una reducción adicional de la fortaleza del sistema disponible.

Se observaron dos tipos de oscilaciones de tensión: oscilaciones mal amortiguadas y oscilaciones no amortiguadas. Las oscilaciones de tensión crecientes finalmente provocaron la desconexión del parque eólico, estas se muestran en las Figuras 2.25 y 2.26

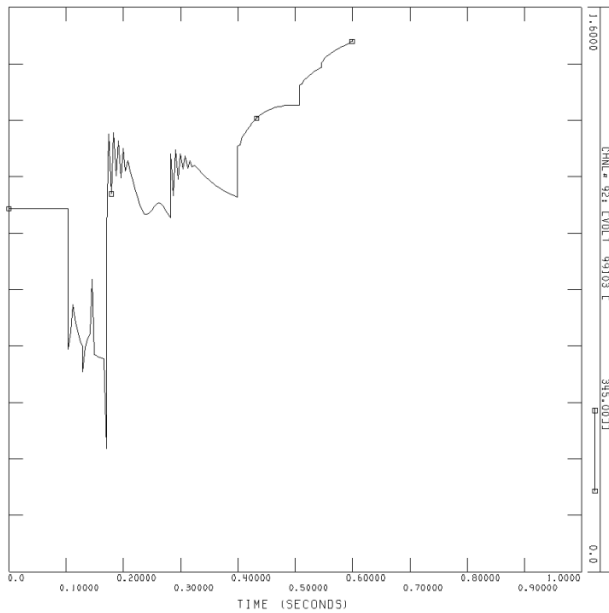


Figura 2.23: Colapso de Tensión [25]

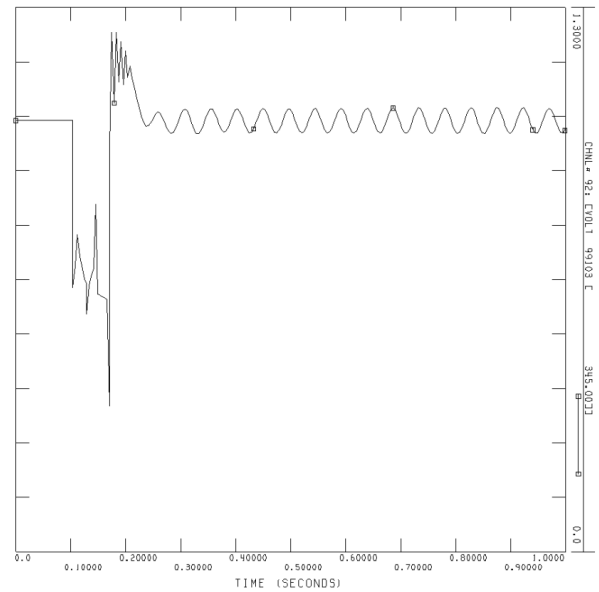


Figura 2.24: Peak de Tensión [25]

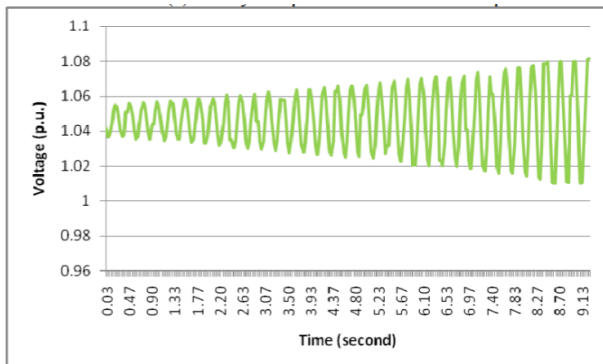


Figura 2.25: Oscilación de Tensión en CREZ [25]

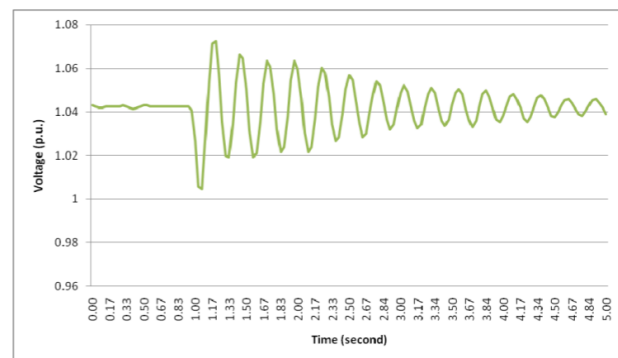


Figura 2.26: Oscilación de Tensión en CREZ [25]

2.7.2. Metodologías Análisis de Fortaleza de Red

Una vez evidenciados los efectos de una baja fortaleza de red a nivel internacional, resulta evidente la necesidad de desarrollar metodologías y normativas que permitan enfrentar esta problemática. La capacidad de identificar sistemas eléctricos débiles es fundamental para planificar y operar el Sistema de Potencia de manera confiable, ya que permite anticipar las zonas donde podrían surgir problemas asociados a una red con bajo soporte eléctrico [6].

Hasta ahora, pocos operadores de red han incorporado criterios específicos de fortaleza de red. Entre quienes sí lo han hecho, considerando las características topológicas y la distribución de generación de sus sistemas, destacan ERCOT (Texas, EE. UU.) y AEMO (Australia) [4].

Los cuadros comparativos que se presentan a continuación muestran los indicadores de nivel de cortocircuito (SCL) utilizados en España, Australia y Texas para evaluar la estabilidad del sistema eléctrico. En ellos se detallan los estándares normativos asociados, el indicador principal empleado, sus limitaciones, los requisitos de modelación, las tecnologías presentes en el sistema, la periodicidad de cálculo

y otras implicancias derivadas del uso de estos indicadores [4].

Tabla 2.2: Comparación de Indicadores SCL en Diferentes Países [4].

Indicadores SCL	España	Australia	Texas
Normativa o Estándar Asociado	Reglamento (UE) 2016/631, 14 de abril de 2016. (B.O.E.), Disposición 9231 del 02/06/2021.	NER Cláusula 5.20	Essential Reliability Services Task Force Report. Measure 10
Indicador Principal	WSCR	MSCR	WSCR
Limitaciones del Indicador	Dificultad para determinar las zonas de influencia, por lo que el indicador podría no ser preciso	El indicador se utiliza como valor referencial para evaluar si se requiere EMT	Dificultad para determinar las zonas de influencia, por lo que el indicador podría no ser preciso
Requerimientos de Modelación	En zonas con redes débiles se requiere modelación EMT	En primera instancia modelación RMS; si afecta significativamente se requiere EMT	En zonas con redes débiles se requiere modelación EMT
Tecnologías que prestan el servicio	GS; CS; BESS-GF; Sistema de transmisión; ajuste de controladores ERNCCC; SVC-STATCOMs	GS; CS; BESS-GF; Sistema de transmisión; ajuste de controladores ERNCCC; SVC-STATCOMs	GS; CS; BESS-GF; Sistema de transmisión; ajuste de controladores ERNCCC; SVC-STATCOMs
Periodicidad de Cálculo	2 años	12 meses o ante modificación significativa	12 meses
Horizonte de Simulación	2 años	2 años	12 meses
Implicancias del Indicador Desfavorable	El indicador evalúa la criticidad de la red (punto de evaluación de estabilidad estática y dinámica).	Proyecto debe realizar refuerzos en la red para conectarse	El índice es utilizado bajo el gap de 1.5; se requieren mejoras en integración ERNC-CC en tiempo real.

Al analizar las distintas metodologías internacionales orientadas a la evaluación y resguardo de la fortaleza de red, se observa como los índices SCL funcionan como una herramienta reguladora que permite enfocar los recursos de las organizaciones a aquellas zonas o actividades que pueden afectar la estabilidad del sistema debido a una baja fortaleza de red.

Los marcos regulatorios abordan este fenómeno considerando diversos horizontes temporales. Estos van desde la operación en tiempo real, pasando por la planificación a corto plazo, especialmente relevante para la conexión de nuevos recursos basados en IBR hasta la planificación estratégica a largo plazo.

Esta clasificación temporal responde a la comprensión de que tanto los recursos disponibles como las soluciones técnicas viables pueden variar significativamente dependiendo del horizonte de análisis. Además, existe una diferencia importante en la precisión alcanzable en la modelación del sistema eléctrico, lo que repercute directamente en la fidelidad de los resultados obtenidos a partir de simulaciones dinámicas [8]. Un ejemplo ilustrativo es el caso de Australia, donde se han establecido requerimientos diferenciados según el plazo: para el corto plazo se exige modelación y análisis bajo enfoque RMS, mientras que para estudios de largo plazo se privilegian modelos de tipo EMT.

Por lo general, los estudios de fortaleza de red son llevados a cabo en plazos estandarizados definidos por

cada organismo regulador nacional, aunque también pueden ser exigidos en situaciones excepcionales, como ante modificaciones significativas en la configuración del sistema eléctrico.

Adicionalmente, en el contexto de la conexión de nuevos generadores, es habitual que se establezca un umbral mínimo de fortaleza de red como condición técnica de acceso. Estos requisitos de conexión buscan garantizar la estabilidad y confiabilidad del sistema ante la incorporación de nuevas fuentes de generación, particularmente en zonas donde la red puede presentar debilidades estructurales.

Capítulo 3

Metodología

La metodología descrita en el presente capítulo se fundamenta en la ejecución de simulaciones del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) mediante el software DIgSILENT PowerFactory. Se expone en detalle cada una de las etapas que conforman el procedimiento metodológico utilizado para evaluar la idoneidad de los rangos del índice ESCR actualmente aplicados en el SEN como herramienta de caracterización de su robustez. Asimismo, se especifican las variables eléctricas consideradas, los estándares técnicos empleados y los criterios de análisis adoptados en el estudio.

De forma general, la metodología se organiza en tres etapas principales. La primera corresponde a la selección del caso de estudio, utilizando una base de datos oficial del Coordinador y que disponga de casos con bajas condiciones de fortaleza de red, especialmente en la zona norte del país.

La centralización en el Norte de Chile se fundamenta en una revisión bibliográfica y técnica de estudios elaborados por el Coordinador descritos en la sección 2.6, los cuales identifican a la zona Norte como la de mayores desafíos en términos de estabilidad eléctrica debido al creciente nivel de penetración de generación renovable. Como parte de esta etapa, se identifican también las barras y contingencias más representativas y críticas para el análisis.

La segunda etapa contempla el desarrollo de casos de operación, diseñados con el propósito de representar condiciones tanto dentro como fuera de los rangos de aceptabilidad del índice ESCR. Estos casos son sometidos a una validación operativa estática, así como a un análisis modal de estabilidad de pequeña señal, para asegurar su correcto desempeño operativo antes de proceder la evaluación de eventos mediante simulaciones dinámicas.

Finalmente, en la tercera etapa, se lleva a cabo el cálculo de los índices en las barras de estudio y la verificación de la respuesta dinámica del sistema ante contingencias seleccionadas en la etapa 1, evaluando su comportamiento frente a perturbaciones a través de simulaciones en el dominio fasorial (RMS). Los resultados son contrastados con los estándares normativos de recuperación dinámica mínima establecidos en la normativa técnica vigente (NTSyCS).

La Figura 3.1 presenta un diagrama de flujo que resume el enfoque metodológico adoptado para el desarrollo del estudio.

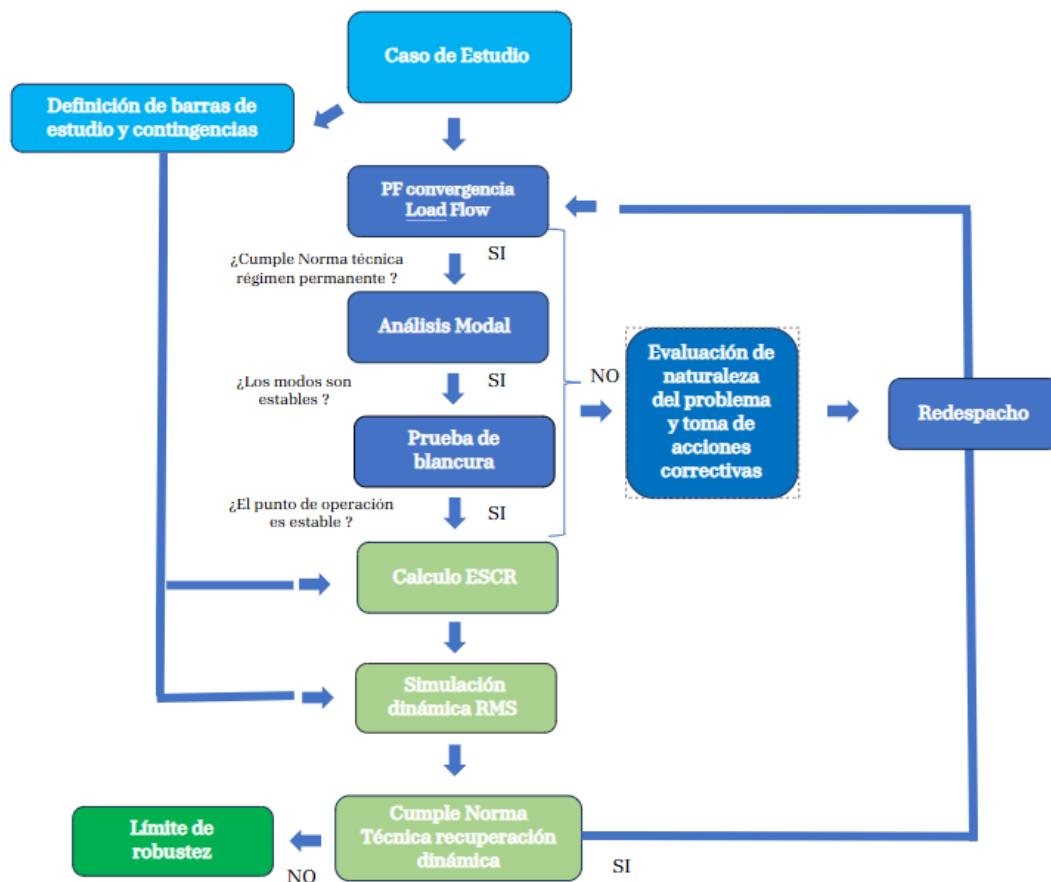


Figura 3.1: Metodología de trabajo.

3.0.1. Caso de Estudio

El caso de estudio utiliza la base de datos *ERST 2024 Zona Norte N-S NG A NCh A1* del software DIGSILENT PowerFactory, publicada por el Coordinador para el Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión 2025 [31] de la zona norte del SEN. Esta base de datos está construida sobre la información oficial de corto plazo correspondiente al segundo semestre de 2023, a la cual se incorporaron las nuevas obras previstas para entrar en servicio hasta diciembre de 2024.

Particularmente, esta base focaliza el desarrollo de sus casos en la zona Norte Grande y Norte Chico del SEN, lo cual abarcan desde la S/E Parinas hacia el norte y S/E Parinas 500 kV por el norte hasta las S/E Polpaico 500 kV, Quillota 220 kV y Nogales 220 kV por el sur.

En estos casos se estudia la operación mínima de unidades síncronas necesarias para garantizar la estabilidad del ángulo de fase y cumplir con los criterios de restablecimiento dinámico de tensión establecidos en normativas vigentes, especialmente en situaciones de altas transferencias de potencia activa entre el Norte Grande y el resto del sistema.

Entre las características más importantes de los casos se tiene que:

- Transferencia altas desde norte al resto del SEN.
- Demandas altas del SEN entre 10.500 Y 12.500 MW.

- Toda las compensaciones serie (CCSS) de las líneas de 500 kV del Sistema de Transmisión Nacional (STN) en servicio.
- Toda la reserva de potencia activa para cubrir el aumento de pérdidas producto de la contingencia analizada proviene de aguas arriba del tramo analizado, específicamente de las unidades del Norte Grande.
- Equivalentes PMGD de la zona norte con 80 % de carga.
- Las ampliaciones del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) definidas para el periodo comprendido entre julio de 2024 y diciembre de 2025 (Res. Ex. CNE junio 2024).
- Despachos de generación correspondientes a casos de demanda alta, media y baja con hidrologías media y seca (años hidrológicos con probabilidades de excedencia de energía afluente de 50 % y 90 %, respectivamente), los cuales se utilizan sólo como casos iniciales referenciales y son modificados con motivo de obtener las máximas transferencias por el sistema de transmisión.
- Todos los casos analizados consideran en servicio la nueva línea 4x220 kV con la cual se seccionará la línea Quillota – Los Piuquenes 220 kV en la S/E Centella, cuya fecha de entrada en operación se estimaba al inicio del Estudio (septiembre 2024) para diciembre de 2024.
- En cuanto al moldeamiento de las unidades basadas en inversores, es importante señalar que todas las unidades consideradas son del tipo grid-following.

3.0.1.a. Definición Barras de Estudio

La selección de las barras de estudio se orienta inicialmente hacia aquellas de nivel de tensión 220 kV con alta concentración de generación renovable variable ubicadas en la Zona Norte del SEN. En particular, se consideran las barras cuyo denominador en la fórmula del índice ESCR supera los 2000 MW, según los resultados y criterios definidos en el Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión 2025 [31].

También se incluyen barras con baja concentración de IBR (denominador menor a 2000 MW) con tal de tener un contraste de resultados. Complementariamente, y en línea con los diversos factores que pueden afectar los márgenes de estabilidad del sistema, además de la concentración de recursos basados en inversores. Esta ampliación considera barras con proximidad a unidades de generación sincrónica como la inclusión de barras en diferentes zonas topológicas de la red, abarcando configuraciones radiales y enmalladas. El objetivo de esta selección es capturar una mayor variedad de condiciones operativas, lo cual permite evaluar la sensibilidad del índice ESCR bajo distintos contextos de red. Esta diversidad contribuye a fortalecer el análisis y a obtener conclusiones más sólidas sobre la pertinencia y los límites de los rangos ESCR actualmente utilizados en el SEN.

Adicionalmente, se incorpora la barra Parinacota, identificada como la más sensible a perturbaciones según el Estudio de Restricciones del Sistema de Transmisión 2023 (publicado en mayo de 2024). Esta barra no solo presenta uno de los niveles más bajos de fortaleza de red, sino que también es reconocida como representativa del comportamiento del Norte Grande por su ubicación periférica y su exposición a condiciones críticas de operación [32].

Barras		
Parinacota	Diego de Almagro	Polpaico (TRANSELEC)
Condores	Domeyko	Crucero
Pozo Almonte	O'Higgins	Laberinto
Nueva Pozo Almonte	Carrera Pinto	Cardones
Lagunas	Pan de Azúcar	Maitencillo
San Simón	Atacama	Los Changos
Collahuasi	Esmeralda	Algarrobal
Illapa	Kimal	Encuentro
Miraje	Gaby	Nueva Zaldívar
María Elena	Chuquicamata	Calama Nueva
Ana María	Andes (AES Gener)	Kelar
Kapatur	Angamos	Norgener
Tarapacá	Cerro Pabellón	Cochrane
Santa Rita	—	—

Tabla 3.1: Clasificación de 220 kV consideradas para el cálculo de ESCR.

3.0.1.b. Definición de Contingencias

Para la definición de las contingencias, se tiene como criterio que su severidad esté acogida en el Art. 5-32 de la NTSyCS.

Considerando lo anterior, se trabaja con eventos simples de severidad 4, cuya definición se presenta en el Anexo 6.2. En este contexto, el estudio contempla la ocurrencia de cortocircuitos bifásicos a tierra sin impedancia de falla.

La selección de las líneas sobre las cuales se aplican las contingencias se enfoca en aquellos tramos que presentan las condiciones más críticas del sistema de transmisión en la zona norte del SEN. Estos tramos se identifican por su relevancia en la alimentación de grandes centros de consumo o generación, o por su papel clave en la transferencia de energía hacia y desde dicha zona. Esta selección se justifica en función del alto impacto que una contingencia en estas líneas podría tener sobre la estabilidad de las barras consideradas en el estudio.

Para ello, se toman como referencia las líneas de 220 kV y 500 kV más críticas del sistema, según estudios de restricción del sistema de transmisión 2025, nivel de inercia, cortocircuito y estabilidad de fortaleza de red, como se indica de manera referencial en los documentos [5, 21, 31].

Adicionalmente, se procura que en las proximidades de cada barra seleccionada para el estudio exista al menos una contingencia aplicada sobre alguna de las líneas cercanas o directamente conectadas a dicha barra. Para cada caso, las contingencias se simulan al 5 % de la longitud de la línea, medida desde uno de sus extremos, y se considera un tiempo máximo de despeje de 120 ms, en conformidad con lo establecido en la NTSyCS.

La Tabla 3.2 presenta un resumen de las 17 contingencias analizadas, mientras que la Figura 3.2 ilustra la ubicación geográfica de cada uno de los cortocircuitos considerados.

Tabla 3.2: Listado de contingencias simuladas (5 % de la línea, 2F-T con despeje en 120 ms)

Cont.	Línea	Cont.	Línea
F01	500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	F09	220 kV Laberinto - Nueva Zaldívar
F02	500 kV Los Changos - Parinas	F10	220 kV O'Higgins - Domeyko
F03	220 kV Tarapacá - Lagunas	F11	220 kV Nuevo Zaldívar - Domeyko
F04	220 kV Encuentro - Kimal	F12	220 kV Diego de Almagro - Illapa
F05	220 kV Crucero - María Elena	F13	220 kV Illapa - Carrera Pinto
F06	220 kV Changos - Kapatur	F14	220 kV Carrera Pinto - Cardones
F07	220 kV Maitencillo - Don Héctor	F15	220 kV Cardones - Algarrobal
F08	220 kV Frontera - María Elena	F16	220 kV Pan de Azúcar - Las Palmas / Don Goyo
		F17	221 kV Cumbres - Illapa

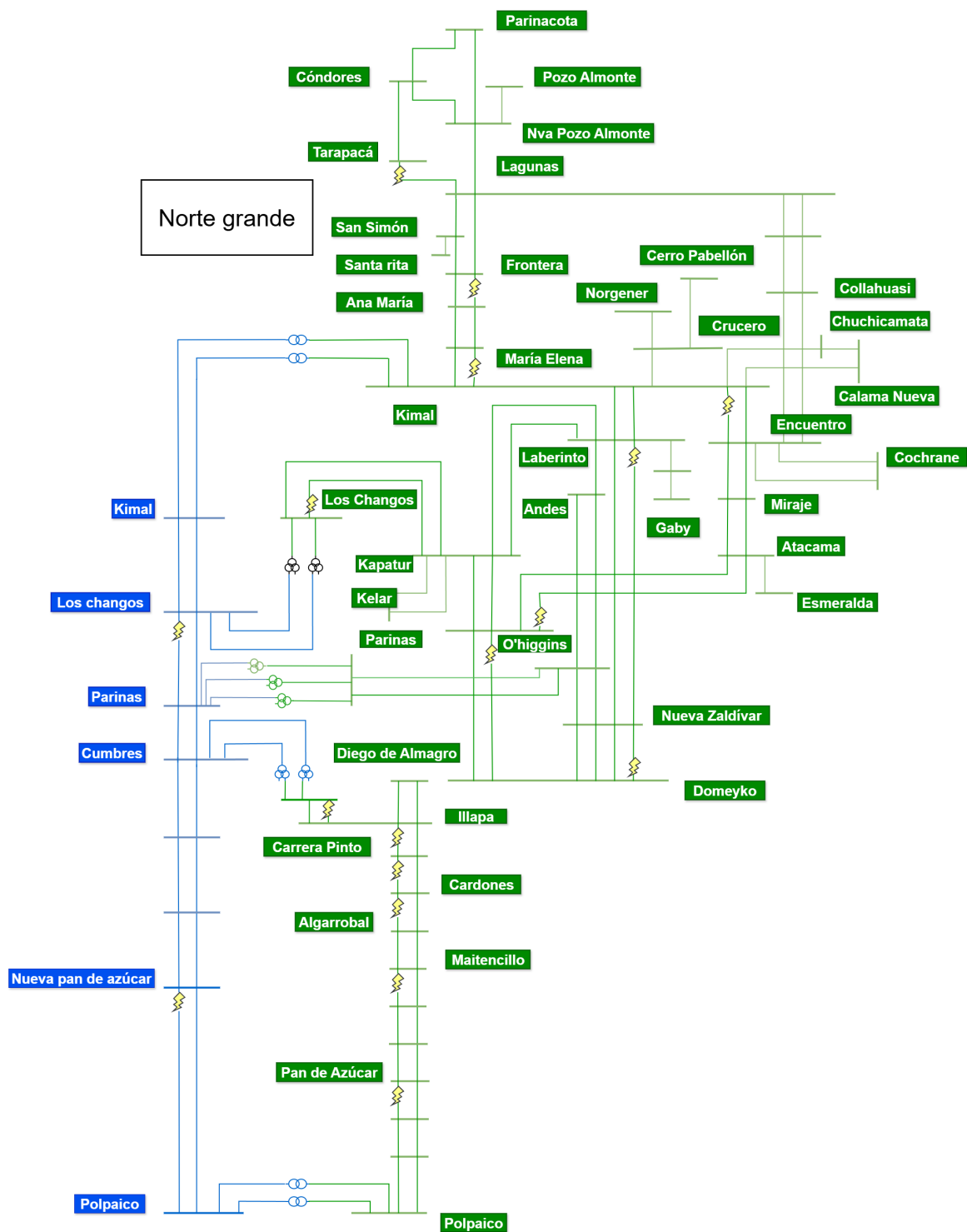


Figura 3.2: Diagrama Unilineal simplificado con las contingencias severidad 4 en la Zona Norte del SEN.

3.0.2. Definición Casos de Estudio

Para evaluar la sensibilidad del sistema eléctrico frente a distintas condiciones de fortaleza, se definieron diversos casos de operación que permitieran observar el comportamiento del índice ESCR tanto dentro como fuera de los rangos recomendados por CIGRÉ.

En particular, se buscan casos en los que el valor del índice ESCR en determinadas barras del sistema se encuentra por debajo del límite inferior mostrado en la Figura 2.11 y sobre este.

Los casos se construyen a partir de la base de datos utilizada en el *Estudio de restricciones en el sistema de transmisión (ERST)* publicado en 2024 como punto de partida. A fin de mantener una base de comparación homogénea entre todos los casos, se fija como referencia una transferencia de 2100 MW por el tramo de 500 kV Nuevo Pan de Azúcar - Polpaico, el cual es el límite máximo de transmisión. Esta condición es representativa de una situación de alta exigencia operativa y permite analizar el impacto de diferentes configuraciones de generación sobre los niveles de fortaleza de la red y como esto puede estar ligado a una mayor probabilidad de incumplimientos normativos.

Para lograr valores bajos de ESCR, se realiza un despacho a potencia mínima de las unidades térmicas ubicadas en el Norte Grande y Norte Chico, lo que constituye la condición más desfavorable desde el punto de vista de la robustez del sistema. El procedimiento de definición de casos es iterativo y consiste en modificar progresivamente la participación de máquinas síncronas y generadores basados en inversores hasta alcanzar el rango de valores ESCR deseado.

Finalmente, cada escenario generado es sometido a una verificación técnica que incluye la verificación de la convergencia numérica de las simulaciones, el cumplimiento de los estándares del nivel de tensión establecidos en la NTSyCS en estado permanente para un Estado Normal, un análisis modal o estudio de pequeña señal procurando eliminar aquellos modos inestables que se presenten en los casos, y finalmente una prueba de blancura para verificar que el punto de equilibrio es estable. En esta etapa se utilizan las recomendaciones metodológicas extraídas del artículo [33].

3.0.2.a. Requerimientos de Seguridad y Calidad de Servicio en estado permanente

El Sistema Interconectado deberá operar en Estado Normal con todos los elementos e instalaciones del Sistema de Transmisión y compensación de potencia reactiva disponibles, y con suficientes márgenes y reservas de potencia reactiva en las unidades generadoras, condensadores estáticos y sincrónicos. Para ello, el Coordinador y los Coordinados, según corresponda, deberán controlar que la magnitud de la tensión en las barras del Sistema Interconectado esté comprendida entre:

- a) 0,97 y 1,03 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 500 [kV].
- b) 0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV].
- c) 0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal inferior a 200 [kV].

Para cualquier configuración de demanda y generación del Sistema Interconectado, el Coordinador y los Coordinados, según corresponda, operarán los elementos serie manteniendo la corriente transportada en un valor inferior o, a lo sumo, igual al 100 % de la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente, tanto en Estado Normal como en Estado de Alerta.

3.0.3. Metodología para el Cálculo de ESCR

El cálculo del índice de robustez se lleva a cabo mediante la herramienta desarrollada en [23], que consiste en un programa en Python que para este trabajo será referenciada como herramienta *network_manager_AS_version*. Esta herramienta interactúa de manera directa con el software DigSilent permitiendo calcular los índices SCR, WSCR y ESCR de manera rápida y simplificada, dando alternativas en la metodología de cálculo acorde a lo especificado en la literatura y las alternativas del software computacional DigSilent.

Entre las opciones se permite configurar:

- Metodología de cálculo del factor de interacción
- Margen a considerar para el factor de interacción
- Cálculo de corriente de cortocircuito mínima o máxima
- Configuraciones técnicas para el guardado y el formato de manipulación de datos.

El detalle de su aplicación se encuentra descrito en el Anexo 6.3

3.0.4. Verificación Estabilidad Dinámica RMS

Una vez definidos los distintos casos de operación del SEN, se procede a la simulación de las contingencias seleccionadas para cada uno de los puntos de operación. Estas se llevan a cabo mediante el software DIGSILENT PowerFactory, operando en el dominio fasorial (RMS).

El análisis se centra en el comportamiento de variables eléctricas críticas, tales como la tensión en las barras, la potencia activa en las líneas de transmisión y el ángulo de los generadores activos en la zona norte. El objetivo es verificar el cumplimiento de los estándares de desempeño establecidos en la NTSyCS, particularmente en lo que respecta a los criterios de recuperación de tensión y amortiguamiento de oscilaciones de potencia post contingencias simples, criterios los cuales se abordan en detalle más adelante.

Así mismo, se verifica el comportamiento del ángulo de los generadores cercanos a las barras de estudio, corroborando de que los generadores no pierden sincronismo a causa de la disminución de la robustez.

Con el fin de agilizar la ejecución de simulaciones y el procesamiento de grandes volúmenes de datos, se desarrolló un script en Python que automatiza la interacción con DIGSILENT PowerFactory. Esta herramienta permite ejecutar sistemáticamente los casos definidos, simular las contingencias y extraer de forma automática las variables eléctricas relevantes para cada barra y evento analizado. Posteriormente, los datos obtenidos son procesados y analizados, con énfasis en la influencia del índice ESCR sobre la respuesta dinámica del sistema.

3.0.4.a. Estándares de Recuperación Dinámica - Artículo 5-34 (NTSyCS)

En Estado Normal, al ocurrir una contingencia de severidad hasta 7, la tensión no deberá descender transitoriamente por debajo de 0,70 [pu] después de 50 [ms] de despejada la contingencia, en ninguna barra del sistema de transmisión. Se admite, en caso necesario, la utilización de recursos generales y adicionales de control de contingencias. La tensión tampoco podrá permanecer por debajo de 0,80 [pu] por un tiempo superior a 1 segundo. La magnitud de la tensión en todas las barras del sistema

interconectado deberá converger a su valor final, ingresando dentro de una banda de tolerancia de $\pm 10\%$ en torno al mismo, en un tiempo no superior a 20 segundos, medido desde el instante de ocurrencia de la contingencia. En la Figura 3.3 se detalla gráficamente lo descrito anteriormente.

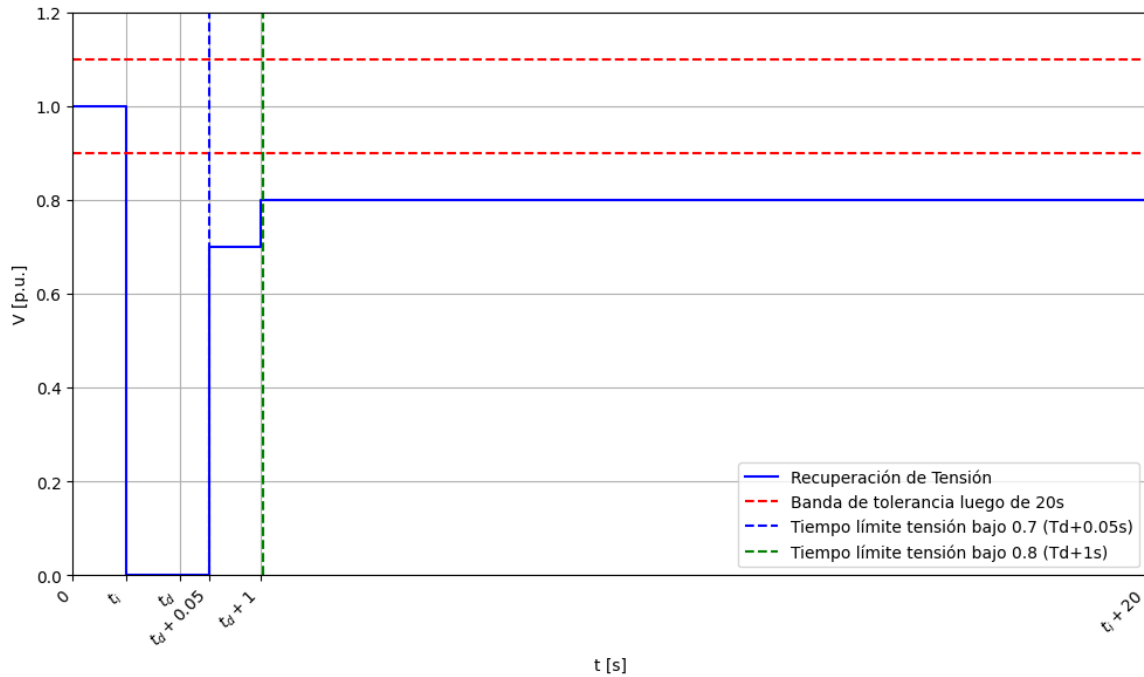


Figura 3.3: Límites de recuperación dinámica para cumplir con la NTSyCS.

T_d : Tiempo de despeje

T_i : Tiempo de inicio de la contingencia

Cabe destacar, que los tiempos de despeje o tiempos de actuación de los sistemas de protección de las instalaciones falladas deben garantizar el efectivo despeje de las contingencias en los siguientes plazos:

- Menos de 6 ciclos (120 [ms]) para contingencias en unidades generadoras directamente conectadas a instalaciones del Sistema de Transmisión.
- Menos de 20 ciclos (400 [ms]) para contingencias en líneas y transformadores del Sistema de Transmisión con tensión nominal inferior a 200 [kV].
- Menos de 6 ciclos (120 [ms]) para contingencias en líneas y transformadores del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 [kV].
- El tiempo máximo de despeje indicado en el inciso c) es aplicable ante Contingencia Simple y bajo condiciones normales de operación de los esquemas de teleprotección.
- Para asegurar la selectividad en la operación de los sistemas de protección, los pasos de coordinación para operaciones en respaldo deben ser, como mínimo, de 15 ciclos (300 [ms]).

3.0.4.b. Estándares de Recuperación Dinámica Artículo - Margen de Estabilidad Oscilatoria - Artículo 5-38 y 5-39 (NTSyCS)

El factor de amortiguación de las oscilaciones electromecánicas, luego de ocurrida una contingencia simple, medido sobre las oscilaciones de potencia activa en la línea de transmisión que transporta mayor potencia y cuya localización sea la más cercana al lugar de ocurrencia de la contingencia, deberá tener un valor mínimo del 5 %.

De la definición del factor de amortiguamiento se tiene que:

$$\zeta = - \frac{\log_e R_A}{2\pi \sqrt{1 + \left(\frac{(\log_e R_A)^2}{4\pi^2} \right)}} \cdot 100 \quad (3.1)$$

Donde R_A es el cociente entre A_2 y A_1 , que corresponden a las máximas amplitudes de dos semiciclos consecutivos de oscilaciones de las transferencias de potencia activa (dicha amplitud se mide con respecto al valor de estabilización de régimen permanente).

3.0.4.c. Estándares de Recuperación Dinámica - Artículo 5-31 (NTSyCS)

En Estado Normal y frente a la ocurrencia de una Contingencia Simple, el SI deberá mantenerse transitoriamente estable, utilizando los recursos de control y protección que estén disponibles, sin riesgo de pérdida de sincronismo o disgregación en islas eléctricas.

Capítulo 4

Desarrollo y Resultados

4.1. Corroboración Configuración Herramienta y Cálculo del Índice *ESCR*

Para el desarrollo de la corroboración se utiliza la base de datos *BD_LP_SEN_2025–2030_MASTER*, que modela el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) mediante la herramienta DIgSILENT PowerFactory. Esta base de datos está disponible en la página del Coordinador y fue inicialmente diseñada para llevar a cabo el Estudio de Requerimientos Mínimos de Seguridad y Calidad del Sistema Eléctrico Nacional, basado en cuatro casos de operación definidos por el Coordinador, que corresponden a niveles de demanda alta durante el día y baja por la noche para los años 2025 y 2030.

Complementariamente, esta incorporado en la librería de esta base de datos el comando “**Calculate_ESCR_for_Buses**”. Este comando ha sido desarrollado para automatizar el cálculo de los índices de fortaleza de red (*ESCR*) en un conjunto de nodos, teniendo en cuenta los factores de interacción que existen entre los inversores de tipo seguidor de red.

Para el cálculo del índice *ESCR* se utiliza el escenario 25T1a el cual consiste en un caso con inercia sistémica baja, ajustados según los casos previstos para la operación de largo plazo (simulaciones PLP iniciales) realizadas por el Coordinador.

En la Figura 4.1 se muestra una comparación de los valores de *ESCR* en barras de 500 kV para tres casos diferentes: el método 1, correspondiente al utilizado en este estudio; el método 2, que representa el método empleado en [23] como base, y que supone seguir la misma metodología utilizada por el estudio de fortaleza del Coordinador, y el método 3, en el cual se utilizó el comando “**Calculate_ESCR_for_Buses**” de la base de datos utilizada por el estudio de fortaleza del Coordinador.

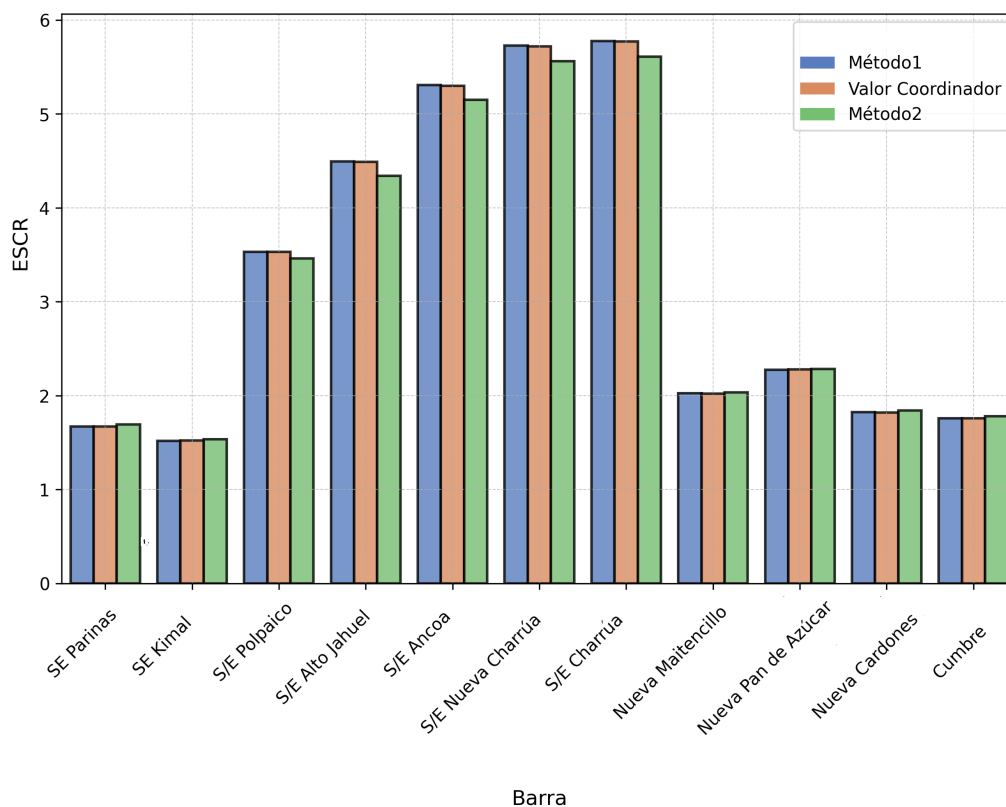


Figura 4.1: Comparación metodología de calculo

A partir de los resultados, se evidencia que los valores obtenidos entre el comando y el caso base de la herramienta son similares, presentando únicamente diferencias ínfimas en barras fuertes. Por otro lado, el método 1 presenta una diferencia sutil respecto al método 2 en las barras débiles, mientras que para barras fuertes, el método 1 tiende a arrojar resultados mayores.

Finalmente, los resultados obtenidos permiten concluir que el método seleccionado es válido para los fines de este estudio, ya que reproduce con alta fidelidad los valores esperados bajo diferentes condiciones de operación. Esta validación respalda su uso como una herramienta confiable para el análisis del índice ESCR. Además, su menor complejidad computacional y su implementación simplificada permiten agilizar significativamente el desarrollo de cálculos en múltiples casos de operación, lo que resulta especialmente beneficioso en este estudio ya que requiere un análisis comparativo entre distintas configuraciones de red.

4.2. Casos de Estudio y ESCR

Se configura un total de 11 casos para el estudio del ESCR. Estos se diferencian tanto en el nivel de inercia como de cortocircuito en las distintas barras del SEN, buscando obtener el mayor rango de valores ESCR.

Para los distintos puntos de operación se consideró el despacho de unidades sincrónicas de la zona Norte Grande que se muestra en la Tabla 4.1, así como variaciones en las unidades de central TER Guacolda.

Tabla 4.1: Despacho e inercia de unidades síncronicas manipuladas en los casos

Unidad	Despacho [MW]	Inercia [MVAs]
GEO CERRO PABELLÓN U1	19,0	45,0
GEO CERRO PABELLÓN U2	19,0	45,0
GEO CERRO PABELLÓN U3	11,0	136,0
HP CHAPIQUIÑA U1	4,7	23,0
HP PMGD CAVANCHA U1	1,2	9,0
TER ANGAMOS U1	80,0	1584,0
TER ANGAMOS U2	80,0	1584,0
TER COCHRANE U1	60,0	1274,0
TER IEM U1	106,2	2413,0
Total	381,1	7113,0

En las Figuras siguientes se presentan, para cada caso y manteniendo transferencias altas de norte a sur por el sistema de 500 kV los ESCR y denominadores para el cálculo de cada uno de ellos. Además, en el Anexo [6.4](#) se entrega información más detallada de estos casos de estudio.

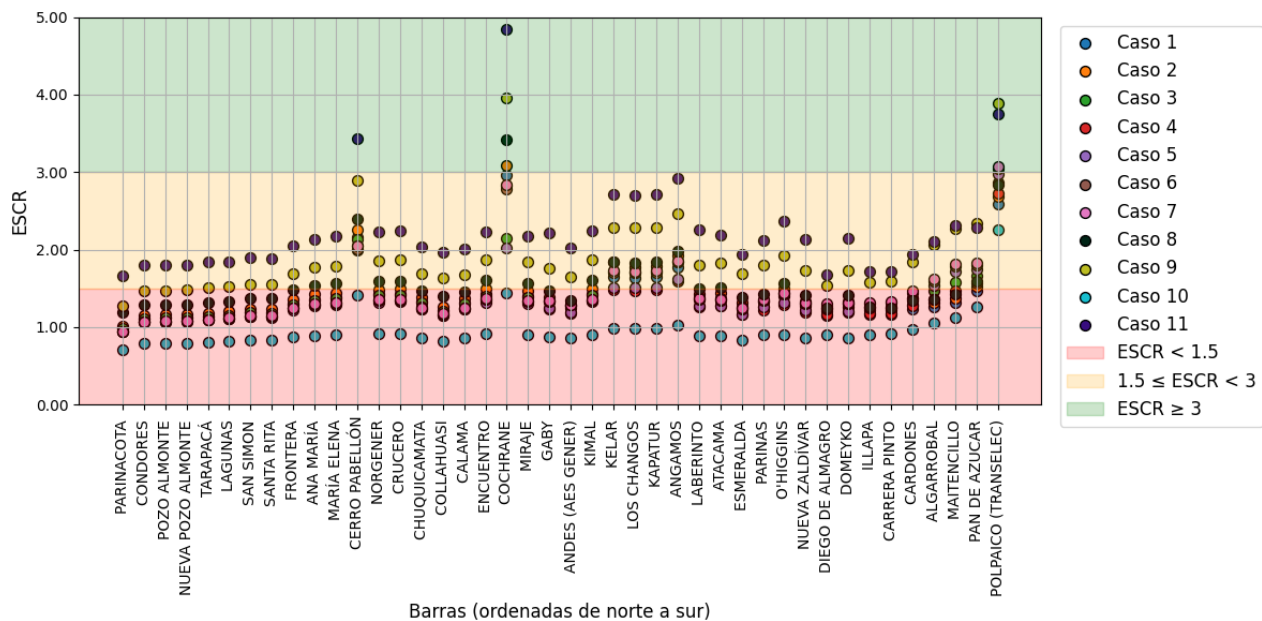


Figura 4.2: Resultados y distribución de los ESCR para cada caso de estudio utilizando la herramienta *network_manager_AS_version*.

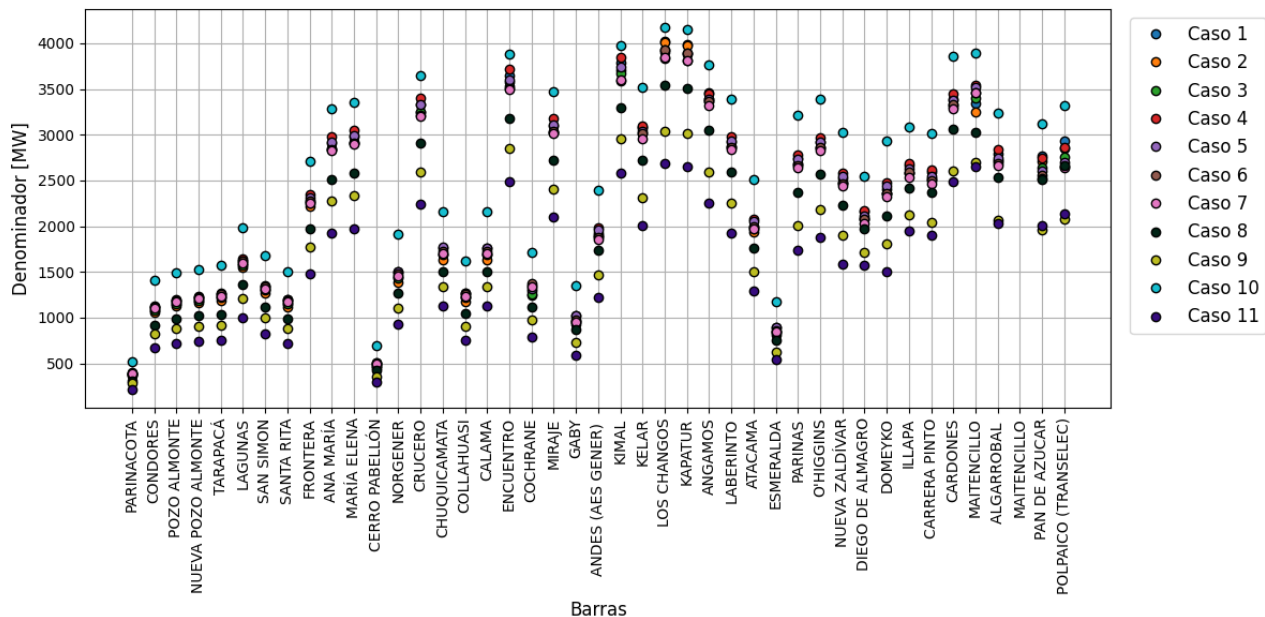


Figura 4.3: Resultados de concentración de generación basada en inversores para cada caso de estudio.

A partir de las Figuras 4.3 y 4.2, se observa que, para los casos de estudio, las barras presentan valores de ESCR similares, con excepción de las barras Cochrane, Cerro Pabellón y Polpaico. En los dos primeros casos, esto se atribuye a un mayor nivel de cortocircuito, producto de su cercanía con la central Ter Cochrane U1-U2 y Cerro Pabellón U1-U3, las cuales se mantuvieron en operación en todos los escenarios analizados. Además, el denominador del índice en estas barras es bajo en comparación con otras barras cercanas, debido a que no existe generación renovable conectada directamente a ellas, por lo que dependen de los aportes y factores de interacción de IBR cercanos.

Por otro lado, Polpaico corresponde a la barra del conjunto de muestra más cercana a la zona centro, donde se comienza a despachar una mayor cantidad de generadores sincrónicos. Por esta razón, al igual que en los casos anteriores, presenta un mayor nivel de cortocircuito, el cual oscila entre 7602 MVA y 8097 MVA, según lo resumido en el Anexo 6.4.

A partir de la Figura 4.3, es visible que la concentración de IBR es similar entre barras cercanas y varía de forma oscilatoria desde Parinacota hasta Polpaico para los distintos casos de estudio.

4.3. Resultados Simulaciones Dinámicas

Al realizar el estudio dinámico para cada uno de los casos planteados se obtiene, como primer punto a destacar, una no convergencia de algunos casos de estudio. Esto se resume en la Tabla 4.2

Tabla 4.2: Valores de SCR por barra en Los Changos y Parinas

Contingencia/Caso	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	✓	X	✓	X	✓	✓	X	X	X	X	X
2	✓	X	✓	✓	✓	X	X	✓	✓	X	✓
3	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	X	✓
4	✓	✓	✓	✓	✓	✓	X	✓	✓	X	✓
5	✓	✓	✓	✓	✓	✓	X	✓	✓	X	✓
6	✓	✓	X	✓	✓	✓	✓	✓	✓	X	✓
7	✓	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
8	✓	X	✓	✓	✓	✓	X	✓	✓	✓	X
9	✓	✓	✓	✓	✓	✓	X	✓	✓	X	✓
10	✓	✓	✓	X	✓	✓	X	✓	✓	X	✓
11	✓	✓	✓	✓	✓	✓	X	✓	✓	X	✓
12	✓	✓	✓	X	✓	✓	X	✓	✓	X	✓
13	✓	✓	✓	X	✓	✓	X	✓	✓	X	✓
14	✓	X	X	✓	✓	✓	X	✓	✓	X	✓
15	X	✓	X	X	✓	✓	X	X	✓	X	X
16	X	X	X	X	X	X	X	✓	✓	X	X
17	X	X	X	X	✓	✓	X	✓	✓	X	X

De los resultados se observa que la convergencia depende tanto de la falla, como del caso de estudio. En las Tablas 4.3 y 4.3 se resume el porcentaje asociado a cada uno.

Tabla 4.3: Porcentaje de convergencia por caso de estudio

Caso	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Convergencia (%)	82	59	65	53	88	82	12	82	88	6	65

Tabla 4.4: Porcentaje de convergencia por contingencia

Contingencia	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Convergencia (%)	36	64	91	82	82	82	9	73	82	73	82	73	73	64	37	18	36

Se observa que la falla en la línea Polpaico - Nueva Pan de Azúcar presenta una convergencia menor al 50 %, lo cual es esperable dado su alto impacto en el SEN al estar en un valor de transferencia alto en relación a las operaciones típicas y cercano al valor máximo establecido en el informe preliminar ERST 2024 [31]. Sin embargo, la menor convergencia la presenta la falla 7. Particularmente esta falla se encuentra cercana a la barra Maitencillo, barra la cual es caracterizada por ser un punto del sistema importante de inyección de energía renovable. Esto se evidencia en la Figura 4.3 ya que de las barras estudiadas formo parte de las barras con mayor concentración de IBR alcanzando 4000 MW en el caso

menos robusto. Esta baja convergencia de las simulaciones dinámicas se replica en las fallas cercanas, es decir, la Falla 15, 16 y 17 que forman parte del corredor de 220 kV paralelo a las líneas de 500 kV.

Por otra parte, los casos 7 y 10 son los que presentaron mayores problemas en el desarrollo de las simulaciones dinámicas, en general las dificultades suelen presentarse por la falta de inercia sistémica, lo cual es una consecuencia directa de intentar disminuir la robustez, por ejemplo el caso 10 es el caso de la zona norte que se configuro con menor ESCR, existiendo barras con valores menores a 1 en la mayoría de los casos, es decir, existe una escasa capacidad de soportar perturbaciones de tensión o inyectar potencia sin colapsar.

Esto se aprecia gráficamente en la Figura 4.2. Entre los errores más comunes por el cual los casos detenían las simulaciones era porque la ecuación del sistema no podía ser resuelta o se generaba algún error en la expresión del DSL.

En base a estos resultados, la dificultad para lograr convergencia en las simulaciones dinámicas de los casos mencionados se debe a la combinación de baja inercia sistémica y muy baja robustez de red (ESCR), lo que deriva en un sistema eléctricamente débil y al borde de la inestabilidad. Estas condiciones extremas causan que pequeñas variaciones culminen en grandes oscilaciones y desbalances que el algoritmo de simulación no puede resolver, lo que se reflejaba ya que la mayoría de las simulaciones se detienen apenas iniciaba la falla, es decir, ante una perturbación no se encuentro un punto de equilibrio estable.

4.3.1. Resultados Recuperación Dinámica de la tensión

De los casos que no existió problema para ejecutar la falla, la recuperación dinámica de la tensión no presento desviación con respecto a la NTSyCS, Artículo 5,8; Aun cuando, los valores de ESCR se encontraban por debajo de 1,5. En la figura se observa los resultados para la barras del Norte seleccionadas anteriormente, se presentan sólo los casos para las contingencias simples más críticas dentro de las realizadas, que en este caso corresponden a la contingencia de severidad 4 en la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV Los Changos - Parinas, tramos que transportan una mayor cantidad de potencia con respecto a los demás casos.

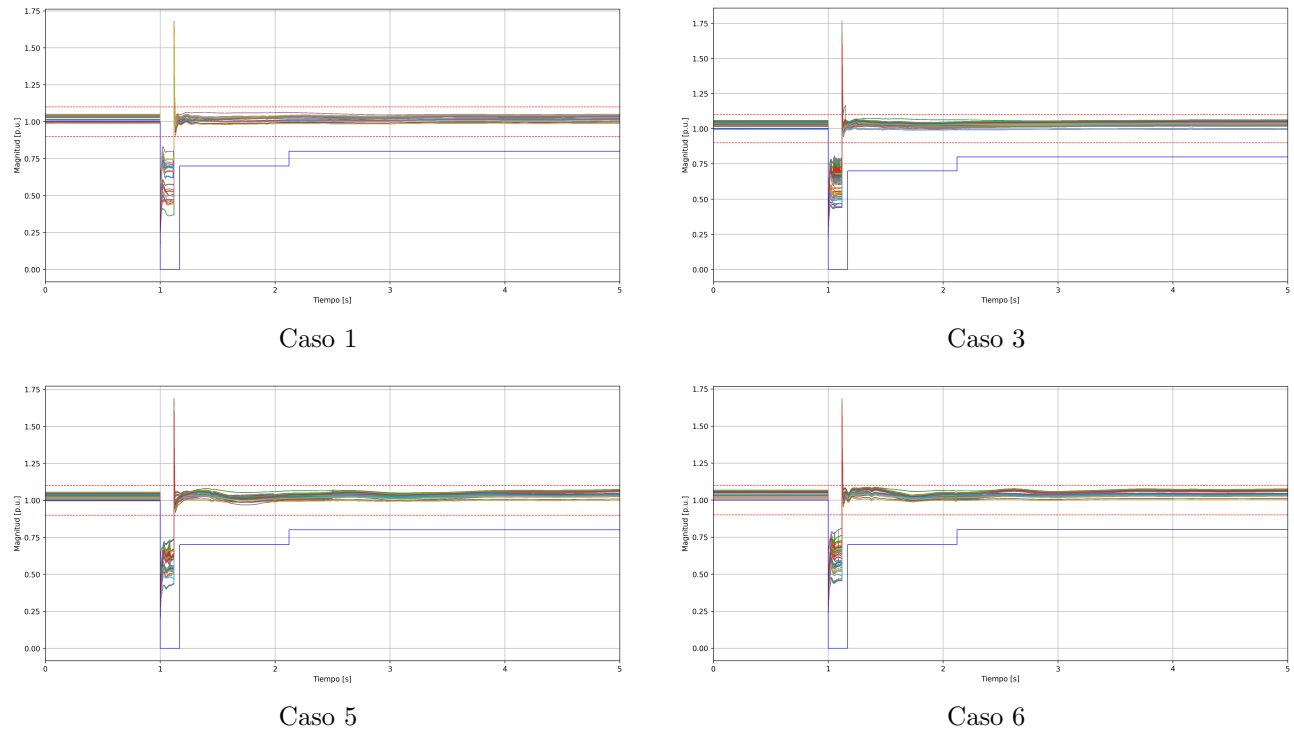


Figura 4.4: Comparación recuperación dinámica de tensión para contingencia de severidad 4 en la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV (F01) en los diferentes casos de estudio con el artículo 5-34 de la NTSyCS.

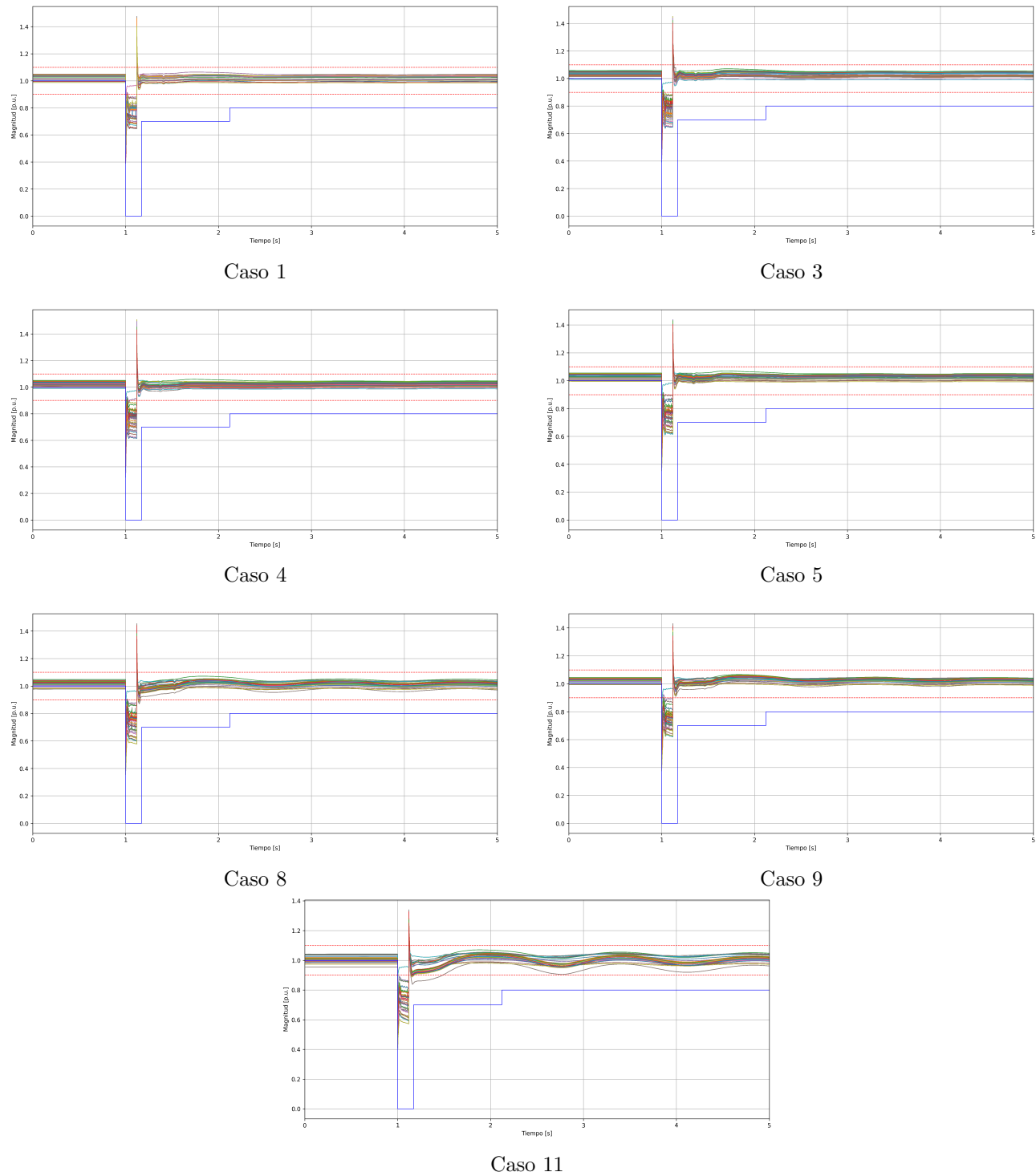


Figura 4.5: Comparación recuperación dinámica de tensión para contingencia de severidad 4 en la línea Los Changos -Parinas 500 kV (F02) en los diferentes casos de estudio con el artículo 5-34 de la NTSyCS.

Las Figuras 6.8 y 4.5, muestran que los distintos ESCR afectan la caída de tensión y la recuperación post contingencia.

Para una mejor visualización de lo anterior se presenta como ejemplos las Figuras 4.6 y 4.7 que presentan el comportamiento de la tensión para la barra Parinacota y Cochrane ante la ejecución de la falla F01, visualizando más a detalle el efecto de el ESCR en una barra.

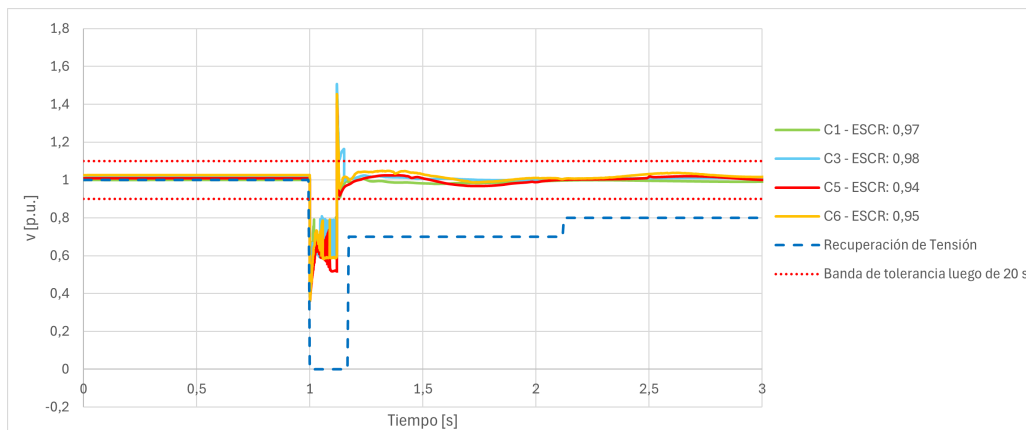


Figura 4.6: Recuperación dinámica Parinacota, caso barra de menor ESCR de los casos estudiados

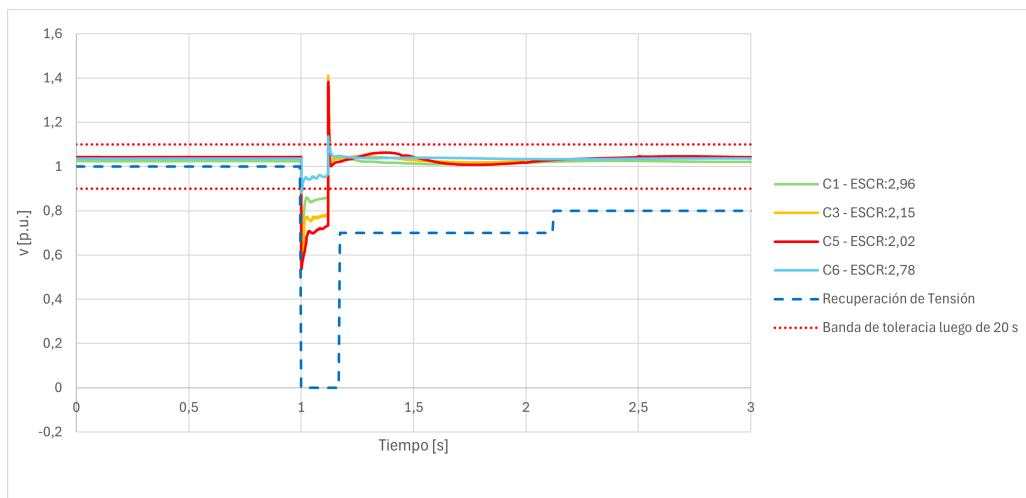


Figura 4.7: Recuperación dinámica Cochrane, caso barra de mayores ESCR de los casos estudiados

Dentro de las diferencias observables en cada caso destaca la aparición de oscilaciones de tensión de pequeña amplitud durante las caídas de tensión, visible tanto en la Figuras 4.4(b), 4.5(b), 4.5(a) como la Figura 4.6. Sumado a esto en todos los casos se observa existencia de sobretensiones transitorias luego del despeje de la contingencia y diferencias entre las caídas de tensión de cada barra y caso analizado.

Con la finalidad de poder analizar la relación entre estos últimos valores y el índice ESCR se presentan los gráficos 4.8 y 4.9. En ellos se muestra los valores máximos y mínimos de tensión alcanzados en los diferentes casos de estudio tras la ejecución de las contingencias para los distintos valores de ESCR en las barras de 220 kV del SEN definidas con anterioridad.

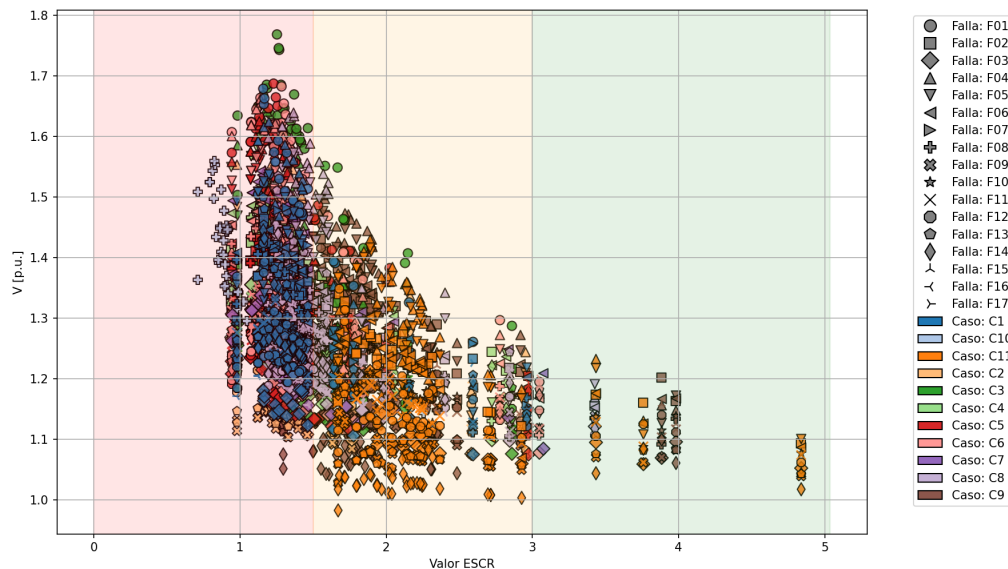


Figura 4.8: Relación entre valor de sobretensiones temporales y ESCR

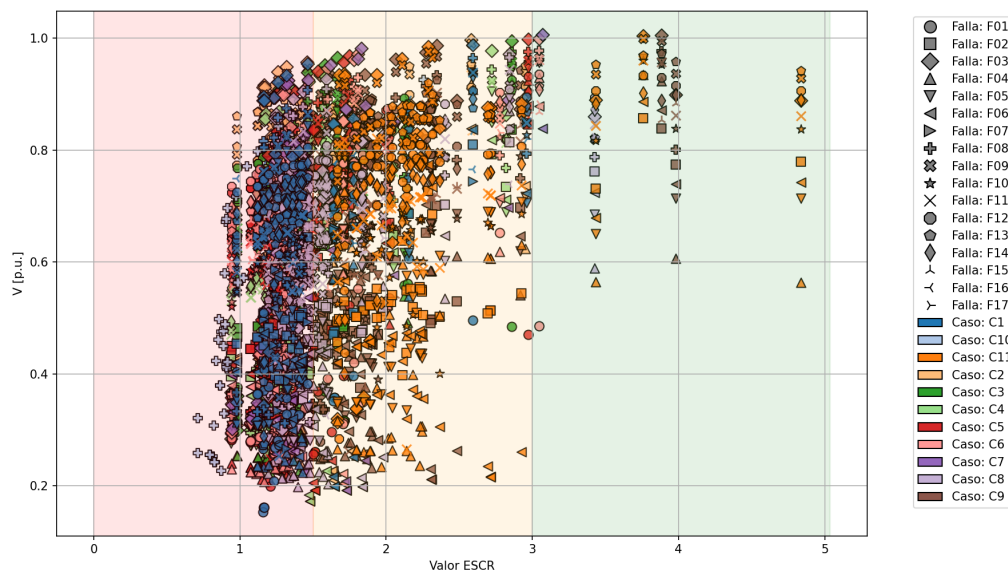


Figura 4.9: Relación entre caídas de tensión y ESCR

Los primero a destacar de los resultados es como los niveles de sobretensión se concentran en zonas específicas según la ubicación de la contingencia y el caso de estudio. Por ejemplo, la contingencia F01, identificada como la más crítica del análisis, presenta las mayores sobretensiones, mientras que la contingencia F10 alcanza los valores más bajos, con un máximo aproximado de solo 1,35 p.u.

En general, las sobretensiones tras cada una de las contingencias aplicadas presentan una distribución de comportamiento similar, tal que las variaciones tienden a ser influenciadas por la disminución del ESCR de manera creciente y no lineal. Lo anterior se observa con mayor claridad en los gráficos incluidos en el Anexo [6.6](#)

Los cambios entre un valor de ESCR y otro afectan en mayor proporción a barras con menor robustez. Esto se evidencia ya que entre una barra de bajo ESCR y otra existe una mayor pendiente que en los casos de ESCR más altos. Esto permite decir que los cambios en el valor de ESCR y con ello la robustez del sistema se vuelven menos relevantes en sistemas más robustos.

Si nos guiamos por los límites ya establecidos por CIGRÉ, se tiene que cada área tiene un comportamiento característico para los niveles de sobretensión que alcanza tras despejar la contingencia, con rangos claramente establecidos. Pero la mayor diferencia se presenta en la zona por debajo del umbral 1,5. Para valores de ESCR inferiores a 1,5 se alcanzan máximos que superan los 1,7 p.u. en el caso más crítico, mientras que, para ESCR superiores a 3, los *peaks* de tensión se mantienen por debajo de 1,3 p.u.

Lo anterior se observa con mayor claridad en los gráficos incluidos en el Anexo 6.6. A medida que disminuye el valor del ESCR, la dispersión de las sobretensiones se amplían considerablemente.

Los resultados de cada caso son diferentes a pesar de que se trabaja con ESCR cercanos en los casos de estudio. De esta distribución se evidencia que, tal como lo señala la literatura, el índice ESCR no constituye una herramienta que indique una inestabilidad inmediata al encontrarse bajo ciertos umbrales de aceptación. Más bien, actúa como un indicador de referencia que permite identificar zonas de riesgo dentro del sistema, las cuales deben ser objeto de análisis más detallados y estudios complementarios a partir de ese punto.

Para este caso, se puede considerar que el índice ESCR permite definir zonas aceptables o de alto riesgo operativo en términos de sobretensiones, desde los que se deberá impartir un mayor resguardo para evitar o disminuir las consecuencias que esta puede traer al sistema. Los límites dependerán del valor probabilístico que se está dispuesto a aceptar y las tecnologías disponibles para mitigar el efecto.

Aunque las sobretensiones suelen ser de muy corta duración, su magnitud puede ser suficiente para activar protecciones instantáneas en algunas plantas con IBR, en particular aquellas ubicadas cerca del punto de despeje de la contingencia. Dependiendo de las condiciones, esto puede ayudar a la estabilización o, por el contrario, empeorar la respuesta del sistema. Además, tales sobretensiones pueden generar daño en algunos equipos o reducir su vida útil.

Particularmente en Chile la actuación ante sobretensiones de este estilo está estandarizado. Para las centrales PMGD, de acuerdo con lo establecido en el Art. 7-29 de la NTCO-PMGD, deben desconectarse después de 1 segundo desde que se supera el umbral de tensión de 1.1 en p.u. en el punto de conexión con el sistema de media tensión. Mientras que para los recursos basados en inversores Grid-Scale, de acuerdo con lo indicado en el capítulo 3.2.3 de la Guía de Requisitos Técnicos Mínimos para Recursos Basados en Inversores Grid Following, la característica de HVRT no deberá desconectar la instalación antes de 1 segundo en caso de superar el 1.1 en p.u. de sobretensión (lo anterior de acuerdo al estándar IEEE 2800-2022). Esto no se encuentra especificado actualmente en la NTSyCS, no obstante, se espera se incorpore en las modificaciones que se encuentran en curso según [34].

Aun así, la activación de protecciones debido a estos sobrevoltajes es un tema que toma gran importancia ya que puede desencadenar la salida de instalaciones y empeorar la estabilidad de la operación. En este estudio, dado que los modelos de protección utilizados en las simulaciones consideran ajustes genéricos de operación instantánea, no es posible garantizar que reflejen con precisión los parámetros reales configurados en terreno. Por esta razón, y en línea con el criterio aplicado en el *Estudio de Restricciones del Sistema de Transmisión 2024* [31], se decidió excluir dichos modelos del análisis para evitar conclusiones erróneas.

En consecuencia, aunque los resultados obtenidos refuerzan la hipótesis de que existen límites de robustez del sistema asociados al valor del ESCR, la definición precisa de un rango operativo aceptable

requiere estudios más detallados, como simulaciones electromagnéticas transitorias (EMT), que incorporen modelos validados de las plantas IBR y sus esquemas reales de protección. Solo así se podrá determinar si los valores instantáneos de sobretensión podrían activar protecciones de desconexión, lo cual podría llevar a una desconexión en cascada, dependiendo del tamaño y ubicación de las centrales afectadas.

En cuanto a la caída de tensión, para ESCR inferiores a 1,5, se registran caídas de tensión de hasta 0,2 p.u., mientras que con valores superiores a 3, las caídas máximas se encuentran cerca de 0,6 p.u.

Finalmente, con el fin de profundizar en el impacto de la concentración de IBR sobre el límite operativo del ESCR, se presentan los gráficos 4.10 y 4.11, los cuales describen la influencia del denominador del índice en cada barra sobre los niveles de sobretensión temporal y la caída de tensión.

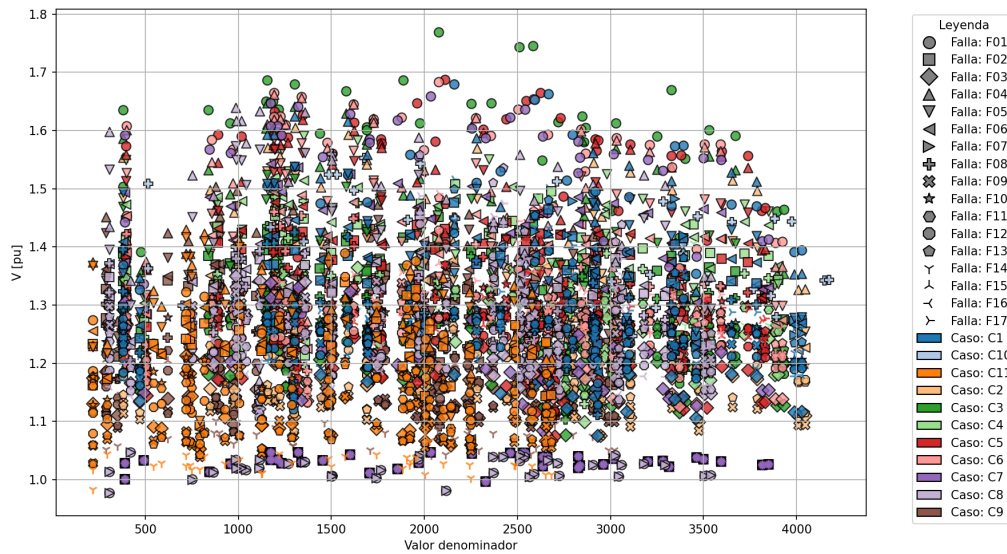


Figura 4.10: Relación entre ESCR límites y denominador a partir sobretensiones temporales.

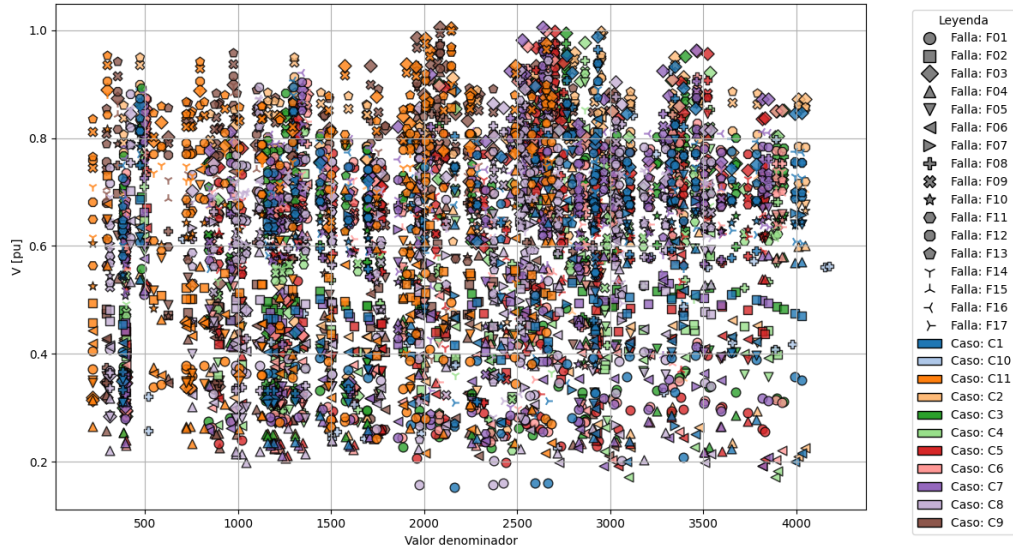


Figura 4.11: Relación entre ESCR límites y denominador a partir de caídas de tensión.

Se observa que los datos tienen una amplia variación de valores asociadas a la potencia despachada por generadores basados en IBR en cada barra, llegando a un máximo de 4000 en algunos casos. No se observa un comportamiento estándar en función de estos valores, pues todos los casos se distribuyen de manera uniforme en relación a el rango de huecos de tensión y sobretensiones.

Por otra parte, en el gráfico 4.13 se aprecia la distribución de las sobretensiones según los ESCR teniendo en consideración la concentración de IBR en cada caso.

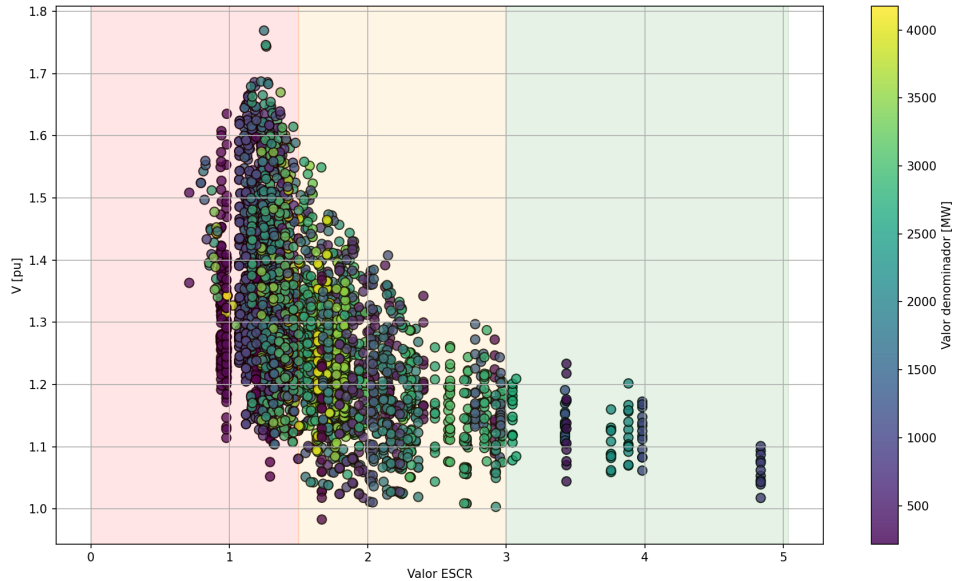


Figura 4.12: Relación entre ESCR límites y denominador a partir de sobretensiones temporales.

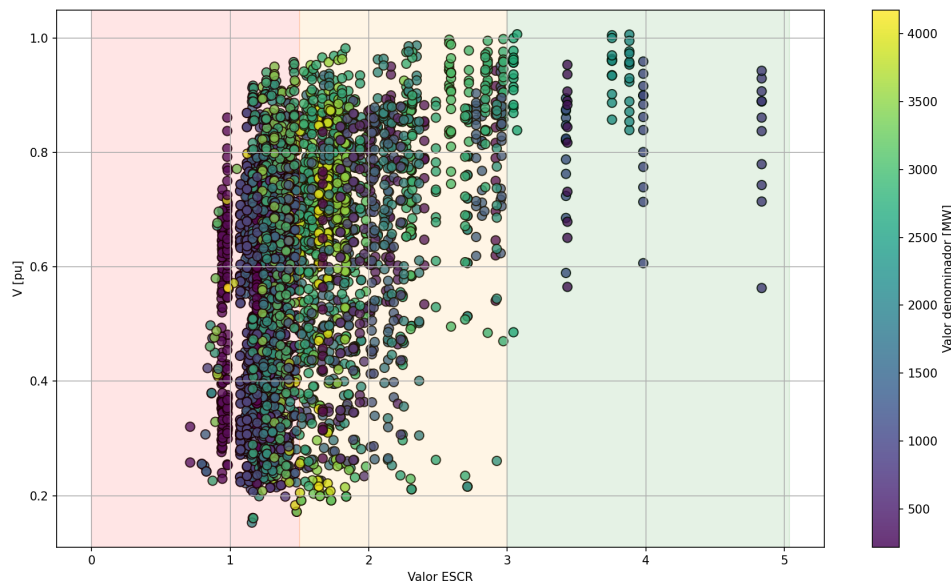


Figura 4.13: Relación entre ESCR límites y denominador a partir de caídas de tensión.

Del análisis del mapa de colores se observa que, incluso en situaciones donde la penetración de generación renovable basada en IBR es baja, por ejemplo, cuando la potencia total despachada por estas fuentes es inferior a 2000 MW, la dispersión en los valores de tensión persiste tanto en caídas como en sobretensiones temporales. Esto indica que una baja concentración de IBR en el sistema no garantiza por sí sola un comportamiento más estable ni excepciones automáticas al criterio del umbral mínimo de ESCR. En otras palabras, la vulnerabilidad a las sobretensiones no desaparece necesariamente con una menor generación renovable.

Adicionalmente, en los casos estudiados queda claro que la baja robustez del sistema está, en la mayoría de las situaciones, influenciada por un nivel reducido de nivel de cortocircuito en comparación con otras barras del sistema. Esta conclusión se basa en que la concentración de IBR y sus interacciones es menor en la mayoría de estos casos, evidenciándose claramente con los puntos azules en el mapa, tanto en las sobretensiones como en las caídas de tensión.

Sin embargo, estos resultados no descartan la posibilidad de flexibilizar el umbral mínimo de ESCR en ciertos casos particulares. Tal como se discutió anteriormente, esta flexibilización podría evaluarse en casos donde las plantas conectadas aporten una reducida potencia, y paralelamente cuenten con sistemas de protección configurados adecuadamente.

4.3.2. Resultados Amortiguación de Potencia

Para el cálculo de la amortiguación de las líneas de transmisión del estudio, nos centramos en los casos de 500 kV, esto debido que estos tramos fueron los que se procuró mantener constante su transferencia para el estudio, principalmente mantener en un valor de 2100 [MW] de la línea Nueva Pan de Azúcar 500 kV a Polpaico. Se calculó la amortiguación para las contingencias F01 y F02 una vez despejada la contingencia de la línea de doble circuito tanto en el tramo paralelo a donde se ejecutó la contingencia como líneas cercanas.

En la Figura 4.14 se muestra las señales de potencia utilizadas para la ejecución del cálculo de la contingencia Nuevo Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV.

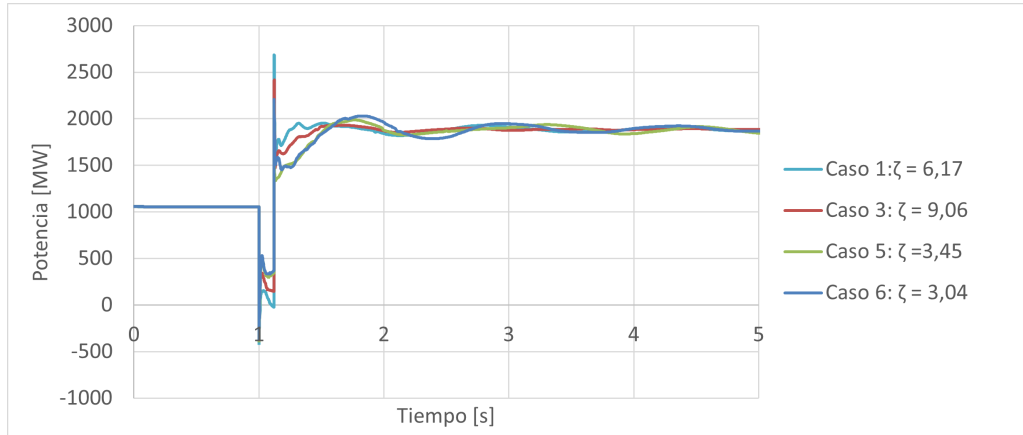


Figura 4.14: Potencia líneas 500 kV ante contingencia en línea Nueva Pan de Azúcar- Polpaico para diferentes casos de estudio

En la Tabla 4.5 se muestra los valores de ESCR en los extremos de 220 kV de Nva. Pan de Azúcar y Polpaico.

Tabla 4.5: Valores de ESCR en los extremos de 220 kV de Nva. Pan de Azúcar y Polpaico.

Barra	Polpaico	Nva. Pan de Azúcar
Caso 1	2,59	1,46
Caso 3	2,85	1,66
Caso 5	2,97	1,75
Caso 6	3,04	1,08

De manera similar, en la Figura 4.15 se muestra las señales utilizadas para la ejecución del cálculo para el caso Los Changos- Parinas 500 kV. En la Figura se marca con una cruz roja los *peaks* utilizados para la ejecución del cálculo.

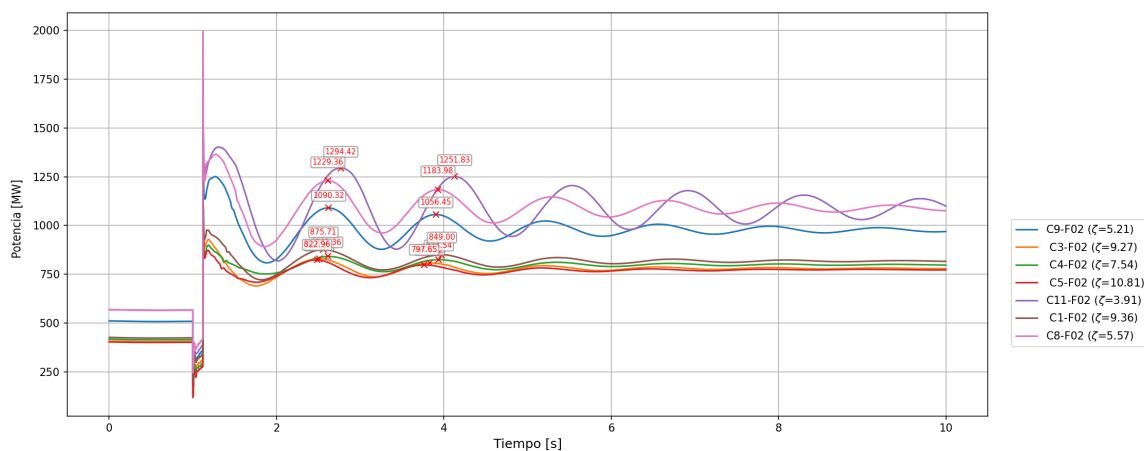


Figura 4.15: Potencia líneas de 500 kV ante contingencia bifásica a tierra en Los Changos - Parinas 500 kv para diferentes casos de estudio.

Por otra lado, en la Tabla 4.6 se resume los resultados de amortiguación para las líneas de 500 kV.

Tabla 4.6: Resultados amortiguación post-contingencia Los Changos-Parinas 500 kV

Nombre línea	Caso 1	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 8	Caso 9	Caso 11
Cumbres - Nueva Cardones 500kV C2	9,33	9,29	7,52	10,75	5,62	5,30	3,62
Kimal - Los Changos 500kV C2	11,91	13,27	9,05	12,74	8,66	8,31	5,77
Nva Cardones - Nva Maitencillo 500kV C2	9,20	9,14	7,37	10,52	5,59	5,25	3,57
Nva Maitencillo-Nva P.de.Azucar 500kV C2	9,03	8,74	6,66	9,71	5,58	5,06	3,55
Nva P.de.Azucar - Polpaico 500kV C2	8,47	8,47	6,45	9,65	5,54	4,95	3,60
Parinas - Cumbre 2x500kV C2	6,36	7,95	5,58	7,09	9,43	9,92	5,60
Los Changos - Parinas 500 kV C1.Los Changos - Parinas 2x500kV C1	9,36	9,27	7,54	10,81	5,57	5,21	3,91
Los Changos - Parinas 500 kV C2.Los Changos - Parinas 2x500kV C2	contingencia						

Por último, en la Tabla 4.7 se muestra los valores de ESCR en los extremos de 220 kV de Los Changos y Parinas.

Tabla 4.7: Valores de ESCR por barra en Los Changos y Parinas

Barra	Los Changos	Parinas
C1	1,64	1,26
C3	1,71	1,33
C4	1,47	1,22
C5	1,5	1,26
C8	1,83	1,43
C9	2,28	1,8
C11	2,7	2,11

Para una mejor visualización de la relación ESCR y amortiguación de la potencia de las líneas de 500 kV paralela a la del eventos de falla se tiene la Figura 4.16.

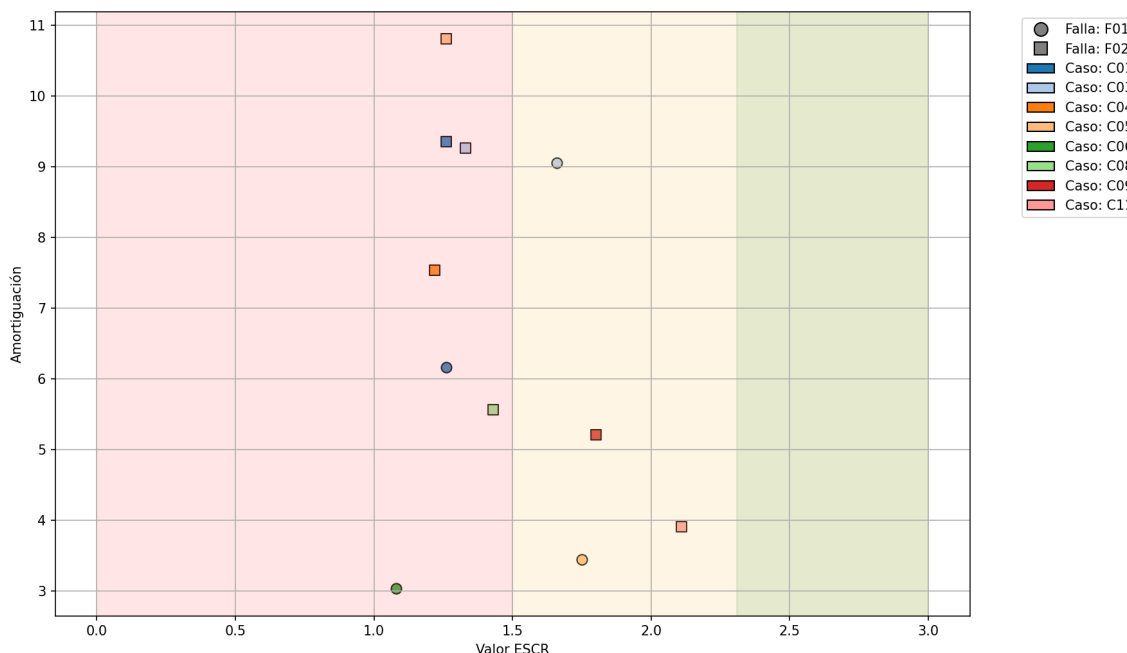


Figura 4.16: Comportamiento de la amortiguación de las líneas Nueva Pan de Azúcar 500 kV a Polpaico y Los Changos - Parinas 500 kV ante fallas F01 y F02 con una transferencia de 2100 en Nueva Pan de Azúcar 500 kV a Polpaico.

Los resultados muestran que existen al menos dos casos en los que la amortiguación se encuentra por debajo de los límites aceptados en la NTSyCS. No obstante el incumplimiento no está ligado con la baja robustez, así como no se presenta una relación ESCR - amortiguación para el estudio.

Es importante destacar que el rango de muestreo era acotado producto de la dificultad de la falla F01 para completar la simulación dinámica. Para mejores conclusiones se recomienda ampliar el muestreo de las pruebas, con tal de tener una mayor variabilidad de ESCR y amortiguaciones.

Como observación, el cálculo de amortiguación de las líneas presentaba algunas diferencias dependiendo del *peak* con el cual se realiza el cálculo. En el Anexo 6.7 se presenta un caso de ejemplo para las amortiguaciones luego de la contingencia Nuevo Pan de Azúcar - Polpaico tomando los *peaks* inmediatamente luego de ocurrida la contingencia.

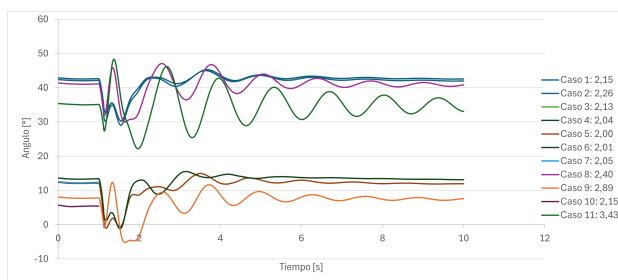
4.3.3. Resultados Ángulos de Generadores

Considerando los generadores sincrónicos conectados o próximos a las barras en estudio, y cuya participación no se vio interrumpida debido a las restricciones aplicadas para obtener condiciones de baja fortaleza de red, se presentan a continuación los gráficos que permiten visualizar el comportamiento del ángulo de rotor de cada generador.

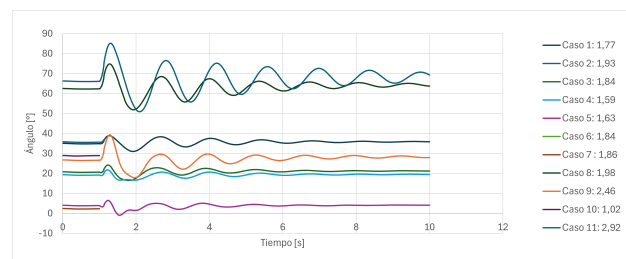
Para este análisis, se asocia cada generador a una barra, de la cual se extrae el valor del ESCR y se toma de referencia para seleccionar la contingencia de estudio tomando como criterio de selección la cercanía de la contingencia a dicha barra. Los resultados se encuentran indicados en la Tabla 4.8

Tabla 4.8: Asignación de barras para determinar la influencia del índice ESCR en la oscilación del ángulo del rotor.

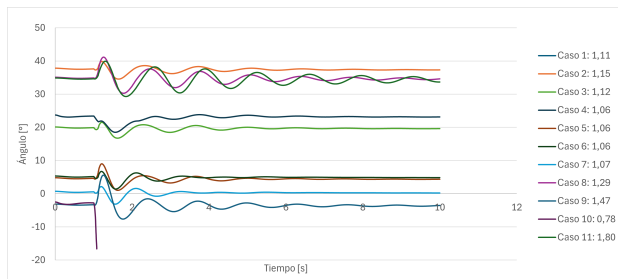
Generador	Barra 220 kV	Contingencia cercana
TER COCHRANE U1	ENCUENTRO	F04
HP CHAPIQUIÑA U1	CONDORES	F03
GEO CERRO PABELLÓN U1	CERRO PABELLÓN	F04
TER ANGAMOS U1	ANGAMOS	F02
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	O'HIGGINS	F05
TER IEM U1	LOS CHANGOS	F05



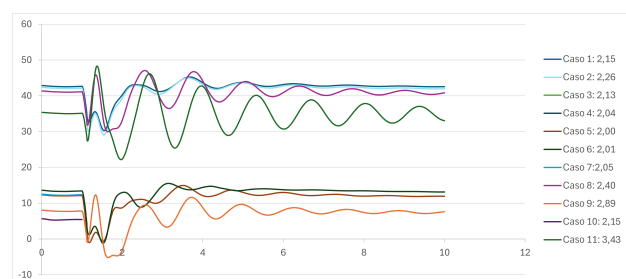
Comportamiento del ángulo central Cerro Pabellón ante contingencia F04 para distintos valores de ESCR.



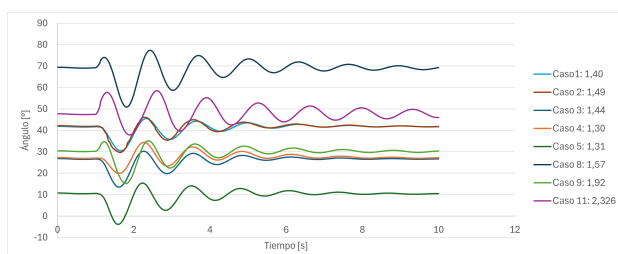
Comportamiento del ángulo central Angamos ante contingencia F02 para distintos valores de ESCR.



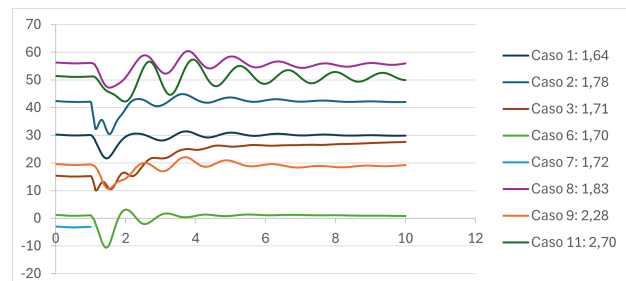
Comportamiento del ángulo central Chapiquiña ante contingencia F03 para distintos valores de ESCR.



Comportamiento del ángulo central Cochrane ante contingencia F04 para distintos valores de ESCR.



Comportamiento del ángulo central Tocopilla ante contingencia F05 para distintos valores de ESCR.



Comportamiento del ángulo central IEM ante contingencia F05 para distintos valores de ESCR.

Figura 4.17: Relación entre las oscilaciones del ángulo del rotor de distintas centrales del norte ante un cortocircuito bifásico a tierra en las cercanías de la barra a la que se conecta cada central, y su vinculación con el índice ESCR.

Como primer punto a destacar se observa que no existe pérdida de sincronismo para los casos analizados, aun cuando, el nivel de fortaleza se encontraba por valores bajo un ESCR de 1.5.

Al igual que con las variables de potencia y sobretensiones, para una mejor visualización de la información y análisis de la influencia del ESCR en los resultados se presentan las Figuras 4.18 y 4.19, las cuales permiten visualizar la influencia del ESCR tanto para la desviación máxima del ángulo del rotor como su amortiguación.

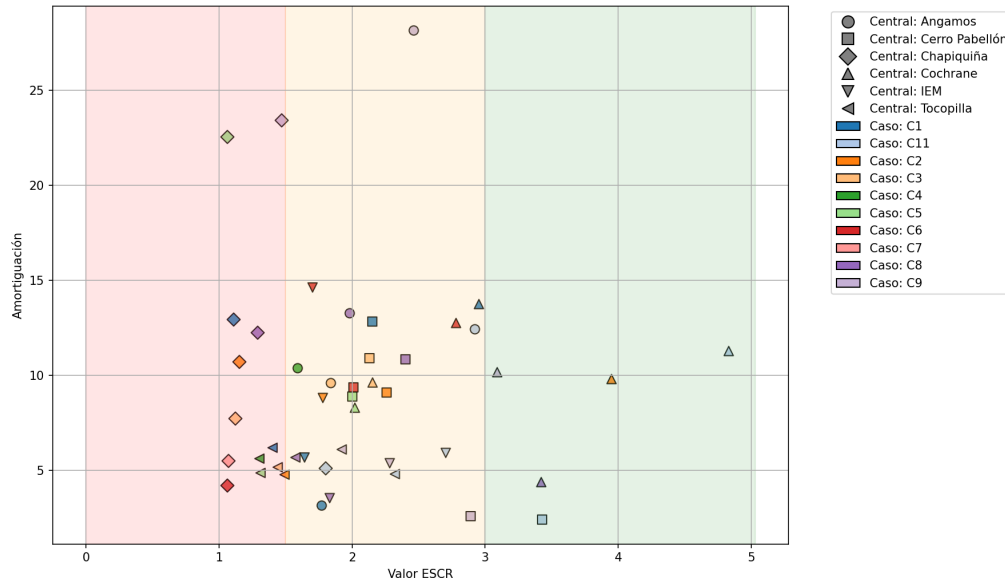


Figura 4.18: Amortiguación de oscilaciones angulares de los rotores de las centrales de la zona Norte del SEN para distintos valores de ESCR.

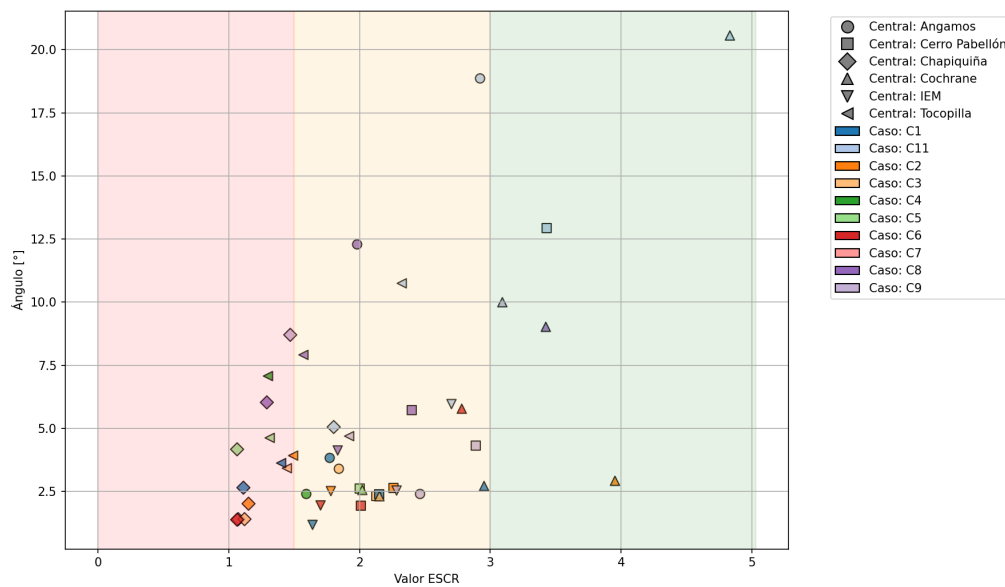


Figura 4.19: Desviación máxima angular de los rotores de las centrales de la zona Norte del SEN para distintos valores de ESCR.

A partir de los datos expuestos en la Figura 4.18 y 4.19, no se evidencia problemas de estabilidad del ángulo del rotor para ninguna de las centrales en operación. Del mismo modo, no se observa una relación directa entre las oscilaciones y un menor valor de ESCR.

Capítulo 5

Conclusiones y Trabajo Futuro

A raíz de la revisión de la aplicabilidad del índice ESCR en Chile, del estado del arte y de los resultados obtenidos, surgen diversas consideraciones críticas de índole técnica y normativa que pueden ser discutidas, especialmente en el contexto del SEN y los objetivos planteados en esta memoria.

Lo primero a destacar es que el uso del índice ESCR en Chile no está regulado de manera estandarizada. Actualmente, no existe una norma técnica oficial que defina valores umbrales de ESCR ni una metodología de aplicación que fomente su uso obligatorio en la planificación u operación en Chile, tal como ya se ha implementado en países como Australia, España y Estados Unidos. El índice ESCR ha sido adoptado de manera referencial por el Coordinador en estudios recientes como indicador de fortaleza de red, manejándose por convenio rangos como ESCR mayores a 1,5 para considerar una barra suficientemente fuerte. Sin embargo, al no estar formalmente establecido en la normativa, su aplicación queda sujeta a interpretaciones y acuerdos individualizados de los analistas. Esta falta de estandarización genera incertidumbre; por ejemplo, distintos actores podrían emplear definiciones o cálculos ligeramente diferentes de ESCR, tal como ocurre en algunos estudios mencionados en la sección de experiencia nacional.

Asimismo, en la operación real del SEN, el Coordinador monitorea este índice procurando mantenerlo sobre cierto mínimo (ESCR mayor a 1,5) en sus planificaciones a largo plazo para barras con alta penetración renovable, llegando a imponer restricciones de generación y solicitar refuerzos de red en las recientes licitaciones de servicios complementarios para cumplir dicho criterio. No obstante, la falta de una metodología ya es reconocida por los agentes del sector, existiendo una constante discusión sobre las mejores prácticas, tanto para los incentivos que el mercado requiere para la incorporación de estos refuerzos, como para los procedimientos y la actualización de normativas con el fin de estandarizar los estudios de fortaleza de red.

Con el presente trabajo, se ha adquirido un mayor conocimiento de las consecuencias que implicaría operar en los distintos rangos de ESCR para el SEN, bajo resultados que están limitados por el alcance de las simulaciones RMS, es decir, fenómenos electromecánicos.

Al operar con valores de ESCR inferiores a 1,5 en algunas barras del sistema, los resultados de simulación no evidenciaron incumplimientos de los estándares de recuperación dinámica descritos en el Artículo 5-34 de la NTSyCS, ni colapsos de tensión. El principal efecto observado fue un incremento en las sobretensiones transitorias tras el despeje de la Contingencia, así como de caídas más profundas de la tensión al ocurrir esta. En ambos casos existía una mayor probabilidad de ocurrencia al disminuir el índice. No obstante, al evaluar la relación entre la concentración de IBR y las sobretensiones, no se evidenció una relación directa.

Estos comportamientos sugieren que el umbral de ESCR bajo dos ya puede representar un riesgo para la operación del sistema a causa de que comienzan a presentarse peaks mayores a 1,3, sin embargo, este valor es discutible ya que hasta la fecha el estándar de recuperación dinámica no regula el umbral para las sobretensiones.

De todas formas los riesgos de este fenómeno se sustentan en la posibilidad de causar desconexiones de parques generadores o otras instalaciones y empeorar la estabilidad del sistema, pero el valor de aceptación dependerá de las estrategias de control disponibles para disminuir su valor. Junto a ello es importante tener en cuenta una posible actuación de los interruptores de los parques, al que se debe evaluar el impacto que su salida tendrá en el sistema.

Por otro lado, no existieron problemas que indicaran que el índice ESCR permite visualizar incumplimientos de amortiguación de la potencia y las oscilaciones de ángulo de los generadores. Entre los problemas que se presentaron destaca la difícil convergencia de los casos de estudio, más aun cuando se trabajaba con configuraciones de bajos valores de ESCR.

Como trabajo futuro, se propone replicar y ampliar los procedimientos actuales mediante simulaciones EMT, enfocándose en registrar las interacciones rápidas de los IBR y las posibles actuaciones de protecciones ante sobretensiones con tal de validar los límites de el índice de manera certera. Estos análisis no deben limitarse a los casos previamente estudiados, sino que deben incluir el impacto que tendrá en el sistema el ingreso de nuevas tecnologías como el ingreso de baterías o nuevos controladores con inversores grid-forming, cuya integración modificará indudablemente los límites de robustez del sistema debido a su capacidad de formar red, a diferencia de los casos actuales.

Lo anterior está ligado a la necesidad de integrar el concepto de manera estandarizada en la normativa y de establecer una metodología para el seguimiento de la fortaleza de red en el sistema, así como para incentivar la participación de los agentes en la prestación de los servicios que sean requeridos. Esta metodología debe considerar el índice como una herramienta complementaria a las simulaciones, las cuales también deben definirse en función del horizonte de estudio y del objetivo dentro del sistema; es decir, diferenciando los requerimientos de robustez propios de la planificación de las exigencias aplicables a las instalaciones basadas en convertidores. Asimismo, se debe tener en cuenta el costo computacional y temporal de cada herramienta, refiriéndose específicamente a la integración de simulaciones EMT y RMS, respectivamente.

Sumado a lo anterior, es fundamental establecer criterios claros respecto a los índices de nivel de cortocircuito, definiendo, por ejemplo, tamaños mínimos de parques renovables cuya desconexión no represente un riesgo para el sistema. Si bien, en este estudio la concentración de IBR en cada barra no mostró una influencia significativa por sí sola, la posibilidad de desconexión aceptada en ciertos casos podría justificar la aceptación de valores menores de ESCR, siempre bajo criterios técnicos sólidos y adaptados a la evolución tecnológica del sistema eléctrico.

Capítulo 6

Anexos

6.1. Efecto de fault ride-through

En caso de caídas de tensión en el ST, ya sea producto de cortocircuitos monofásicos, bifásicos, trifásicos u otros eventos, las unidades de un parque eólico o fotovoltaico deberán ser diseñadas de modo de asegurar que, a lo menos, se mantengan conectadas al sistema cuando la tensión fase-tierra en el punto de conexión a la red de las fases falladas varíe dentro de la zona destacada de la figura 6.1 y las tensiones en las fases no falladas no sobrepasen las tensiones máximas de servicio. Para estos efectos, la tensión deberá medirse en el lado de mayor tensión del punto de conexión a la red

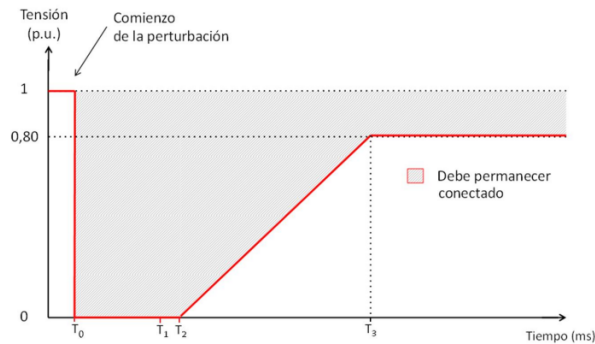


Figura 6.1: Capacidad fault ride through centrales eólicas y fotovoltaicas [35].

Siendo:

- $T_0 = 0$ [ms], Tiempo de inicio de la falla.
- T_1 = Tiempo máximo de despeje de falla establecido en el Artículo 5-40, según el nivel de tensión del Punto de Conexión.
- $T_2 = T_1 + 20$ [ms]
- $T_3 = 1000$ [ms]

En el caso de Chile, se establece que el control de tensión en los inversores debe activarse a los 20 [ms] de detectada la falla y que estas unidades deben suministrar una corriente reactiva adicional

correspondiente al 2 % de su corriente nominal por cada 1 % decaída de tensión en el punto de conexión con la red.

6.2. Definición de estados de operación, contingencia y sus severidades

Estado Normal: Estado del Sistema Interconectado en el que se satisfacen simultáneamente las siguientes condiciones:

- a) No existe Energía No Suministrada.
- b) Las tensiones en todas las barras del Sistema Interconectado se encuentran dentro de los rangos definidos para Estado Normal.
- c) La frecuencia se encuentra dentro del rango definido para Estado Normal.
- d) Las reservas de potencia en giro y de capacidad de transmisión y aporte de reactivos están dentro de los valores programados.
- e) El Sistema Interconectado puede superar, sin pérdida de sincronismo, una de las contingencias establecidas en el Artículo 5-36.

Estado de Alerta: Estado que se alcanza luego de una o más contingencias, encontrándose el Sistema Interconectado previamente en Estado Normal, en el cual:

- a) No existe Energía No Suministrada.
- b) El Sistema Interconectado puede superar, sin pérdida de sincronismo, una nueva contingencia simple de severidad 2.
- c) El Sistema Interconectado se encuentra operando de forma estable sin estar disgregado en islas.
- d) Adicionalmente, se cumple al menos una de las dos condiciones siguientes:
 - i. Existen barras del Sistema Interconectado cuyas tensiones se encuentran fuera de los rangos de Estado Normal, pero no fuera de los rangos de Estado de Alerta.
 - ii. Se ha perdido reserva en giro de modo que, frente a cambios en la demanda, la frecuencia del Sistema Interconectado excursiona fuera de los rangos de Estado Normal, pero no fuera de los rangos de Estado de Alerta.

Estado de Emergencia: Estado que se alcanza luego de una o más contingencias, encontrándose el Sistema Interconectado previamente en Estado Normal o en Estado de Alerta, y en el cual se presentan alguna de las siguientes condiciones:

- a) El Sistema Interconectado se encuentra disgregado en islas o existe Energía No Suministrada.
- b) Existen barras del Sistema Interconectado cuyas tensiones se encuentran fuera de los rangos de Estado Normal y Alerta.
- c) Se ha perdido la reserva en giro de modo que, frente a cambios en la demanda, la frecuencia del Sistema Interconectado excursiona fuera de los rangos de Estado Normal y Alerta, con riesgo de que el Sistema Interconectado o algunas islas pierdan sincronismo.

Estado de Recuperación: Estado que alcanza el Sistema Interconectado cuando se produce algún Apagón Total o Apagón Parcial, en el cual se inician las acciones para la reconexión de las instalaciones y la normalización del abastecimiento de la demanda.

Severidad 4: Se refiere a un cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla en un circuito de líneas de doble circuito, o en una línea de simple circuito con enmallamiento, seguido de la desconexión del circuito fallado por su sistema de protecciones. También incluye la falla permanente de un polo en un enlace HVDC de más de un polo. En ambos casos, se admite la actuación de EDAC, EDAG o ERAG según lo establecido en el Artículo 5-7.

Severidad 5: Involucra la desconexión intempestiva de la unidad generadora sincrónica más grande, con la admisión de la actuación de EDAC según el Artículo 5-7. En centrales de ciclo combinado, se considerará la configuración de turbina de gas y turbina de vapor para determinar el impacto en las unidades generadoras. También se contempla la desconexión intempestiva de un elemento serie del Sistema de Transmisión que afecte a más de una unidad generadora, así como la desconexión de un bloque de demanda significativo en distintas zonas del Sistema Interconectado. En todos los casos, se admite la actuación de EDAG y/o ERAG según el Artículo 5-7. Además, se considera la falla permanente en el polo de un enlace HVDC monopolar con la misma admisión de actuación.

Severidad 6: Comprende un cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla en uno de los circuitos de líneas de doble circuito, seguido de la desconexión normal del circuito fallado y la salida intempestiva del circuito sano por error en los sistemas de protecciones. También incluye la falla permanente de todos los polos de un enlace HVDC de más de un polo, permitiendo el uso de recursos generales y adicionales de control de contingencias.

Contingencia Extrema: Falla de baja probabilidad de ocurrencia que afecta una o más instalaciones y que no puede ser controlada mediante los Recursos Generales de Control de Contingencias, debiéndose aplicar Recursos Adicionales de Control de Contingencias para evitar un Apagón Total. Se entiende que la contingencia no puede ser controlada cuando ésta se propaga a las restantes instalaciones del SI, produciéndose la salida en cascada de otros componentes debido a sobrecargas inadmisibles, o a pérdida de estabilidad de frecuencia, ángulo y/o tensión.

A los efectos de la presente NT, son fallas de baja probabilidad de ocurrencia:

- a) Las fallas o desconexiones intempestivas de transformadores de poder o secciones de barras (severidades 8 y 9);
- b) La falla que provoca apertura simultánea de ambos circuitos de una línea de doble circuito (severidad 6);
- c) La falla de un Elemento Serie seguida de la operación errónea del Sistema de Protecciones en un extremo, debiendo operar las Protecciones de Respaldo Local o Remoto (severidad 7).

Contingencia Simple: Falla o desconexión intempestiva de un elemento del SI, pudiendo ser este último una unidad generadora, un Elemento Serie del ST, una Barra de Consumo, o Elemento Paralelo del ST, entre otros y que puede ser controlada con los Recursos Generales de Control de Contingencias. Se entiende que la contingencia puede ser controlada cuando no se propaga a otras instalaciones del SI.

En el caso de centrales de ciclo combinado con configuración una turbina de gas, una turbina de vapor, corresponde a la desconexión de ambas unidades. En el caso de centrales de ciclo combinado con configuración dos turbinas de gas, una turbina de vapor, corresponde a la desconexión de una turbina de gas y a la pérdida de la generación de la unidad a vapor sólo en la proporción correspondiente, siempre

que el Coordinado que explota la instalación demuestre al Coordinador que existe independencia de los sistemas de control, servicios auxiliares, suministro de combustible u otros que garanticen que la contingencia simple no representa la pérdida de la central completa.

6.3. Instructivo utilización herramienta network manager AS version

Las opciones de cada parámetro se exponen en la columna “options/descripción” en la Tabla 6.1 predispuesta en un archivo de Excel de nombre **Paremeter_For_MISCR.xlsx** que debe ser llamado desde el script de Python asegurando la configuración correcta de la ruta del archivo. Para obtener más detalles sobre las diferencias entre estas opciones se puede consultar el documento 23.

Para el caso de estudio los parámetros de entrada se configuran tal como se detalla en la columna “Value” de Tabla 6.1.

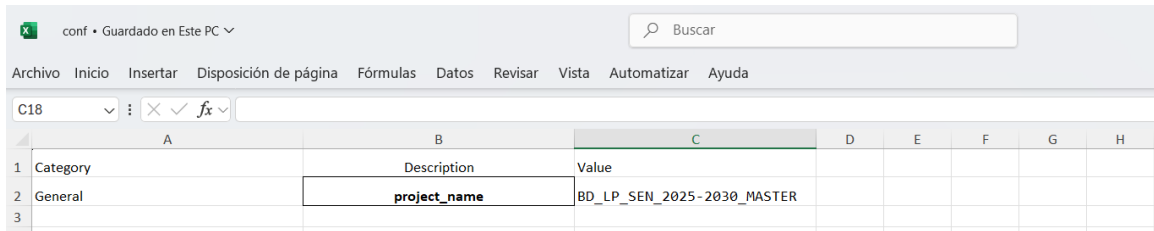
Esta configuración de parámetros adapta la metodología empleada por el Coordinador para el cálculo del ESCR, siguiendo las recomendaciones del autor en 23 en el contexto de un caso de estudio que considera diversos casos operativos. En lugar de utilizar el cortocircuito franco a tierra, se ajusta el cálculo del factor de interacción, aplicando un cortocircuito con inductancia que permita una variación del 1 % en la barra de estudio (método denominado *S1* en el documento). Este enfoque resulta más práctico, ya que, a diferencia del procedimiento original que tiende a sobrestimar los valores, el método propuesto ajusta las variaciones de forma que son ligeramente mayores en barras fuertes y algo menores en barras débiles, lo que permite una representación más precisa de las condiciones del sistema 23.

Sumado a ello, el cálculo seleccionado considera la potencia despachada de recursos basados en inversores, tal que los puntos de operación se puedan ajustar de manera más flexible.

Computation type	Parameter	Value	Options/Description
General	Database	SEN	Project name
General	Input folder	C:\Users\camil\On...	Path folder
General	Output folder	C:\Users\camil\On...	Path folder
ESCR	Interaction factor voltage variable	u	u: voltage (m:u), us: transient voltage (m:us)
ESCR	Interaction factor computation strategy	sensitivity	shortcircuit: direct from shortcircuit (earthing), sensitivity: 1 % voltage drop, loadflow: sensitivity from loadflow, dinamic: from dinamic simulation
ESCR	Load interaction factors	no	yes, no. If yes: interaction_factors.csv
ESCR	Target voltage for ESCR calculation	-	Nominal voltage, None
ESCR	Load busbars for ESCR calculation	yes	yes, no. If yes: busbars.csv
ESCR	Interaction factor threshold	0.15	CIGRE recommendation 0.15
ESCR	Shortcircuit currents	min	min, max
ESCR	IBR power contribution	prefault	nominal (capacity), prefault (current power injection)

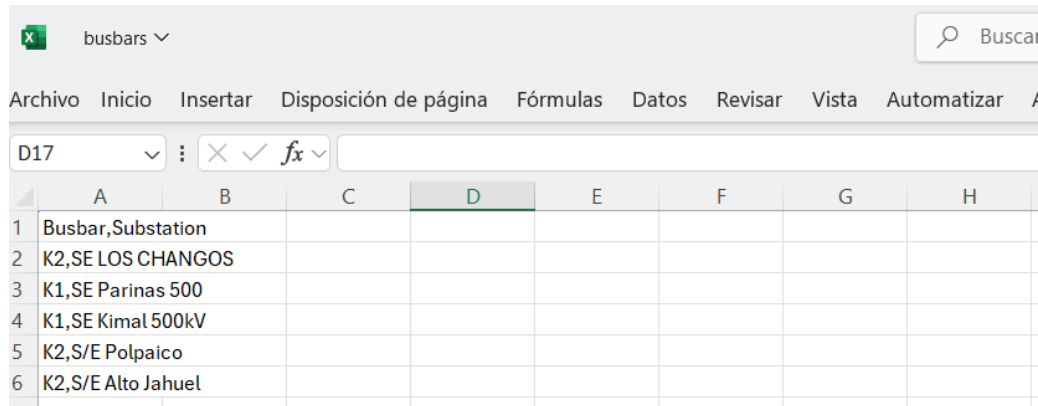
Tabla 6.1: Tabla configuración de parámetros para el calculo del ESCR

Una vez decidida la metodología de cálculo, es esencial contar con los archivos **busbar.csv** y **conf.xls**. Estos archivos configuran las barras de interés con su nombre y subestación, así como el nombre de la base de datos a utilizar. Todos deben estar almacenados en una carpeta común junto con la herramienta y los demás documentos.



	A	B	C	D	E	F	G	H
1	Category	Description	Value					
2	General	project_name	BD_LP_SEN_2025-2030_MASTER					
3								

Figura 6.2: Formato Documento para especificar archivo DigSilent



	A	B	C	D	E	F	G	H
1	Busbar, Substation							
2	K2, SE LOS CHANGOS							
3	K1, SE Parinas 500							
4	K1, SE Kimal 500kV							
5	K2, S/E Polpaico							
6	K2, S/E Alto Jahuel							

Figura 6.3: Formato Documento para especificar Barras a calcular el índice

Finalmente para ejecutar el cálculo se importa la herramienta **network_manager_AS_version** y utilizando el comando **nm.index_automatic_calculation** para ejecutar la acción. Se debe ingresar como parámetro la dirección del archivo **"Parameter_For_MISCR.xlsx"** y el nombre del archivo donde se almacenarán los resultados.

```
from network_manager_AS_version import *
conf = "C:\\Users\\andre\\PycharmProjects\\bessopt\\src\\80ERN\\conf.xlsx"
nm = NetworkManager(conf)
nm.index_automatic_calculation(r'C:\Users\andre\PycharmProjects\bessopt\src\80ERN\
Parameter_For_MISCR.xlsx', 'Archivo_para_almacenar_datos')
```

2
3
4
5

6.4. Información detallada de casos de estudio

6.4.1. Tablas de valores ESCR, nivel de cortocircuito y aporte convertidores en cada barra

Tabla 6.2: Valores ESCR para los distintos casos de estudio.

Caso	Algarro-bal	Ana María	Andes	Angamos	Atacama	Parina-cota	Calama Nueva	Cardones	Carrera Pinto	Cerro Pabellón
C1	1,26	1,36	1,24	1,77	1,36	1,11	1,32	1,23	1,16	2,15
C2	1,32	1,42	1,28	1,93	1,44	1,01	1,38	1,29	1,21	2,26
C3	1,46	1,35	1,28	1,84	1,37	1,11	1,31	1,37	1,27	2,13
C4	1,36	1,29	1,17	1,59	1,27	1,06	1,25	1,27	1,18	2,05
C5	1,53	1,27	1,19	1,63	1,27	1,06	1,23	1,38	1,25	2,00
C6	1,60	1,29	1,28	1,84	1,34	1,06	1,23	1,44	1,31	2,01
C7	1,62	1,31	1,29	1,86	1,36	1,07	1,24	1,47	1,33	2,05
C8	1,36	1,54	1,35	1,98	1,52	1,29	1,46	1,34	1,25	2,40
C9	2,06	1,77	1,65	2,46	1,83	1,27	1,67	1,84	1,59	2,89
C10	1,05	0,89	0,86	1,02	0,89	0,79	0,86	0,98	0,92	1,41
C11	2,11	2,14	2,02	2,92	2,18	1,80	2,01	1,94	1,71	3,43

Tabla 6.3: Valores ESCR para los distintos casos de estudio.

Caso	Chuchica-mata	Cochrane	Collahu-asi	Crucero	Diego de Almagro	Domeyko	Encuentro	Esmeralda	Frontera	Gaby
C1	1,32	2,96	1,22	1,43	1,16	1,27	1,43	1,25	1,30	1,33
C2	1,38	3,09	1,27	1,49	1,21	1,33	1,49	1,31	1,36	1,39
C3	1,31	2,15	1,21	1,42	1,25	1,30	1,40	1,26	1,29	1,35
C4	1,26	2,82	1,16	1,35	1,16	1,19	1,35	1,17	1,24	1,24
C5	1,23	2,02	1,15	1,33	1,23	1,21	1,32	1,17	1,22	1,25
C6	1,24	2,78	1,16	1,35	1,28	1,30	1,35	1,23	1,24	1,33
C7	1,25	2,84	1,17	1,36	1,31	1,31	1,37	1,24	1,25	1,34
C8	1,47	3,42	1,40	1,60	1,24	1,41	1,60	1,38	1,48	1,46
C9	1,69	3,96	1,63	1,87	1,54	1,73	1,87	1,69	1,69	1,76
C10	0,87	1,44	0,82	0,91	0,91	0,85	0,91	0,84	0,87	0,87
C11	2,04	4,84	1,97	2,24	1,68	2,14	2,23	1,94	2,04	2,21

Tabla 6.4: Valores ESCR para diferentes escenarios de estudio.

Caso	Illapa	Kapatur	Kelar	Kimal	Laberinto	Lagunas	Los Changos	Maitencillo	María elena	Miraje	Cóndores
C1	1,17	1,65	1,65	1,43	1,36	1,16	1,64	1,32	1,38	1,40	1,11
C2	1,22	1,79	1,84	1,49	1,43	1,20	1,78	1,38	1,44	1,47	1,15
C3	1,26	1,71	1,71	1,41	1,38	1,16	1,71	1,58	1,37	1,38	1,11
C4	1,17	1,48	1,48	1,35	1,27	1,11	1,47	1,47	1,31	1,33	1,06
C5	1,24	1,51	1,51	1,32	1,28	1,11	1,50	1,71	1,29	1,30	1,06
C6	1,30	1,71	1,71	1,34	1,36	1,11	1,70	1,78	1,31	1,33	1,06
C7	1,32	1,73	1,73	1,36	1,38	1,12	1,72	1,81	1,32	1,35	1,07
C8	1,26	1,84	1,84	1,60	1,50	1,33	1,83	1,43	1,56	1,57	1,29
C9	1,58	2,29	2,28	1,87	1,80	1,53	2,28	2,27	1,79	1,84	1,47
C10	0,91	0,99	0,99	0,91	0,89	0,81	0,98	1,12	0,90	0,91	0,79
C11	1,71	2,71	2,71	2,24	2,25	1,85	2,70	2,31	2,17	2,17	1,8

Tabla 6.5: Valores ESCR para diferentes escenarios de estudio.

Caso	Norgener	Nueva pozo almonte	Nueva Zaldívar	O'Higgins	Pan de Azúcar	Parinas	Polpaico	Pozo almonte	San Simón	Santa Rita	Tarapacá
C1	1,42	1,12	1,27	1,40	1,46	1,26	2,59	1,12	1,20	1,19	1,14
C2	1,49	1,16	1,33	1,49	1,52	1,32	2,68	1,16	1,24	1,23	1,18
C3	1,41	1,12	1,31	1,44	1,66	1,33	2,86	1,12	1,19	1,18	1,14
C4	1,35	1,07	1,20	1,30	1,56	1,22	2,72	1,07	1,14	1,14	1,09
C5	1,32	1,07	1,21	1,31	1,75	1,26	2,97	1,07	1,13	1,13	1,09
C6	1,34	1,08	1,31	1,42	1,81	1,34	3,04	1,07	1,14	1,14	1,09
C7	1,35	1,08	1,32	1,44	1,83	1,36	3,07	1,08	1,15	1,14	1,10
C8	1,59	1,29	1,41	1,57	1,59	1,43	2,84	1,29	1,37	1,37	1,32
C9	1,86	1,48	1,73	1,92	2,34	1,80	3,89	1,47	1,56	1,55	1,51
C10	0,91	0,80	0,86	0,90	1,26	0,90	2,26	0,79	0,83	0,83	0,80
C11	2,23	1,80	2,13	2,36	2,29	2,11	3,76	1,80	1,89	1,89	1,84

Tabla 6.6: Valores denominador del calculo del ESCR, es decir, potencia despachada de IBR en la barra y aporte de cercanos en diferentes escenarios de estudio.

Caso	Algarro-bal	Ana María	Andes	Angamos	Atacama	Parina-cota	Calama Nueva	Cardones	Carrera Pinto	Cerro Pabellón
C1	2794,32	2906,71	1924,62	3457,91	1998,56	1086,60	1693,86	3392,99	2593,91	471,37
C2	2794,55	2910,65	1973,42	3475,43	2005,83	1088,36	1688,80	3392,75	2589,59	470,09
C3	2719,54	2848,16	1886,97	3370,60	1974,35	1081,95	1689,22	3327,84	2509,25	477,59
C4	2840,38	2979,71	1980,00	3452,90	2072,05	1127,27	1758,80	3446,24	2610,76	494,57
C5	2747,35	2919,84	1958,64	3392,96	2059,06	1119,32	1766,54	3379,18	2546,63	506,62
C6	2690,06	2842,15	1878,47	3370,55	1995,29	1121,45	1726,63	3331,25	2503,21	503,13
C7	2661,24	2827,52	1856,43	3315,29	1969,60	1105,03	1704,81	3282,37	2461,66	491,45
C8	2538,94	2514,07	1742,65	3044,16	1764,93	922,37	1504,06	3061,18	2367,17	420,80
C9	2069,71	2239,54	1461,35	2569,79	1488,65	812,79	1293,92	2597,57	2036,97	348,97
C10	3242,88	3284,15	2392,86	3768,80	2513,51	1411,80	2158,18	3863,12	3008,71	700,65
C11	2028,65	1922,99	1220,41	2248,81	1288,63	666,86	1127,68	2487,69	1904,16	294,84

Tabla 6.7: Valores denominador del calculo del ESCR, es decir, potencia despachada de IBR en la barra y aporte de cercanos en diferentes escenarios de estudio.

Caso	Chuchica-mata	Cochrane	Collahu-asi	Crucero	Diego de Almagro	Domeyko	Encuentro	Esmeralda	Frontera	Gaby
C1	1695,31	1295,80	1219,41	3327,26	2159,69	2409,70	3650,68	843,76	2279,77	967,92
C2	1690,75	1298,91	1221,32	3331,20	2153,42	2443,43	3654,94	846,70	2283,25	977,91
C3	1689,85	1251,97	1217,32	3249,00	2076,29	2359,60	3529,06	839,90	2251,78	956,25
C4	1761,56	1356,78	1270,23	3399,40	2167,06	2471,85	3720,39	889,04	2348,00	1020,10
C5	1768,23	1318,84	1264,21	3325,83	2111,26	2438,42	3598,69	892,17	2316,94	1017,62
C6	1727,12	1368,94	1252,43	3209,80	2076,55	2356,96	3504,74	855,97	2274,91	971,03
C7	1705,26	1339,73	1233,18	3202,47	2034,46	2328,11	3500,60	843,27	2254,82	957,00
C8	1502,91	1111,43	1042,74	2904,67	1974,05	2117,46	3178,26	753,14	1969,01	865,85
C9	1292,50	973,88	899,56	2549,61	1708,55	1789,28	2799,22	621,54	1750,10	730,26
C10	2164,84	1718,19	1620,53	3652,16	2547,33	2926,78	3883,84	1173,74	2712,64	1351,72
C11	1123,90	792,75	749,77	2243,60	1571,93	1498,28	2481,78	543,56	1484,09	587,81

Tabla 6.8: Valores denominador del calculo del ESCR, potencia despachada de IBR en la barra y aporte de cercanos en diferentes escenarios de estudio.

Caso	Illapa	Kapatur	Kelar	Kimal	Laberinto	Lagunas	Los Changos	Maitencillo	María elena	Miraje
C1	2665,52	3988,53	3088,18	3785,17	2918,94	1588,52	4026,10	3344,49	2978,95	3101,20
C2	2658,31	4008,90	3104,38	3789,17	2951,26	1591,01	4045,83	3347,28	2982,96	3106,06
C3	2582,14	3894,85	3008,85	3672,32	2866,47	1578,44	3931,34	3400,51	2919,99	3030,47
C4	2682,45	3883,41	3096,36	3850,15	2974,67	1641,63	3900,21	3536,67	3051,72	3174,44
C5	2624,41	3813,89	3042,35	3739,05	2934,81	1623,24	3829,78	3518,83	2994,49	3107,00
C6	2587,72	3887,63	3009,31	3590,67	2867,32	1619,27	3923,51	3463,56	2907,01	3033,50
C7	2539,56	3815,72	2960,94	3594,62	2834,49	1600,15	3848,18	3461,40	2893,82	3017,71
C8	2422,80	3505,15	2723,86	3292,76	2589,83	1358,59	3537,61	3026,94	2576,16	2715,99
C9	2114,41	2989,36	2291,67	2904,02	2228,82	1198,93	3019,17	2698,88	2302,36	2368,90
C10	3089,44	4151,57	3520,51	3974,89	3386,36	1979,59	4175,54	3891,12	3349,31	3468,02
C11	1952,73	2650,59	2003,14	2576,12	1920,97	1004,11	2681,92	2653,72	1971,89	2101,60

Tabla 6.9: Valores denominador del calculo del ESCR, es decir, potencia despachada de IBR en la barra y aporte de cercanos en diferentes escenarios de estudio.

Caso	Norgener	Nueva pozo almonte	Nueva Zaldívar	O'Higgins	Pan de Azucar	Parinas	Polpaico	Pozo almonte	San Simon	Santa Rita	Tarapacá
C1	1439,94	1190,86	2523,00	2915,95	2763,77	2749,85	2930,83	1155,70	1303,94	1153,91	1221,07
C2	1442,62	1192,85	2561,97	2931,42	2806,12	2775,57	2947,25	1157,67	1306,30	1156,09	1223,08
C3	1438,62	1184,46	2470,83	2857,08	2634,04	2677,84	2759,36	1149,51	1302,80	1155,47	1216,81
C4	1498,17	1233,48	2581,00	2967,01	2750,21	2781,99	2861,46	1197,19	1350,96	1196,62	1266,00
C5	1505,90	1225,23	2545,60	2925,26	2598,91	2732,50	2700,70	1189,85	1345,08	1194,14	1255,40
C6	1477,57	1227,05	2465,42	2861,71	2554,45	2664,86	2655,80	1192,13	1340,85	1192,05	1256,25
C7	1453,99	1209,55	2435,67	2825,49	2523,77	2634,52	2636,56	1174,78	1321,04	1173,04	1238,30
C8	1268,30	1017,79	2225,56	2565,05	2513,78	2371,58	2662,98	988,14	1115,60	986,29	1038,12
C9	1096,24	895,52	1882,58	2164,06	1959,56	1996,42	2082,58	869,07	991,36	878,32	912,74
C10	1911,80	1529,62	3027,42	3390,91	3118,77	3214,43	3322,47	1487,92	1676,61	1503,58	1573,85
C11	926,33	740,97	1587,57	1883,12	2006,04	1743,27	2141,63	718,46	817,95	720,32	754,23

Tabla 6.10: Valores de nivel de cortocircuito en cada barra de estudio sin la consideración de aporte de IBR para los distintos escenarios de operación.

Caso	Chuchica-mata	Cochrane	Collahuasi	Crucero	Diego de Almagro	Domeyko	Encuentro	Esmeralda	Frontera	Gaby
C1	2245,02	3834,65	1481,94	4749,21	2497,77	3050,24	5209,00	1052,10	2974,20	1283,60
C2	2244,66	3835,06	1483,20	4749,97	2496,75	3055,02	5209,56	1052,67	2975,41	1285,19
C3	2220,62	2686,39	1470,95	4598,98	2596,62	3071,88	4951,01	1054,67	2906,72	1289,12
C4	2213,80	3822,51	1467,80	4588,94	2522,65	2939,39	5022,31	1039,90	2915,67	1263,54
C5	2183,49	2665,65	1452,23	4413,79	2595,12	2946,66	4739,91	1041,81	2835,94	1267,91
C6	2135,60	3798,86	1458,60	4320,41	2660,52	3062,98	4735,61	1055,24	2823,24	1289,07
C7	2126,38	3798,29	1446,00	4356,08	2656,08	3056,10	4779,48	1049,04	2821,96	1283,26
C8	2208,26	3805,05	1456,91	4644,29	2450,70	2992,30	5091,28	1040,48	2909,66	1267,47
C9	2267,29	3877,62	1491,89	4845,96	2649,36	3122,65	5319,10	1063,23	3002,27	1298,94
C10	1873,46	2467,16	1330,25	3329,28	2305,94	2499,49	3547,16	981,61	2367,76	1177,34
C11	2287,41	3834,16	1474,95	5035,92	2636,10	3205,93	5531,18	1052,06	3031,66	1299,13

Tabla 6.11: Valores de nivel de cortocircuito en cada barra de estudio sin la consideración de aporte de IBR para los distintos escenarios de operación.

Caso	Illapa	Kapatur	Kelar	Kimal	Laberinto	Lagunas	Los Changos	Maitencillo	María elena	Miraje
C1	3109,20	6571,14	5089,51	5397,06	3966,38	1845,10	6600,24	4408,60	4118,04	4351,64
C2	3108,08	6569,65	5089,03	5397,29	3971,86	1846,34	6598,57	4416,40	4118,89	4352,78
C3	3262,68	6665,55	5150,22	5190,90	3962,29	1824,44	6703,73	5373,52	3991,46	4189,02
C4	3147,94	5744,60	4582,39	5189,22	3770,26	1823,80	5728,99	5203,81	4000,85	4213,98
C5	3257,77	5768,04	4602,55	4953,84	3743,46	1798,11	5757,61	6020,47	3853,82	4030,81
C6	3359,35	6642,97	5142,79	4822,87	3903,97	1798,65	6685,21	6169,36	3799,48	4045,69
C7	3354,63	6596,23	5118,84	4879,34	3898,93	1787,64	6634,18	6257,67	3819,33	4065,23
C8	3046,94	6442,17	5002,18	5273,38	3885,18	1811,97	6469,24	4337,47	4024,35	4255,98
C9	3355,81	6905,37	5289,60	5527,17	4067,47	1858,93	6950,26	6129,45	4178,46	4426,85
C10	2802,43	4095,13	3477,75	3602,90	3000,81	1608,97	4110,26	4370,30	3006,79	3145,03
C11	3348,78	7191,92	5432,06	5783,12	4328,29	1853,83	7229,75	6141,22	4287,54	4553,87

Tabla 6.12: Valores de nivel de cortocircuito en cada barra de estudio sin la consideración de aporte de IBR para los distintos escenarios de operación.

Caso	Norgener	Nueva pozo almonte	Nueva Zaldívar	O'Higgins	Pan de Azucar	Parinas	Polpaico	Pozo almonte	San Simon	Santa Rita	Tarapacá
C1	2046,03	1336,27	3203,88	4093,11	4041,86	3469,43	7602,50	1295,00	1558,29	1373,59	1390,85
C2	2047,51	1337,43	3209,22	4095,00	4089,21	3472,43	7606,00	1296,16	1559,55	1374,80	1392,06
C3	2027,52	1329,03	3228,14	4105,29	4383,79	3552,91	7888,32	1288,61	1545,81	1365,40	1382,46
C4	2016,07	1325,49	3084,83	3842,96	4287,91	3384,40	7791,22	1284,87	1543,16	1361,88	1378,67
C5	1992,07	1313,55	3092,19	3831,40	4546,08	3434,93	8024,05	1273,93	1524,96	1348,57	1366,11
C6	1980,63	1319,41	3217,38	4072,64	4615,64	3583,76	8086,15	1280,03	1529,63	1354,41	1370,99
C7	1969,37	1306,95	3210,58	4064,33	4623,44	3579,61	8097,49	1267,52	1516,85	1341,44	1358,43
C8	2013,95	1312,80	3140,94	4015,49	3996,66	3396,88	7566,89	1272,31	1527,72	1346,84	1367,88
C9	2069,40	1342,79	3286,09	4209,49	4596,92	3636,74	8083,15	1301,31	1564,94	1378,50	1400,76
C10	1748,01	1216,15	2600,65	3055,05	3941,37	2877,11	7492,39	1182,54	1389,30	1243,24	1257,76
C11	2066,65	1331,61	3382,87	4451,52	4589,22	3684,55	8043,47	1289,71	1549,43	1360,45	1387,49

6.4.2. Información generación y demanda de los diferentes casos de estudio

Tabla 6.13: Generación Sincrónica del Norte grande despachada.

[illegible]

Tabla 6.14: Información generación y demanda casos de estudio

Caso	Zona	Demanda NG	Gen Sinc NG	ERV NG	Demanda total SEN	Generación total SEN	%Renovable Norte
1	Norte Grande	2633,67	558,86	3447,77	10802,6635	11329,32	86
	Atacama	574,84	1,69	1731,03			
	Coquimbo	476,88	2,10	743,47			
2	Norte Grande	2638,22	1680,34	2371,40	10807	11331	59
	Atacama	574,84	1671,00	1669,31			
	Coquimbo	476,88	2,10	764,29			
3	Norte Grande	2618,17	643,87	3300,31	10807,46	11325,62	84
	Atacama	595,14	77,69	1711,99			
	Coquimbo	476,88	2,09	745,88			
4	Norte Grande	2614,67	1620,86	2353,32	10803,96	11332,1243	59
	Atacama	595,14	508,65	1260,29			
	Coquimbo	476,88	2,10	748,88			
5	Norte Grande	2599,17	1474,76	2451,88	10802,26	11328,029	62
	Atacama	608,93	682,10	1215,77			
	Coquimbo	476,88	407,33	249,20			
6	Norte Grande	2627,17	504,28	3349,131	10830,26	11344,85	87
	Atacama	608,94	160,68	1774,43			
	Coquimbo	476,88	140,64	569,89			
7	Norte Grande	2627,17	418,12	3435,29	10830,2635	11337,0948	89
	Atacama	608,94	160,69	1726,61			
	Coquimbo	476,88	1,64	708,89			
8	Norte Grande	2638,22	1426,00	2703,0259	10807,2135	11345,4417	65
	Atacama	574,84	1,69	1625,147			
	Coquimbo	476,88	21,67	723,386			
9	Norte Grande	2652,77	2023,40	1952,12	10821,7635	11340,94	49
	Atacama	574,84	414,48	1513,92			
	Coquimbo	476,87	2,10	548,91			
10	Norte Grande	2628,92	695,96	3463,04	10767,1455	11315,77	83
	Atacama	587,18	108,08	1665,49			
	Coquimbo	474,72	2,10	532,85			
11	Norte Grande	2638,22	1963,94	2058,02	10807,88	11344,76	51
	Atacama	574,84	184,69	1540,40			
	Coquimbo	476,88	2,10	753,39			

6.5. Acercamiento gráficos ESCR v/s Barra

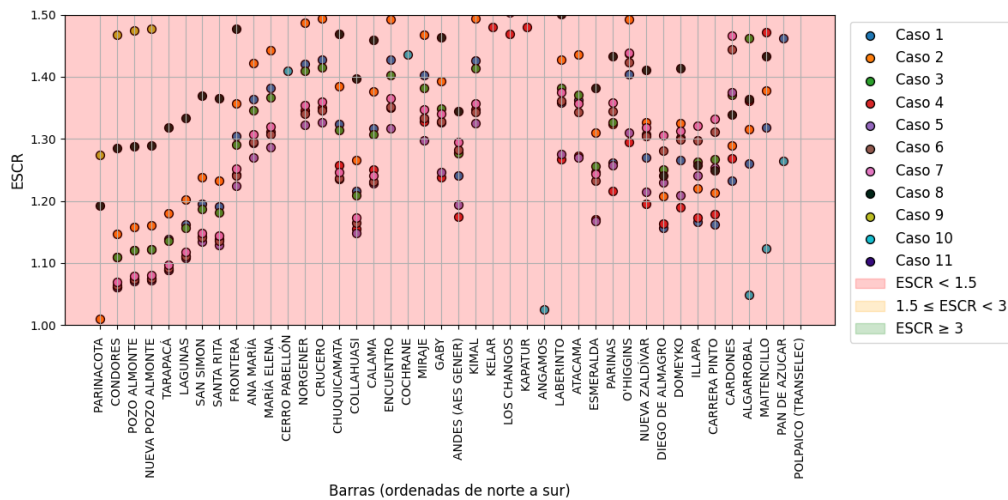


Figura 6.4: Resultados y distribución de los ESCR para cada caso de estudio utilizando la herramienta network manager AS version. Imagen ampliada ente 1 y 1.5.

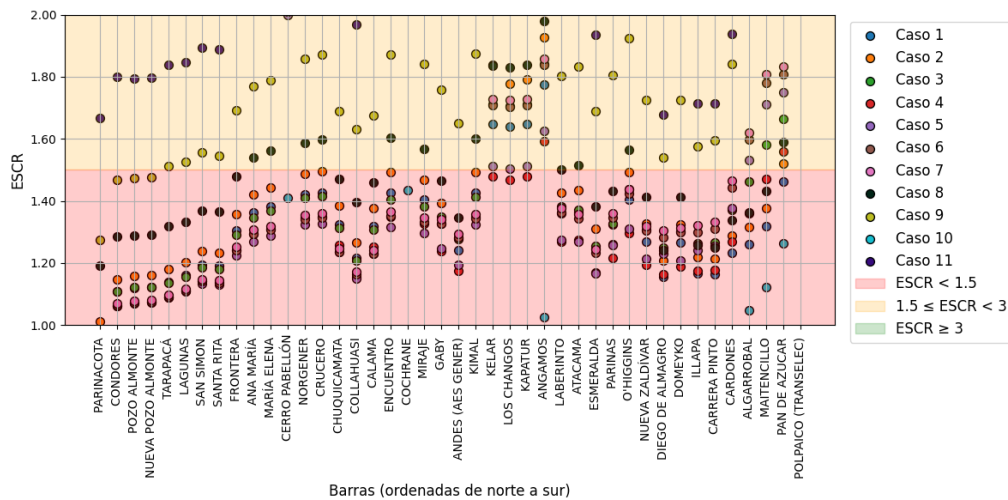
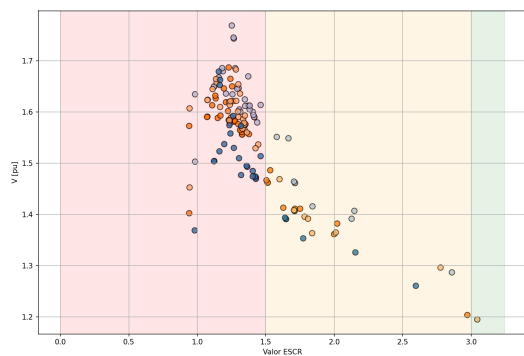
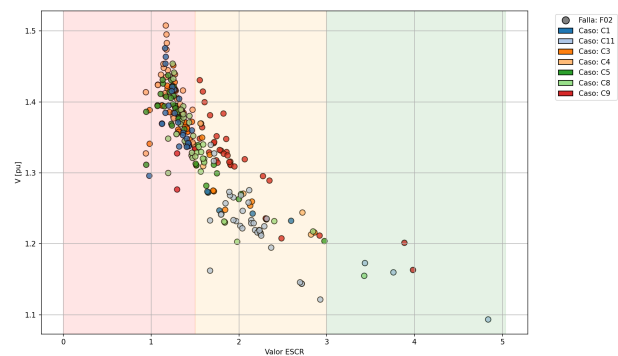


Figura 6.5: Resultados y distribución de los ESCR para cada caso de estudio utilizando la herramienta network manager AS version. Imagen ampliada ente 1 y 2.

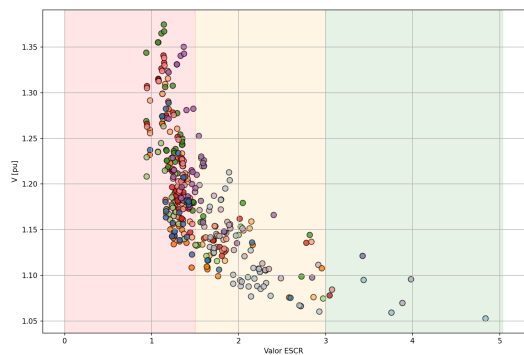
6.6. Gráficos de Sobretensiones transitorios en función de índice ESCR de la barra separado por contingencia



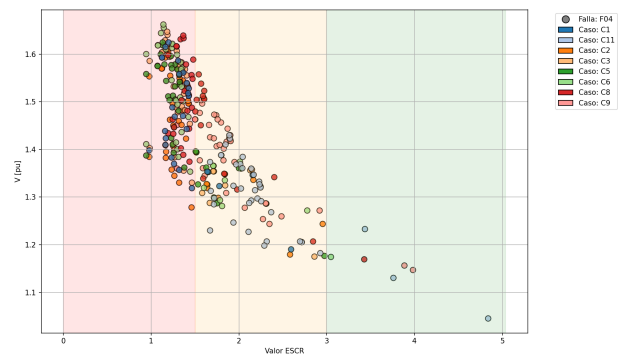
Contingencia F01.



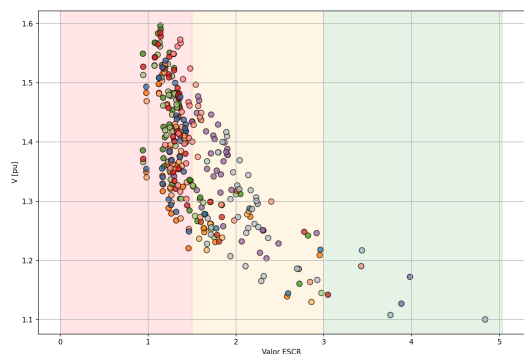
Contingencia F02.



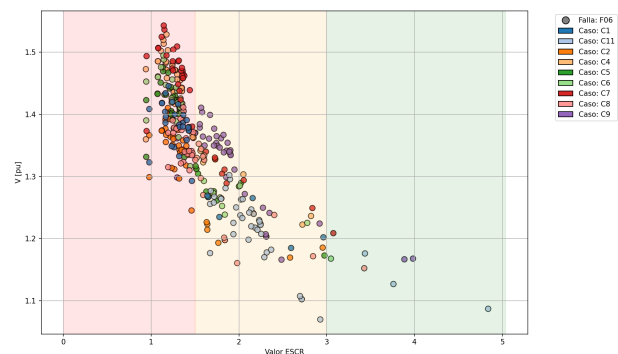
Contingencia F03.



Contingencia F04.

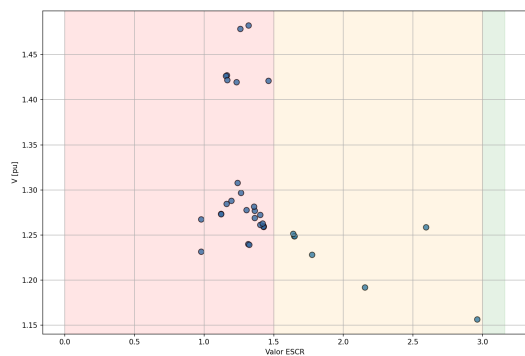


Contingencia F05.

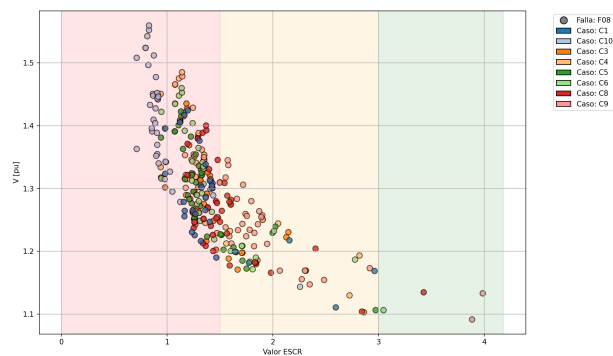


Contingencia 06.

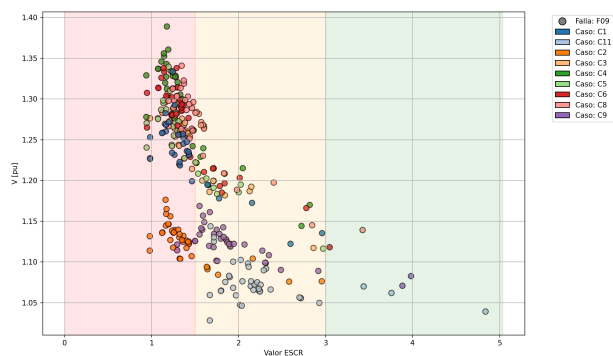
Figura 6.6: Relación entre valor sobretensiones temporales y ESCR para Contingencias de F01 a F06.



Contingencia F07.



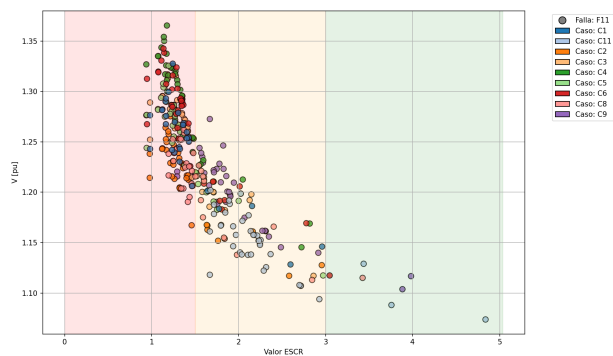
Contingencia F08.



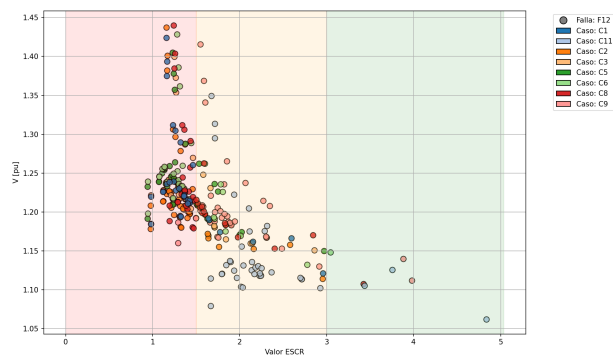
Contingencia F09.



Contingencia F10.



Contingencia F11.



Contingencia F12.

Figura 6.7: Relación entre valor sobretensiones temporales y ESCR para Contingencias de F07 a F12.

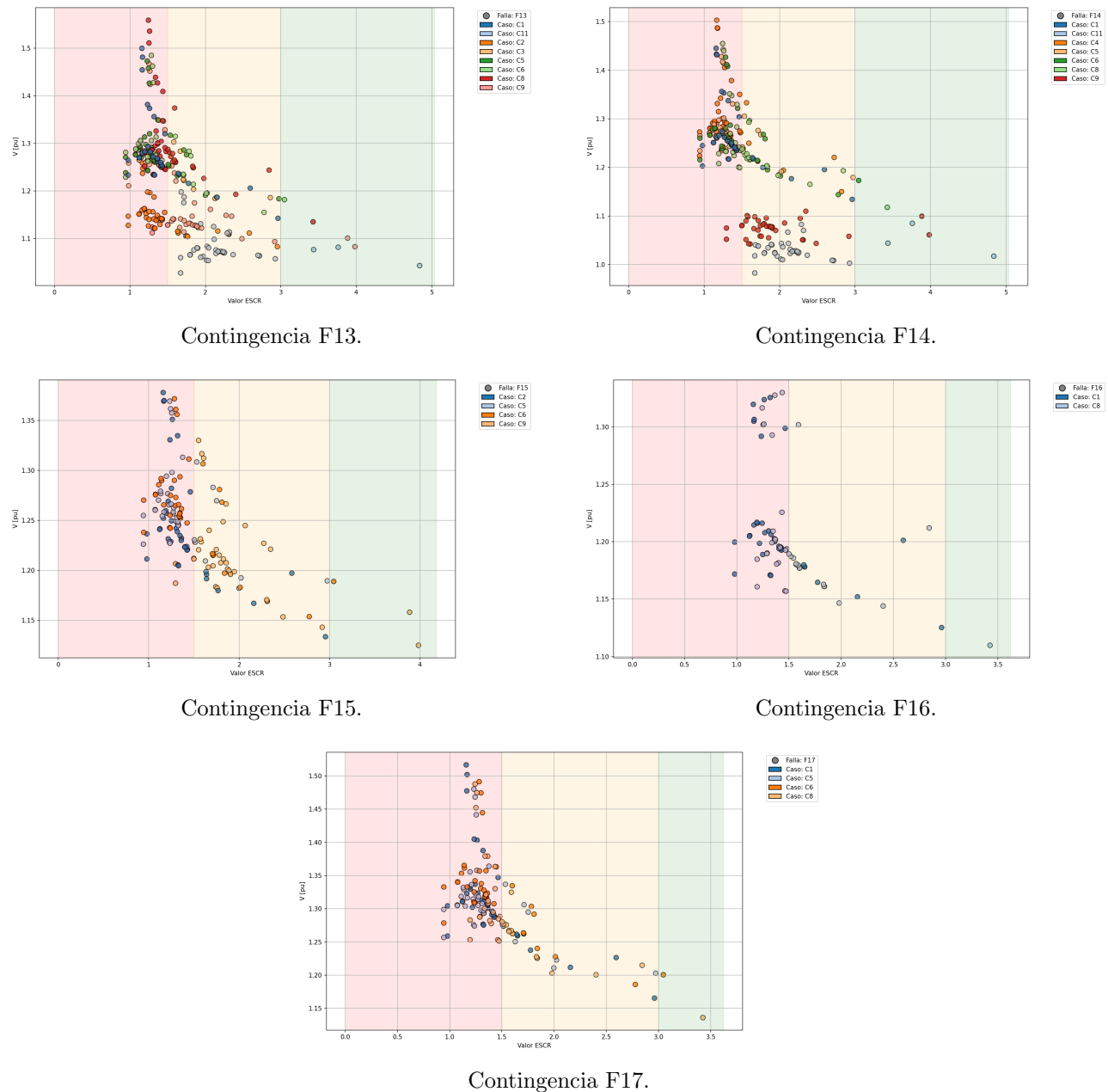


Figura 6.8: Relación entre valor sobretensiones temporales y ESCR para Contingencias de F08 a F17.

6.7. Comparación Metodología de Cálculo para la Amortiguación

A continuación se presenta evidencia de las variaciones del amortiguamiento según la selección de las máximas amplitudes de oscilaciones luego de ocurrida una contingencia en una de las líneas de doble circuito Los Changos - Parinas 500 kV. En las Figuras [6.9](#) y [6.10](#) se destaca con una cruz roja las amplitudes utilizadas para el cálculo y en la Tabla [6.15](#) se presentan los resultados de la amortiguación.

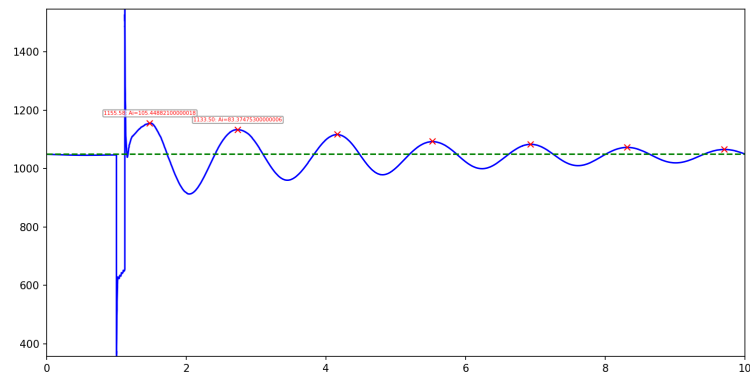


Figura 6.9: Potencia tranferida por línea Nueva Pan de Azúcar - Polpaico tras contingencia F02.

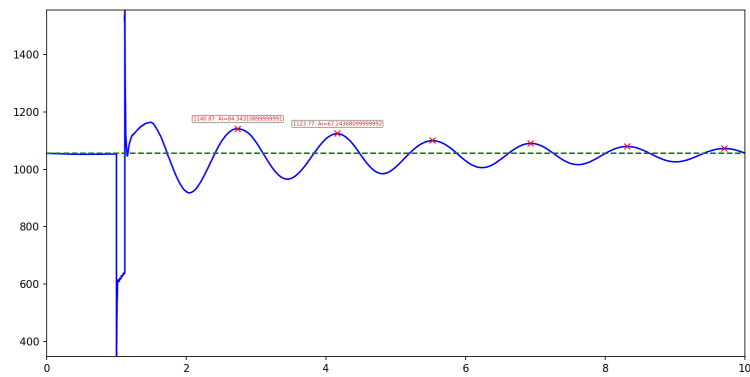


Figura 6.10: Potencia tranferida por línea Nueva Pan de Azúcar - Polpaico tras contingencia F02 método 1.

Tabla 6.15: Amortiguación línea Nva P.de.Azúcar - Polpaico 500 kV luego de contingencia F02 método 2.

Método	Amortiguación
1	3,51
2	3,39

Bibliografía

- [1] Coordinador Eléctrico Nacional & Gerencia de Planificación y Desarrollo de la Red. *Propuesta de expansión de la transmisión: Proceso de planificación de la transmisión 2022*. Accessed: June 30, 2024. Enero de 2022. URL: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/01/Informe-PET-enero-2022.pdf>.
- [2] H. H. Alhelou, N. Hosseinzadeh y B. Bahrani. *Power System Strength: Evaluation Methods, Best Practice, Case Studies, and Applications*. The Institution of Engineering y Technology (IET), 2024. DOI: [10.1049/pbpo247e](https://doi.org/10.1049/pbpo247e).
- [3] N. Hatziargyriou et al. «Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended». En: *IEEE Transactions on Power Systems* 36.4 (2021), págs. 3271-3281. DOI: [10.1109/TPWRS.2020.3041774](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2020.3041774).
- [4] energiE. «CNE Estudio Exigencias y Métricas Inercia y CC Informe Final». En: (mayo de 2023).
- [5] Marcelo Cifuentes et al. *Informe Estudio Nivel Inercia y Cortocircuito 2022*. Inf. téc. Accessed: June 30, 2024. Coordinador Eléctrico Nacional, jun. de 2022. URL: <https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/estudios-de-planificacion/estudios-de-inercia-y-cortocircuito/estudios-2022-dee/>.
- [6] North American Electric Reliability Corporation (NERC). *Integrating Inverter-Based Resources into Low Short Circuit Strength Systems: Reliability Guideline*. North American Electric Reliability Corporation, 2017.
- [7] Ministerio de Energía de Chile. *Energía 2050 - Política Energética de Chile*. Inf. téc. Accessed: Jun. 30, 2024. Ministerio de Energía de Chile, 2015. URL: https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/energia_2050_-_politica_energetica_de_chile.pdf.
- [8] CIGRÉ. «Towards System Strength». En: *CIGRÉ Science & Engineering: Power Systems* 20.13 (2021).
- [9] DIgSILENT GmbH para Coordinador Eléctrico Nacional. Inf. téc.
- [10] P. Kundur. *Power System Stability and Control*. New York, NY, USA: McGraw-Hill, 1994.
- [11] c et al. «Definition and Classification of Power System Stability – Revisited Extended». En: *IEEE Transactions on Power Systems* 36.4 (jul. de 2021), págs. 3271-3281. DOI: [10.1109/TPWRS.2020.3041774](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2020.3041774).
- [12] *Stability Definitions and Characterization of Dynamic Behavior in Systems with High Penetration of Power Electronic Interfaced Technologies*. Inf. téc. PES-TR77. Online. IEEE Power y Energy Society, mayo de 2020. URL: https://resourcecenter.ieee-pes.org/technical-publications/technical-reports/PES_TP_TR77_PSDP_stability_051320.html.
- [13] NERC. «Guidelines for Developing an Under Voltage Load Shedding (UVLS) Evaluation Program». En: (sep. de 2006).

- [14] Wenjuan Zhang, Student Member, IEEE, Fangxing Li, Senior Member, IEEE, Leon M. Tolbert, Senior Member, IEEE. «Optimal Allocation of Shunt Dynamic Var Source SVC and STATCOM: A Survey». En: (2006).
- [15] CEN. «Modelación y Homologación de Instalaciones del SEN». En: (sep. de 2022).
- [16] Gustav Lammert. «Modelling, Control and Stability Analysis of Photovoltaic Systems in Power System Dynamic Studies». En: 9.30 (abr. de 2019).
- [17] IEEE. «Comparative Modeling and Analysis of EMT and Phasor RMS Grid-Forming Converters Under Different Power System Dynamics». En: 60.2 (abr. de 2024).
- [18] CEN. «Informe Estabilidad de Tension». En: (dic. de 2021).
- [19] AEMO. «System Strength, System strength in the NEM explained ». En: (mar. de 2020).
- [20] Juan Pablo Cerda Montecinos. «Planificación de la transmisión en sistemas de potencia de baja inercia considerando criterios de estabilidad». En: (2021).
- [21] DIGSILENT. «Definición de requerimientos para el fortalecimiento de la red en el Sistema Eléctrico Nacional en 2025». En: (ago. de 2022).
- [22] CIGRE WG B4.62. « Connection of wind farms to weak AC networks ». En: (2016).
- [23] Andrés Ignacio Suazo Carrasco. «Herramienta para la determinación del nivel de robustez del Sistema Eléctrico Nacional». En: (mar. de 2023).
- [24] MISO. «Grid-Forming Battery Energy Storage Capabilities, Performance, and Simulation Test Requirements Proposal, Version 0.2». En: (ago. de 2023).
- [25] S. Huang, J. Schmall, J. Conto, J. Adams, Y. Zhang C. Carter. « ERCOT experience. IEEE Power and Energy Society General Meeting ». En: (2012).
- [26] J. Z. Zhou, H. Ding, S. Fan, Y. Zhang, and A. M. Gole. «Impact of Shor Circuit Ratio and Phase Locked Loop Parameters on the Small-Signal Behavior of a VSC-HVDC Converter ». En: *IEEE Transactions on Power Delivery* 29 (oct. de 2014), págs. 2287-2296.
- [27] IEEE. «Impacts of Fault Ride Through Behavior of Wind Farms on a Low Inertia System Hassan». En: 37.4 (jul. de 2022), págs. 3190-3198.
- [28] Coddou Barrientos, Matías Andre. «Determinación de la ubicación y dimensionamiento óptimo de baterías con criterios de estabilidad de tensión». En: (mar. de 2024).
- [29] *Reporte Energético SEN*. Inf. téc. Online. CEN, mayo de 2025. URL: <https://www.coordinador.cl/reportes/documentos/reporte-energetico/2025/>.
- [30] S. Alzahrani, R. Shah y N. Mithulananthan. «Exploring the Dynamic Voltage Signature of Renewable Rich Weak Power System». En: *IEEE Access* 8 (2020), págs. 216529-216542.
- [31] CEN. «Estudio de restricciones en el sistema de transmisión: Informe preliminar». En: (dic. de 2024).
- [32] CEN. «Minuta DAOP N°02/2024 Análisis de restricción de inercia en la zona del Norte Grande del SEN con escenarios de alta generación de ERV basada en inversores». En: (ene. de 2025).
- [33] P. Gutierrez, C. Rahmann, R. Alvarez, R. Palma, L. Morán. «Breaking New Ground: Comprehensive Stability Assessment of Latin America's Interconnected Network». En: (2025).
- [34] Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). «Informe de Servicios Complementarios Año 2026». En: (jun. de 2025).
- [35] Comisión Nacional de Energía, (CNE). «Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio». En: (nov. de 2020).