



Advanced Center
for Electrical and Electronic Engineering

energiE

INFORME DEFINITIVO

“Estudio de definición de exigencias regulatorias necesarias para establecer niveles de inercia y potencia de cortocircuito eficientes para el Sistema Eléctrico Nacional”.

Licitación ID: 610-1-LE24

Preparado para:



22 de agosto de 2024

CONTENIDO

1 RESUMEN EJECUTIVO	6
2 ABREVIATURAS	9
3 OBJETIVOS	11
4 REVISIÓN Y ANÁLISIS DE ANTECEDENTES PREVIOS	13
4.1 Potencia de cortocircuito	14
4.2 Inercia sistémica.....	19
5 ANÁLISIS DE EXPERIENCIA INTERNACIONAL EN RELACIÓN A LOS PROBLEMAS DE INERCIA Y CORTOCIRCUITO	22
5.1 Gran Bretaña	22
5.1.1 Características del sistema.....	22
5.1.2 Planes de Trabajo de Gran Bretaña.....	23
5.1.3 Métricas de Inercia	28
5.1.4 Métricas de CC	31
5.2 Estados Unidos de América	33
5.2.1 Características del sistema.....	33
5.2.1 Planes de Trabajo de EEUU	34
5.2.2 Consideraciones de fortaleza establecidos en el estándar IEEE-2800...	36
5.2.3 Consideraciones asociadas a cortocircuito en el estándar IEEE-2800....	37
5.2.4 Consideraciones asociadas a Inercia en el estándar IEEE-2800	40
5.2.5 Mercado de Servicios Complementarios.....	41
6 EXPERIENCIA INTERNACIONAL METODOLOGÍAS Y MÉTRICAS DE INERCIA Y CORTOCIRCUITO.....	42
6.1 Metodología para el cálculo del nivel de cortocircuito en Estados Unidos.....	42
6.2 Metodología para determinación de inercia en GB.....	44
6.3 Metodología para el cálculo del nivel de cortocircuito en GB.....	50
6.3.1 Trabajo en Curso y Discusiones.....	52
6.4 Beneficio y limitaciones de las metodologías	53
6.4.1 Nivel y medición de inercia	53
6.4.2 Métricas del nivel de cortocircuito	53
7 CATEGORIZACIÓN DEL SEN EN RELACIÓN A LA MÉTRICAS Y METODOLOGÍAS EVALUADAS	55
7.1 Supuestos de la transmisión.....	56
7.1.1 Red de transmisión	56
7.1.2 Restricciones de transmisión	57

7.2	Supuestos de la generación	57
7.2.1	Escenarios PET 2022-2024	58
7.2.2	Disponibilidad de recursos de generación.....	59
7.3	Determinación y análisis de la fortaleza de red en el SEN	61
7.3.1	Definición de requerimientos para el fortalecimiento de la red en el sistema eléctrico nacional.....	61
7.3.2	Propuesta de expansión de la transmisión (PET)	64
8	ESTIMACIÓN DE VOLUMEN DE NECESIDAD DE INERCIA Y CORTOCIRCUITO.....	67
8.1	Inercia.....	67
8.2	Herramientas Tecnológicas para el monitoreo de inercia.....	68
8.3	Cortocircuito	70
8.4	Estructuración de las proyecciones	72
9	NORMATIVA CHILENA VIGENTE	74
9.1	NTSyCS.....	74
9.1.1	Capítulo 3: Exigencias mínimas para diseño de instalaciones	74
9.1.2	Capítulo 4: Exigencias mínimas para sistemas de información y comunicación	76
9.1.3	Capítulo 5: Exigencias para estándares de seguridad y calidad del servicio	76
9.1.4	Capítulo 6: Estudios para programación de la seguridad y calidad de servicio	77
9.1.5	Capítulo 7: Gestión de la seguridad y calidad de servicio	78
9.1.6	Capítulo 8: Habilitación y monitoreo de instalaciones	79
9.1.7	AT: Cálculo del Nivel Máximo de Cortocircuito	79
9.1.8	AT Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI	81
9.1.9	AT: Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el envío de datos al SITR	81
9.1.10	AT: Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión....	81
9.1.11	AT: Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento	81
9.2	Servicios complementarios	82
9.2.1	Servicios de control de frecuencia.....	82
9.2.2	Servicios de control de tensión	83
10	MODIFICACIONES NORMATIVAS PROPUESTAS	86
10.1	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio y sus Anexos abordados ..	86
10.1.1	Capítulo 3: Exigencias mínimas para diseño de instalaciones	86
10.1.2	Capítulo 4: Exigencias mínimas para sistemas de información y comunicación	87

10.1.3	Capítulo 5: Exigencias para estándares de seguridad y calidad de servicio	88
10.1.4	Capítulo 6: Estudios para programación de la seguridad y calidad de servicio	88
10.1.5	Capítulo 7: Gestión de la seguridad y calidad de servicio	89
10.1.6	Capítulo 8: Habilitación y monitorio de instalaciones	89
10.1.7	Anexo técnico: Cálculo del nivel máximo de cortocircuito.	89
10.1.8	Anexo técnico: Información técnica de instalaciones y equipamiento. ...	90
10.1.9	Anexo técnico: Definición de parámetros técnicos y operativos para el envío de datos al SITR.	91
10.1.10	Anexo técnico: Requisitos técnicos mínimos de instalaciones que se interconectan al SI.	91
10.1.11	Anexo técnico: Sistema de monitoreo.	91
10.1.12	Anexo técnico: Exigencias mínimas de diseño de instalaciones de transmisión.	92
10.2	Propuesta de Estudio Anual de Fortaleza	92
10.3	Resolución de Servicios Complementarios.....	95
11	CONCLUSIONES.....	99
12	REFERENCIAS.....	101

Agradecimientos a la Comisión Nacional de Energía por su permanente colaboración en el desarrollo de este estudio.

Publicado por AC3E y energiE para la CNE.

Este estudio fue desarrollado por los siguientes profesionales (en orden alfabético): Sebastián Campos, Valeria Gaete, Jaime Gallegos, Esteban Gil, Guillermo Huerta, Martín Molina, Anais Vattier

Agosto, 2024.

<https://ac3e.usm.cl/> Gral. Bari 699, Valparaíso, Chile

www.energiE.cl / Badajoz 130, Oficina 1201, Santiago, Chile.

No se permite la reproducción total o parcial ni el almacenamiento en un sistema informático, ni la transmisión de cualquier forma o medio, electrónico, fotocopia, registro u otros medios sin el permiso previo y por escrito de los titulares del Copyright.

Para citar este documento: AC3E, energiE “Estudio de definición de exigencias regulatorias necesarias para establecer niveles de inercia y potencia de cortocircuito eficientes para el Sistema Eléctrico Nacional”, 2024.

1 Resumen Ejecutivo

El presente estudio contempla el análisis asociado a la propuesta de modificación de la actual NTSyCS, con el objetivo de actualizar o incorporar, cuando corresponda, exigencias de seguridad y calidad de suministro, considerando la transición energética del SEN, frente a un escenario de alta penetración de energías renovables, nuevas tecnologías de gestión temporal de energía, la descarbonización proyectada de la matriz energética que generarán condiciones de operación más exigentes para el SI, y por ende se debe adaptar la normativa existente, así como el marco de los servicios complementarios, para dar cobertura a los desafíos que impone esta nueva forma de operación del SEN.

La metodología de análisis aplicada en el presente estudio se basó en una revisión bibliográfica de los antecedentes que se encuentran públicos por parte de instituciones u organizaciones que operan sistemas eléctricos de potencia de grandes dimensiones, por lo que no fueron considerados en el estudio referencias académicas, que podrían no encontrarse en condiciones de implementación por parte de la industria, al respecto en el capítulo 4 se abordan los antecedentes provistos en el estudio base analizado, donde no se encontraron actualizaciones de las normativas técnicas relevantes al fenómeno bajo análisis, sin perjuicio de que se observó como los distintos mercados ya se encuentran avanzando en la provisión de estos servicios a partir de mecanismos estructurales de planificación de largo plazo, o bien a través del desarrollo de mercados competitivos que permitan su prestación en el corto plazo. Adicionalmente, en el capítulo 5, se evalúan los mercados de estabilidad Gran Bretaña y Estados Unidos, el primero se encuentra trabajando los temas asociados a la inercia y al cortocircuito a través de su programa de estabilidad, y que tiene por objetivo proporcionar al sistema con los atributos necesarios para una operación segura tanto en el largo, mediano y corto plazo, por otro lado, en el caso de Estados Unidos, se resalta el trabajo que FERC solicitó a NERC para comenzar a actualizar los estándares asociados a una operación con altos niveles de ERV, focalizado en los antecedentes técnico que deben proporcionar estas centrales, los modelos a proporcionar, estudios operacionales y requerimientos de desempeño, este es un trabajo que se encuentra en curso, y por lo tanto se recomienda evaluar periódicamente los documentos que NERC facilite para consulta pública.

En relación con los paradigmas asociados a la incorporación de métricas en las normativas internacionales, en el capítulo 6, se evalúan las métricas y metodologías que están desarrollando tanto Gran Bretaña como Estados Unidos, donde una de las características es que las metodologías evaluadas son en lo general adaptadas a cada sistema, y por lo tanto, se mantiene la recomendación de no adoptar una métrica única para la evaluación de la fortaleza de la red. Sin perjuicio de lo anterior, se reconoce que la métrica que actualmente tiene un mayor uso en términos de niveles de cortocircuito corresponde al ESCR, y además se reconoce también la necesidad de realizar estudios eléctricos electromagnéticos (EMT) que permitan determinar de manera detallada el comportamiento de las variables eléctricas del sistema que puedan afectar la estabilidad tanto de la red como de los convertidores IBR.

En el capítulo 7 se evalúan los análisis realizados tanto por el Coordinador como por la CNE asociados a las métricas de fortaleza, a partir de lo cual se refuerza la recomendación correspondiente a que es necesaria la incorporación dentro de los procesos de planificación de largo, mediano y corto plazo del criterio de robustez para la evaluación del desempeño dinámico del sistema, a través de la ejecución de un estudio de fortaleza con periodicidad anual, que evalúe escenarios de corto (1 año) y mediano plazo (5 años), y que sea el insumo tanto para el proceso de planificación del sistema que lidera la CNE.

En el capítulo 8 se presenta una metodología que permita estimar las necesidades de inercia y cortocircuito del SEN, así como las herramientas tecnológicas disponibles para el monitoreo en línea de la inercia.

En los capítulos 9 y 10, se realiza una evaluación de la normativa actual y la propuesta de modificaciones normativas principales que se recomienda sean incorporadas en los procesos de consulta con la industria y posterior modificación a las principales se describen a continuación:

- Capítulo 3 el establecimiento de los requerimientos mínimos para centrales IBR, en sus categorías Grid Following y Grid Forming, incorporar requerimientos sobre los sistemas de almacenamiento de energía bajo las categorías anteriores, actualizar los requerimientos de Fault Ride Through para IBR, actualizar que los clientes también pueden participar del control rápido de frecuencia como aporte a los servicios de control de frecuencia, agregar condiciones de diseño mínimo para los controladores de planta de centrales IBR.
- Capítulo 5 incorporación de las métricas generales que pueden ser utilizadas por el Coordinador para su Estudio de Fortaleza.
- Capítulo 6 incorporación de herramientas y modelos EMT, así como la definición del estudio de fortaleza.
- Capítulo 7 incorporación de tecnologías HVDC y otras necesarias para permitir que los planes de recuperación de servicio consideren las métricas de fortaleza al momento de ir recuperando el sistema.
- Capítulo 8 incorporación de los monitores de inercia al SEN.
- En cuanto a los anexos técnicos, se realizan una serie de recomendaciones en línea con las recomendaciones planteadas en la norma técnica en sí misma.
- Asimismo, dentro de las recomendaciones de cambio normativo se define la necesidad, de contar con el estudio de fortaleza, que sea ejecutado de manera anual, y que con una visión tanto de mediano como de corto plazo, permita determinar los requerimientos de desempeño dinámico del sistema, ante distintos escenarios de operación, este estudio se propone se realice con una metodología que permita simular transitorios electromagnéticos, con el objetivo de evaluar los efectos tanto sobre el sistema, como de las propias centrales IBR, ante escenarios de red débil u otros definidos por el Coordinador.

Finalmente, en el capítulo 10, se propone una modificación a la Resolución de SSCC, donde se propone la incorporación de una nueva categoría de servicio denominado Servicio de estabilidad de red, que permita dar cobertura a todos los requerimientos de corto y mediano plazo, que no hayan podido ser abordados a partir de soluciones estructurales que provengan del proceso de planificación. Este servicio también tiene por objetivo desarrollar un mercado de corto plazo, entre recursos que puedan aportar a este requerimiento de corto plazo, como por ejemplo sistemas de almacenamiento con tecnología Grid-forming.

2 Abreviaturas

- AEMO: Australian Energy Market Operator.
- BESS: del inglés “Battery Energy Storage System”.
- BMU: del inglés “Balancing Mechanism Unit”.
- CCGT: del inglés “Combined Cycle Gas Turbine”.
- CNE: Comisión Nacional de Energía.
- CSCR: del inglés “Composite Short Circuit Ratio”.
- Coordinador: Coordinador Eléctrico Nacional.
- DC/DM/DR: del inglés “Dynamic Containment, Dynamic Moderation, Dynamic Regulation”.
- DNP 3.0: del inglés Distributed Network Protocol, en su versión **3**
- DVS: del inglés “Dynamic Voltage Support”.
- DVAR: del inglés “Dynamic Volt-Ampere Reactive”.
- EDAC: Esquemas de Desconexión Automática de Carga.
- EDACxBF: Esquemas de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia.
- EDAG: Esquemas de Desconexión Automática de Generación.
- EIRGRID: Operador Eléctrico del Sistema Irlandés.
- EMT: del inglés “Electromagnetic Transient”.
- ERCOT: Electric Reliability Council of Texas.
- ERNC: Energías Renovables No Convencionales.
- ERNC-CC: ERNC Con Convertidor.
- ERV: Energías Renovables Variables.
- FFR: del inglés “Fast Frequency Response”.
- FINDGRID: Operador eléctrico del sistema finlandés.
- GB: Gran Bretaña.
- GS: Generadores Sincrónicos.
- HVDC: del inglés “High Voltage Direct Current”.
- IBR: del inglés “Inverter Based Resources”.
- ICCP: del inglés Inter-Control Center Communications Protocol
- MFR: del inglés “Medium Frequency Response”.
- MIIF: del inglés “Multi Infeed Interaction Factor”.
- MW(ERNC-CC)/(PCC): Potencia nominal de la ERNC-CC que se conecta en la barra.
- NERC: del inglés “North American Electric Reliability Corporation”.
- NTSyCS: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
- P(ERNC-CC)/(PCCi): Potencia activa del generador “i”, considerando el aporte de ERNC-CC.
- PLL: del inglés “phase-locked loop”.

- PMU: del inglés “Phasor measurement unit”.
- RES: del inglés “Renewable Energy Sources”.
- RoCoF: del inglés “Rate of Change of Frequency”.
- SCADA: del inglés “Supervisory Control and Data Acquisition”.
- SCL: del inglés “Short Circuit Level”.
- SCMVA(PCC): Potencia aparente en el punto de conexión, sin considerar el aporte de ERNC-CC.
- SCMVA(i): Nivel de corto circuito de la barra “i”, sin considerar el aporte de los convertidores conectados a dicha barra.
- SEN: Sistema Eléctrico Nacional.
- SEP: Sistemas eléctricos de potencia.
- SRF-PLL: del inglés "synchronous reference frame phase-locked loop".
- SSCC: Servicios Complementarios.
- STATCOM: del inglés "Static Synchronous Compensator".
- SVC: del inglés "Static Var Compensator".
- VS: del inglés “Voltage Stability”.
- WAMS: del inglés “Wide Area Measurement System”.
- WSCR: del inglés “Weighted Short Circuit Ratio”.
- ZIE: Zona de Influencia Eléctrica.

3 Objetivos

De acuerdo con lo indicado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en las Bases de Licitación establecidas en la Resolución Exenta N°50 del 12 de febrero de 2024, el objetivo general del estudio es obtener una propuesta de modificación de la actual NTSyCS, que actualice o defina nuevos procedimientos, descripción mínima, metodología, estándares y requisitos para las instalaciones del SEN, de tal manera de actualizar o incorporar, cuando corresponda, exigencias de seguridad y calidad de suministro, considerando la transición energética del SEN, frente a un escenario de alta penetración de energías renovables, nuevas tecnologías de gestión temporal de energía, la descarbonización proyectada de la matriz energética y la regulación vigente asociada a la ley y reglamentos.

Conforme a lo anterior, los objetivos específicos del presente estudio se establecen a continuación:

Objetivo Específico N°1, numeral i: Realizar un levantamiento, en distintos mercados internacionales, la academia, agencias u organismos reconocidos internacionalmente, según corresponda, de las exigencias normativas, metodologías o métricas que permiten establecer los niveles de inercia y potencia de cortocircuito eficientes para un sistema eléctrico, en un contexto de transición energética, de modo de dar cumplimiento a los principios de coordinación establecidos en la Ley. Se debe investigar las características de los mercados donde se han aplicado estas técnicas y las particularidades esenciales que influyen en la validez del uso de los guarismos que establecen las metodologías, métricas o buenas prácticas. Revisar y analizar el “Estudio de levantamiento de metodologías, exigencias regulatorias y métricas para evaluar los niveles de inercia y potencia de cortocircuito eficientes para el Sistema Eléctrico Nacional” proporcionado por la Comisión.

Objetivo Específico N°1, numeral ii: Actualizar la descripción, presente en el estudio individualizado en el punto i., de las exigencias normativas descritas de los diferentes países, organismos internacionales, la academia, según corresponda, para **enfrentar los problemas de reducción de inercia y potencia de cortocircuito** en los sistemas eléctricos. En caso de no existir cambios, se solicita realizar la **revisión de al menos dos fuentes**, distintas a las establecidas en el estudio individualizado en el punto i. anterior, que den cuenta de exigencias normativas, metodologías o métricas que permiten establecer los niveles de inercia y potencia de cortocircuito eficientes para un sistema eléctrico.

Objetivo Específico N°1, numeral iii: Realizar una revisión, de al menos, la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio y la Resolución de SSCC con la finalidad de detectar falencias, necesidades de modificar o complementar la normativa vigente.

Objetivo Específico N°2, numeral v: Analizar detenidamente las metodologías y métricas, de al menos el estudio individualizado en i., y con base en las especificidades del SEN y las limitaciones inherentes a dichas metodologías, determinar cuáles de ellas son adecuadas y justificadas para su implementación en el SEN. Cabe destacar que las metodologías elegidas deben estar en consonancia con las propuestas de modificaciones normativas señaladas en el numeral iv. Además, se deberán detallar de manera explícita las limitaciones de cada metodología, incluyendo, por ejemplo, posibles desviaciones en la estimación de la infraestructura requerida para satisfacer las necesidades de inercia

y potencia de cortocircuito, considerando las características específicas de la red, en este punto se podrán establecer criterios de forma justificada.

Objetivo Específico N°2, numeral vi: Exponer de manera clara los supuestos que se han tenido en cuenta en la red de transporte, tales como las restricciones de transmisión. En cuanto al plan de obras de generación, es necesario indicar la disponibilidad de fuentes que puedan proporcionar características esenciales como inercia y potencia de cortocircuito, teniendo en cuenta las modificaciones normativas propuestas y la evolución de matriz de generación por diferentes incentivos, mostrando los porcentajes del monto total que cubren los cambios propuestos en el número iv.

Objetivo Específico N°3, numeral vii: Presentar modificaciones o nuevos artículos de la o las normas técnicas que el Adjudicatario recomiende modificar, conforme los resultados de los objetivos específicos N°1 y N°2.

Objetivo Específico N°3, numeral viii: Presentar una propuesta de modificación de la Resolución SSCC, señalando todas las características técnicas que solicita la regulación para incorporar un nuevo SSCC o una nueva categoría. En el caso específico de las modificaciones a la Resolución SSCC, dado los contenidos que la regulación le establece, sus posibles adaptaciones pasan por al menos dos dimensiones:

- Aquellas estructurales, que tiene por objeto determinar los alcances mínimos que debe tener cualquier nuevo SSCC en materia de caracterización, remuneración u otras especificaciones necesarias para la adecuada individualización del servicio.
- La de ámbitos más particulares, en función de la caracterización propia de los dispositivos, herramientas y tecnologías que pueden prestar uno o más servicios complementarios. También este punto tiene relación con los objetivos y métricas técnicas a establecer en la Resolución SSCC, que deben ser cumplidas por aquellos que se adjudiquen (o sean llamados) a prestar el servicio respectivo.

Objetivo Específico N°3, numeral ix: Estimar un volumen de necesidades de potencia de cortocircuito e inercia, para al menos dos años del horizonte señalado en el Objetivo Específico N°1 y hacer una estimación de qué fracción de estas necesidades se estima eficiente ser cubiertas.

4 Revisión y análisis de antecedentes previos

Este apartado enfrenta el objetivo específico N°1, que menciona: Revisar y analizar el “Estudio de levantamiento de metodologías, exigencias regulatorias y métricas para evaluar los niveles de inercia y potencia de cortocircuito eficientes para el Sistema Eléctrico Nacional” proporcionado por la Comisión, realizado por la empresa EnergiE el año 2023. Teniendo en consideración dicho documento, se realizará un análisis y clasificación por temáticas de los diferentes capítulos que se abordaron.

El contenido del informe se puede ver clasificado en el esquema mostrado en la Figura 4-1, el que muestra 6 apartados que se desglosan según los tópicos que abordan. Consta de un marco teórico que indica la base del estudio, donde se encuentra la definición de los conceptos básicos.

Luego, un análisis en base a experiencia internacional, donde se tomó en consideración tres países dado sus avances en la materia abordada y la topología de su red. Posteriormente, se hizo un análisis de la normativa nacional y las características de robustez del Sistema Eléctrico Nacional, donde se hace un diagnóstico de la situación actual y se entregan nuevas propuestas para incorporar de manera sistemática los cambios. Finalmente, se tiene la etapa de conclusión, donde se emiten comentarios generales sobre la forma de abordar la temática en cuestión y los desafíos que vienen a futuro.

Respecto a la literatura utilizada, se encontraron un total de 93 artículos de revistas, 33 de conferencia, 15 estudios nacionales o internacionales, 4 libros y 23 normativas nacionales o internacionales. Se privilegió el análisis de los artículos de revista y la normativa internacional y nacional con el objetivo de hacer más eficiente la búsqueda de información a partir de documentos con alto índice de impacto. Respecto a los libros no se encontraron actualizaciones.

Respecto a los estudios se encontraron 8 nuevas versiones, mientras que para los artículos de revista se encontraron 70 artículos nuevos que citaron a los ya revisados en el estudio base. De los 70 artículos, un total de 52 abordan aspectos relacionados específicamente a inercia y 15 aspectos relacionados a potencia de cortocircuito.

En relación a la actualización de los distintos estudios se indica que el tema aún se encuentra en estudio a nivel internacional, dentro de los antecedentes que no se evaluaron en el estudio anterior, y que serán incorporados en el presente análisis se tiene a la vista la norma *IEEE 2800-2 Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems*, publicada en abril de 2022, así como los últimos antecedentes asociados a las definiciones de equipos grid forming por parte del operador del sistema de Gran Bretaña, National Grid ESO. Sin perjuicio de lo anterior, se indica que en la revisión bibliográfica no se encontraron modificaciones sustantivas que invaliden los resultados del estudio anterior, por lo que dicho análisis se considerará como base para el desarrollo del presente informe.

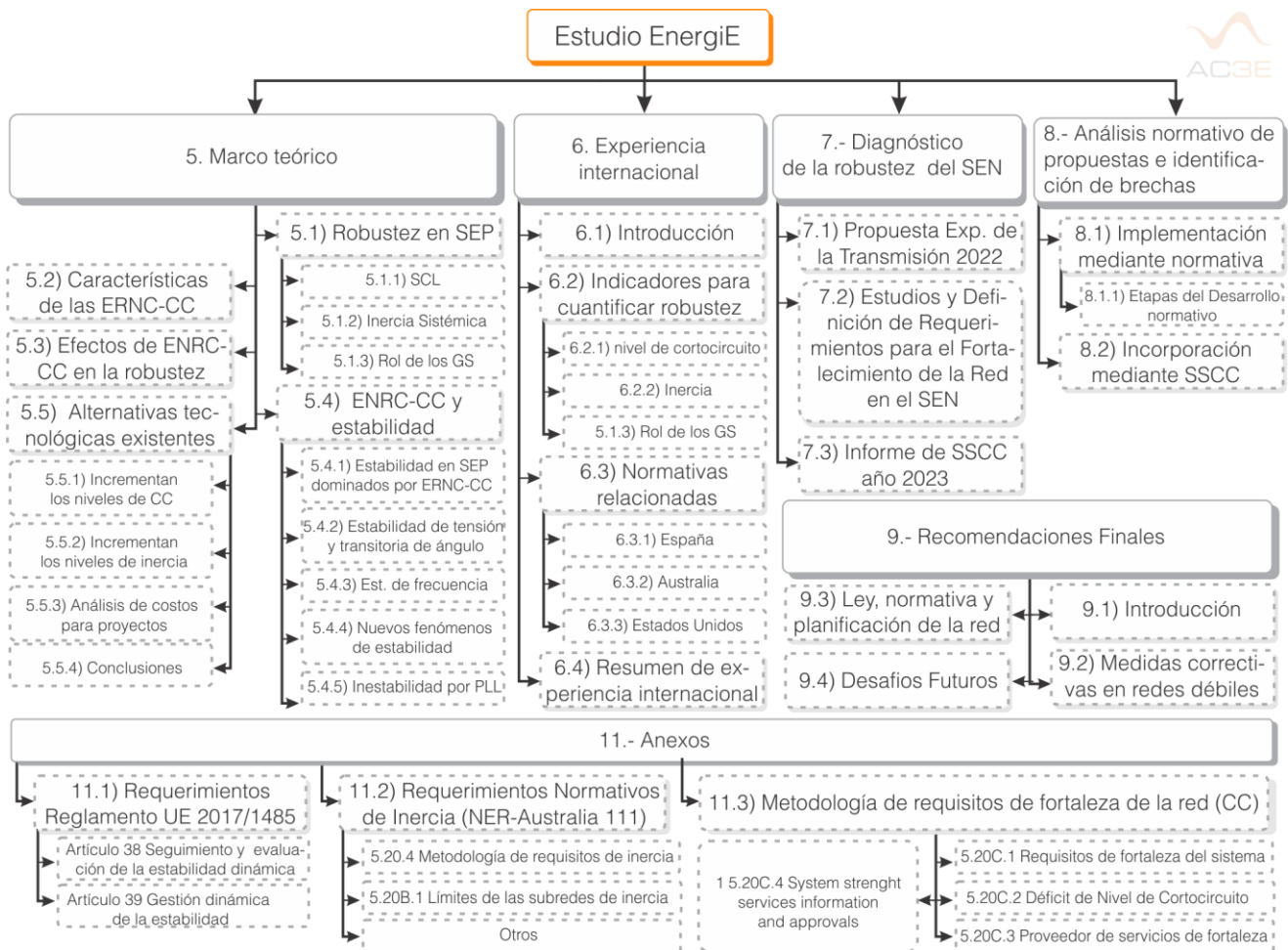


Figura 4-1: Contenido de estudio base realizado por energíE.

4.1 Potencia de cortocircuito

Los niveles de cortocircuito (SCL por sus siglas en inglés "Short Circuit Level") son métricas esenciales que miden la "robustez" del sistema eléctrico. Existen diversos tipos: algunos calculan la robustez en una barra específica, generalmente expresada como un cociente entre potencias y otros calculan la robustez en una zona previamente definida. Esta medida también está directamente relacionada con la sensibilidad de la tensión en dicha barra o zona, representada por las relaciones dV_i/dP_i y dV_i/dQ_i . Otras métricas evalúan áreas de interacción más amplias, aunque todas persiguen el mismo objetivo de evaluar la estabilidad y capacidad de respuesta del sistema ante variaciones. Del estudio realizado por la Comisión [1], se realiza un resumen de las métricas analizadas a través de la Tabla 4-1.

Métrica	Cálculo directo	Considera influencia de IBR's	Útil para gran volumen de ERV	Considera acoplamiento débil entre generadoras	Considera elementos IBR's pasivos	Permite analizar plantas individuales
SCR	✓ ✓	✗	✗	✗	✗	✗
CSCR	✓	✓ ✓	✓ ✓	✗	✗	✗
WSCR-MW	✓	✓ ✓	✓ ✓	✓	✗	✗
WSCR-MVA	✓	✓ ✓	✓ ✓	✓	✓ ✓	✗
ESCR	✗	✓ ✓	✗	✓ ✓	✓ ✓	✓ ✓

Tabla 4-1: Comparación de las distintas métricas de cálculo de potencia de cortocircuito [1].

Respecto a los indicadores se presenta a continuación la manera en la que son calculados.

- *Relación de cortocircuito (SCR)*: Esta métrica se define como el cociente entre el nivel de cortocircuito de una barra ($SCMVA_{PCC}$) sin considerar la contribución de corrientes de ERNC-CC, sobre la potencia nominal de la ENRC-CC que se conecta en dicho punto ($MW_{PCC}^{ERNc-CC}$).

$$SCR = \frac{SCMVA_{PCC}}{MW_{PCC}^{ERNc-CC}} \quad (1)$$

Este indicador permite calcular la “robustez” de una barra considerando la capacidad instalada de ERNC-CC en sistemas convencionales dominados por GS. Sin embargo, diferentes estudios han mostrado que el valor del SCR podría entregar resultados optimistas cuando se usa en áreas débiles de un sistema con altos niveles de ERNC-CC, puesto que ignora las interacciones dinámicas que pueden ocurrir entre ERNC-CC eléctricamente cercanas entre sí.

- *Relación de cortocircuito ponderada (WSCR)*: Esta métrica se define como el cociente entre la suma de los niveles de cortocircuito de un conjunto de N barras ($SCMVA_i$), sin considerar la contribución de los convertidores conectados en dichas barras, ponderados por la potencia nominal de las ERNC-CC conectadas en cada una de ellas ($P_{PCC_i}^{ERNc-CC}$), sobre la suma al cuadrado de las capacidades.

$$WSCR = \frac{\sum_i^N SCMVA_i \cdot P_{PCC_i}^{ERNc-CC}}{\left(\sum_i^N P_{PCC_i}^{ERNc-CC}\right)^2} \quad (2)$$

Este indicador, a diferencia del SCR, considera las interacciones y/o acoplamientos que surgen entre ERNC-CC cercanas. Es importante recalcar que esta métrica no es calculada para cada barra, sino para una cierta área dentro de la red, por lo que el uso de este indicador requiere de una etapa previa de identificación de áreas “adecuadas” que no se encuentra estandarizada a nivel internacional.

- *Relación de cortocircuito compuesta (CSCR)*: Esta métrica se define como el cociente de la potencia de cortocircuito de una cierta barra ($SCMVA_{PCC}$), sin considerar la contribución de convertidores, sobre la suma de las potencias nominales de las ERNC-CC sobre un área definida de N barras.

$$CSCR = \frac{SCMVA_{PCC}}{\sum_i^N MW_{ERNC-CC}^i} \quad (3)$$

Este indicador también busca capturar interacciones que podrían surgen entre ERNC-CC cercanas al lugar de medición. No obstante, al igual que el WSCR, esta métrica requiere la identificación previa de un área, lo que puede ser complejo de determinar.

- *Relación de cortocircuito equivalente (ESCR)*: Esta métrica se define como el cociente entre el nivel de cortocircuito de una barra i sobre la potencia nominal de la ERNC-CC conectada en dicha barra más la potencia de un conjunto de N ERNC-CC ponderadas por un factor de interacción entre sus barras respectivas (IF_{ji}).

$$ESCR_i = \frac{SCMVA_i}{P_i + \sum_i^N (IF_{ji} \cdot P_j)} \quad (4)$$

El IF_{ji} representa la variación de tensión que sufre la barra i debido a una perturbación en la barra j , según:

$$IF_{ji} = \frac{\Delta V_i}{\Delta V_j} \quad (5)$$

Dos barras con un $IF_{ji} \approx 1$ indica dos nodos fuertemente acoplados entre sí, con una gran cercanía eléctrica, mientras que $IF_{ji} \approx 0$ indica dos barras que no poseen interacciones entre ellas.

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.

A través del estudio se concluye que el incremento de incorporación de IBRs en el sistema eléctrico conlleva a una disminución de la potencia de cortocircuito, lo que vuelve al sistema menos “robusto” ante perturbaciones. Esto implica que los sistemas de potencia son más propensos a enfrentar inestabilidades o colapsos de tensión, así como la pérdida de sincronismo de los generadores sincrónicos (GS) conectados en áreas débiles de la red.



Figura 4-2: Alternativas para mejorar los niveles de Potencia de cortocircuito.

Debido a que la disminución de la potencia de cortocircuito debilita el sistema, en el estudio se analizaron alternativas tecnológicas para mantener la robustez del sistema. Estas opciones son resumidas en la Figura 4-2, donde se muestran tres categorías, dependiendo del grado de madurez tecnológica y la relación con las tecnologías basadas en convertidores de potencia. Es relevante señalar que antes de implementar una de las alternativas mencionadas anteriormente es necesario estudiar el sistema, ya que, su eficacia es extremadamente dependiente del sistema.

Respecto al análisis internacional, se realizó un esquema que resume su información más relevante, mostrado en la Figura 4-3.

Del análisis se concluye que, actualmente, no hay un consenso internacional sobre la métrica específica para calcular el nivel de cortocircuito; además, los países analizados emplean metodologías diversas para identificar las barras más vulnerables de sus sistemas. En España, el operador del sistema utiliza las métricas ZIE (Zona de Influencia Eléctrica) y MIIF (Multi Infeed Interaction Factor) para determinar la proximidad eléctrica entre barras. Una vez identificadas las barras eléctricamente cercanas, se procede a calcular el WSCR (Weighted Short Circuit Ratio) dentro de la misma ZIE.

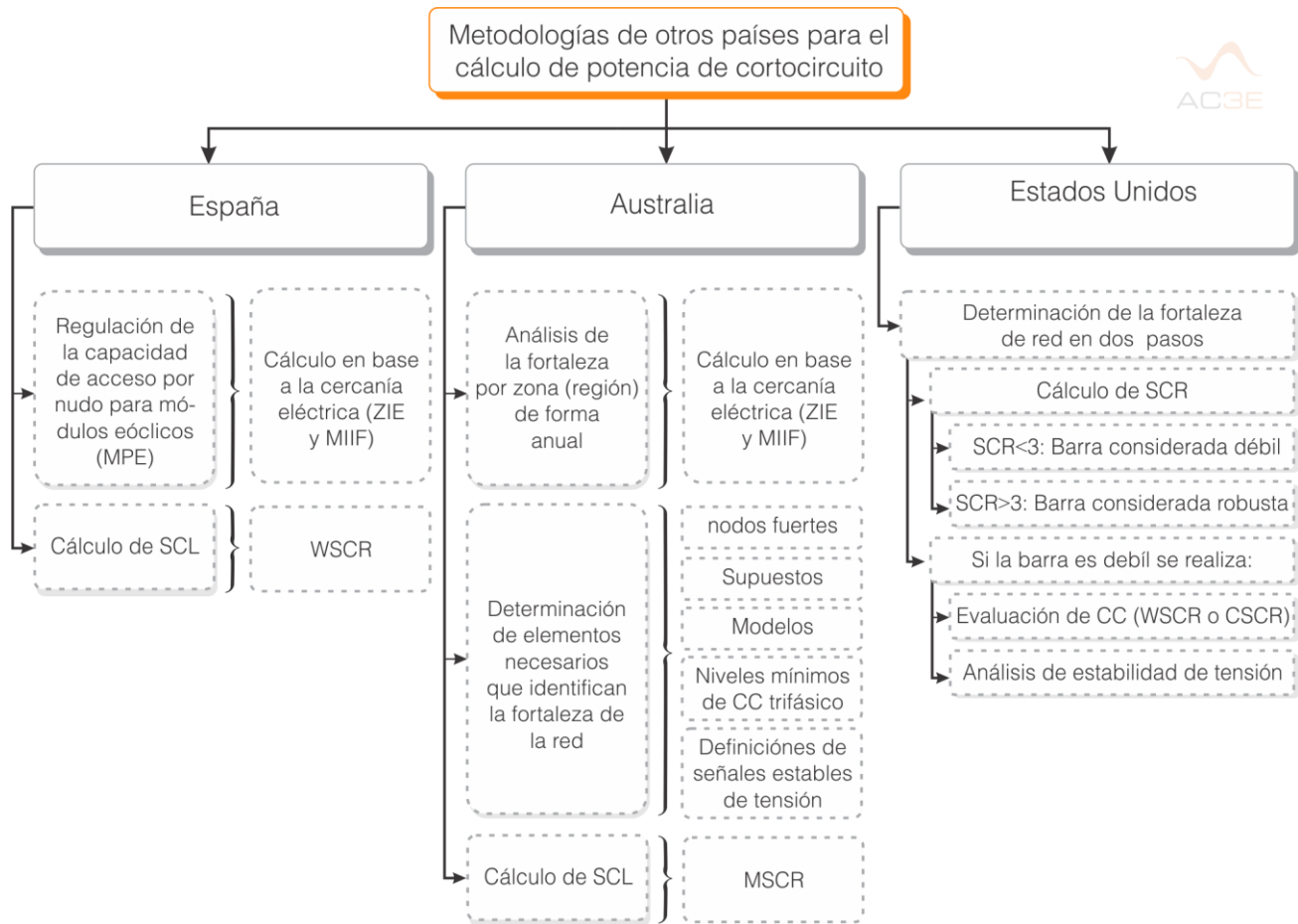


Figura 4-3: Metodologías de otros países para el cálculo de potencia de cortocircuito.

En contraste, Australia define la robustez de la red según lo estipulado en [2], considerando factores como la inestabilidad por oscilaciones de voltaje y potencia, fallas de protección, problemas de recuperación de voltaje, cambios abruptos en el voltaje, inestabilidad en sistemas de control dinámico y aumento de la distorsión armónica. Este análisis se realiza anualmente para cada subred (de manera similar al análisis de inercia) utilizando la métrica MSCR (Mínimo SCR). Estas condiciones incluyen la evaluación de la capacidad del sistema para soportar una nueva conexión. Esto se hace comparando el nivel de cortocircuito disponible con el nivel mínimo de SCR requerido, considerando tanto el estado normal de la red como las contingencias críticas.

Por último, para el caso de Estados Unidos, el análisis de cortocircuito sigue una serie de pasos bien definidos. Primero, se calcula el nivel de cortocircuito (SCR) en la barra que se está analizando. Si este valor es superior a 3, se considera que la barra es "robusta" y no se requieren análisis adicionales. Sin embargo, si el valor es inferior a 3, se necesitan evaluaciones más detalladas, las cuales están especificadas en el documento "Short-Circuit Modeling and System Strength" [3].

4.2 Inercia sistémica

La inercia sistémica se refiere a la resistencia que ejercen las masas giratorias de un sistema para mantener un valor constante en su velocidad de rotación, frente a desequilibrios entre la demanda y la generación. Desde el punto de vista de la estabilidad, resulta ser un indicador de que tan capaz es el sistema de resistir los desbalances, manteniendo la frecuencia de la red estable y así el suministro. En la Figura 4-4 se presenta los temas abordados en relación con la inercia, donde se clasifican en 4 apartados detallados a continuación:

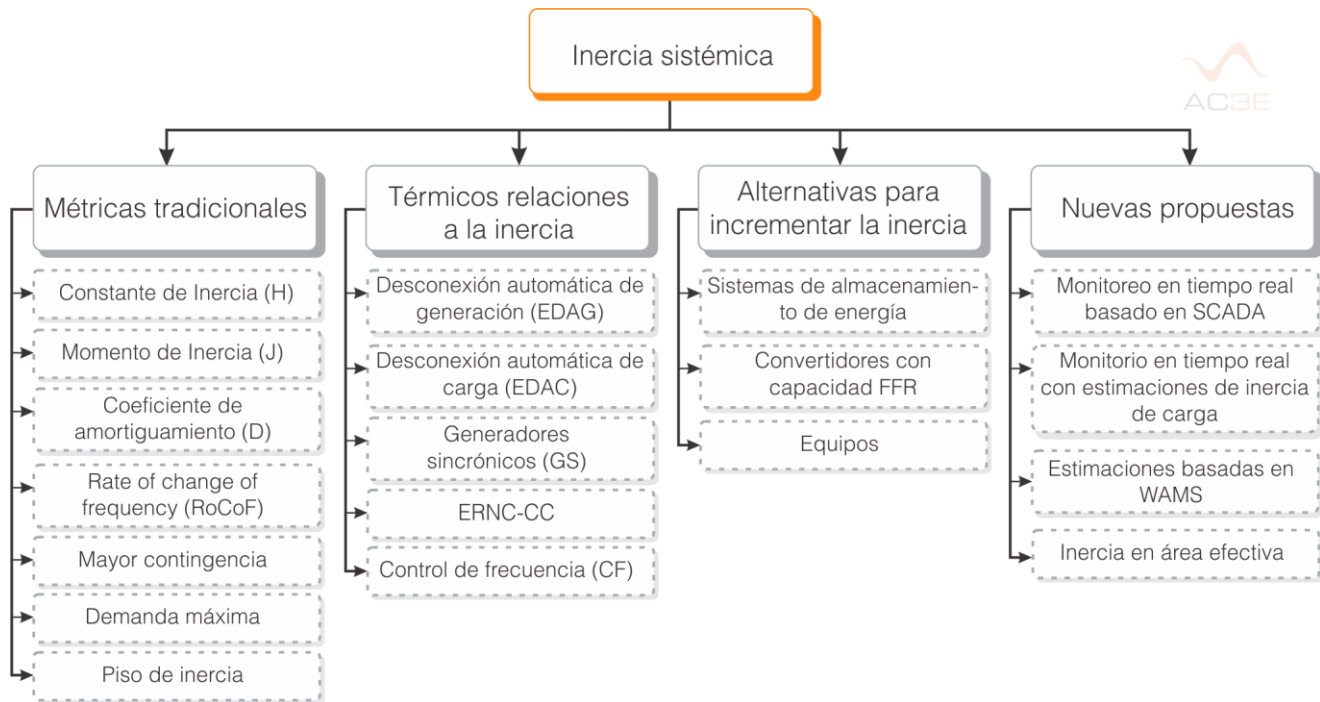


Figura 4-4: Conceptos y métricas en torno a la inercia sistémica.

Métricas Tradicionales: Se abordan los parámetros utilizados en la actualidad para cuantificar la inercia que puede aportar las unidades al sistema, como la constante de inercia (H), momento de inercia (J), Coeficiente de amortiguamiento (D). Además de parámetros sistémicos relacionados con la inercia, como el RoCoF, Demanda Máxima, Piso de Inercia, como por ejemplo los indicados en la Tabla 4-2.

Métrica	ERCOT	UK	Australia
1 ^{er} Escalón EDACxBF	59,3 Hz	48,8 Hz	49,0 Hz
RoCoF	1 Hz/s	0,125 Hz/s	1 Hz/s (en Australia del sur 3 Hz/s)
Mayor Contingencia	2,75 GW	1,25 GW	Regional. 0,35 GW en Australia del sur
Demanda Máxima	73 GW	60 GW	36 GW

Métrica	ERCOT	UK	Australia
Piso de Inercia	100 GWs	135 GWs	Pisos regionales (en Australia del sur 6GW)

Tabla 4-2: parámetros tradicionales de Inercia en distintos sistemas [1].

Términos Relacionados: Adicionalmente se consideran términos relacionados a la inercia, que influyen en los niveles de esta como los Generadores Sincrónicos y Unidades ERNC-CC, que dependen de los niveles de esta y el comportamiento de la frecuencia, como por ejemplo el Control de Frecuencia, los EDAC y EDAG.

Alternativas para incrementar la Inercia: De forma complementaria, se detallan los Equipos, Sistemas de Almacenamiento y Nuevos esquemas de Control, que pueden contribuir al aumento de los niveles de inercia en los SEP en el contexto de una transición energética.

Nuevas Propuestas: Finalmente se proponen nuevas formas para monitorear la inercia, que son detalladas a continuación:

1. **Monitoreo de inercia en tiempo real basada en SCADA:** estimación basada en los GS conectados al sistema y sus parámetros de inercia conocidos, excluye generadores no observados por SCADA y el impacto de las cargas. Estándar presente en operadores como ERCOT, Eirgrid, Findgrid, AEMO, etc.
2. **Monitoreo de la inercia del generador en tiempo real con estimaciones de inercia de carga:** Se aplica el método anterior, pero incorpora la estimación de la inercia de la carga, basada en correlaciones lineales derivadas de estudios fuera de línea.
3. **Estimaciones basadas en WAMS:** Se utilizan PMUs ubicadas de forma estratégica para medir perturbaciones en tiempo real, además permite monitorear desviaciones de frecuencia como desequilibrios de potencia. La estimación se calcula como:

$$f_{ave} = \frac{\sum_{i=1}^{N_j} w_i f_i}{\sum_{i=1}^{N_j} w_i} \quad (6)$$

Donde:

- N_j : Corresponde a los nodos donde se realizan medición.
- f_i : Frecuencia del nodo medida.
- w_i : Pesos de cada una de las mediciones.

4. **Inercia de área efectiva:** La inercia en un área acotada donde los flujos en la frontera del área pueden ser monitoreados por PMUs. En el caso chileno, se puede utilizar en interconexiones regionales, ejemplo Norte-Sur. La inercia efectiva se calcula como:

$$KE_{EA} = \frac{1}{2} \cdot \frac{f_n \Delta p_b}{\frac{df_a}{dt}} \quad (7)$$

Donde:

$\frac{df_a}{dt}$: Corresponde a la razón de cambio de la frecuencia en el área.

Δp_b : Variación de potencia en el área.

f_n : Corresponde a la frecuencia nominal del sistema.

5 Análisis de experiencia internacional en relación a los problemas de inercia y cortocircuito

5.1 Gran Bretaña

5.1.1 Características del sistema

El sistema eléctrico de Gran Bretaña (GB) ha experimentado una serie de transformaciones en su conformación desde 1996 hasta 2022. En términos netos de capacidad instalada, esta creció de manera gradual, desde 73,6GW hasta los 106,4GW. Este aumento se debe a dos etapas principales de transformación, la primera se centró en la instalación de turbinas de gas de ciclo combinado (CCGT), mientras que posteriormente se ha visto un notable aumento de la capacidad de generación a partir de fuentes renovables, procesos que se observan en la Figura 5-1.

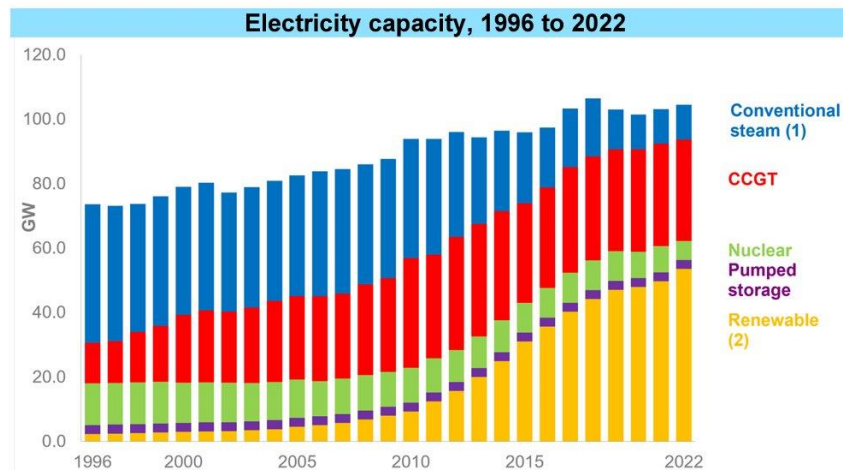


Figura 5-1: Evolución de la capacidad instalada en UK [4].

La primera etapa, se centró en la creciente instalación de recursos de CCGT desde el año 1996 hasta el 2012, sin embargo, posterior a este periodo su magnitud se estabilizó. Esta estabilización se asocia al proceso de transición energética y cómo el retiro de unidades de vapor convencional afecta la operación sistémica, se considera a los recursos CCGT como una tecnología de transición que debe ser reducida de manera gradual para lograr el objetivo cero emisiones.

Mientras que desde 2019, se observó un cambio marcado en la composición del parque generador, con un desplazamiento hacia unidades renovables, sumado al cierre de grandes centrales nucleares y carbón. Esto se refleja en que el año 2022, la capacidad renovable alcanzó un 53% del total de los recursos sistémicos, mientras que las unidades de vapor convencional a carbón solo alcanzan un 10%. La composición del potencial renovable se asocia principalmente a recursos eólicos ya sean onshore u offshore, debido a un potencial solar reducido y baja capacidad de recursos hídricos producto de su geografía.

De este análisis inicial de las características sistémicas vemos similitudes observables al caso de Chile, desde el punto de vista del potencial renovable, proceso de descarbonización con miras al 2050 y una etapa inicial 2025 de cero generación a carbón y con ello el retiro de dichas unidades sincrónicas del sistema, si bien el sistema eléctrico de GB aún cuenta con base de recursos en base a gas natural y nucleares, estos últimos similares al volumen hídrico chileno, dicho país se encuentra en un proceso de acelerar la salida de las centrales a gas principalmente asociado a una condición de seguridad energética, por lo que se encuentran en desarrollo varias iniciativas para mitigar los efectos nocivos que trae el retiro de unidades de generación convencionales, como lo son los parámetros de inercia, CC y estabilidad de tensión del sistema. Por ello, se decide contrastar las alternativas implementadas en su red y ver las posibles aplicaciones en el sistema chileno.

5.1.2 Planes de Trabajo de Gran Bretaña

A continuación, se presentan los planes que ha adoptado Gran Bretaña con el fin de lograr una transición de su matriz energética. Se muestran sus principales objetivos, las políticas implementadas a través de ellos y como se generó el cambio regulatorio en el país.

5.1.2.1 Green Industrial Revolution

El primero de los planes desarrollados en GB tenía como objetivo establecer una hoja de ruta para realizar el proceso de transición energética al año 2050, por ello se genera el "*The Ten Point Plan for a Green Industrial Revolution*" [5] en el año 2020, donde describe de manera clara los diez ejes en los que se basa la estrategia de GB para promover una economía verde y lograr la carbono neutralidad. Este plan supone una inversión de 12 mil millones de libras esterlinas (15000 MUSD) de inversión gubernamental y la creación de hasta 250.000 empleos en industrias verdes. A continuación, se presentan los mencionados 10 puntos:

1. **Energía eólica offshore:** Aumentar la capacidad a 40GW para 2030, incluyendo 1GW de eólicas flotantes.
2. **Hidrógeno de bajo carbono:** Desarrollar una capacidad de producción de 5GW para 2030.
3. **Energía nuclear avanzada:** Apoyar tanto proyectos nucleares de gran escala como reactores modulares pequeños y de nueva tecnología que posean un menor impacto ambiental.
4. **Vehículos de cero emisiones:** Finalizar la venta de vehículos nuevos que utilicen gasolina y diésel para 2030.
5. **Transporte público verde, ciclismo y caminata:** Mejorar la infraestructura y el acceso a opciones de transporte sostenibles.
6. **Aviación y barcos verdes:** Impulsar el uso de combustibles de aviación sostenibles y tecnologías de emisión cero.
7. **Edificaciones más verdes:** Incrementar la eficiencia energética en hogares y edificios.

8. **Captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS):** Capturar 10Mt de CO₂ al año para 2030.
9. **Protección del entorno natural:** Ampliar los parques nacionales y áreas de excepcional belleza natural.
10. **Finanzas e innovación verdes:** Aumentar la inversión en I+D y nuevas tecnologías para acelerar la transición a cero emisiones.

Este ambicioso plan fue la primera piedra de la transición energética en GB, que busca transformarlo en un líder de tecnologías verdes a nivel global, con un enfoque en la innovación y la financiación sostenible. Esto se tradujo en la necesidad de generar un sistema eléctrico moderno y renovable, que incorpore el gran potencial de Gran Bretaña, sin embargo, esto supone importantes desafíos en cuanto a la flexibilidad del sistema, lo que se detallará a continuación.

5.1.2.2 *Smart Systems and Flexibility Plan*

En 2021 surge el “Smart Systems and Flexibility Plan” [6] documento que busca el desarrollo de un sistema energético más inteligente y flexible en el Gran Bretaña, con el objetivo de cumplir las metas de emisiones netas cero para 2050. En el contexto del plan del “*Green Industrial Revolution*” se indica que se agregarán volúmenes significativos de generación y demanda adicionales al sistema eléctrico de Gran Bretaña, durante las próximas décadas, y por ende, se necesitarán importantes mejoras en las redes de transmisión para tener la capacidad de suministrar energía a los consumidores. Esta generación será cada vez más variable, dependiendo de la hora del día, la estación y las condiciones meteorológicas predominantes. La demanda de electricidad aumentará a medida que la calefacción y el transporte se electrifiquen, potencialmente duplicándose para 2050. Sin ningún tipo de medida de control, esta demanda peak aumentará, debido a hogares encendiendo simultáneamente sus sistemas de calefacción ante bajas temperaturas y las cargas de vehículos eléctricos. Por ello se debe asegurar que estas nuevas tecnologías se integren en el sistema mientras se mantiene el equilibrio entre la oferta y la demanda de electricidad y se minimiza la cantidad de recursos de generación y transmisión para satisfacer al sistema. A continuación, se presentan los ejes centrales del plan:

1. **Facilitación de la flexibilidad de los consumidores:**

- 1.1 El plan busca apoyar a los consumidores para que puedan modificar su consumo de energía en respuesta a las señales del mercado, como los precios de la electricidad o la disponibilidad de energía renovable. Esto se logra mediante el despliegue y uso de tecnologías inteligentes como medidores inteligentes, vehículos eléctricos con capacidad de carga inteligente, y electrodomésticos que respondan automáticamente a estas señales.
- 1.2 Se promueve la adopción de tarifas dinámicas que incentivan a los consumidores a utilizar energía en momentos en que es más barata y abundante, lo que también ayuda a equilibrar la demanda y la oferta en la red.

2. **Eliminación de barreras para la flexibilidad en la red:**

- 2.1 El documento propone medidas para abordar los desafíos regulatorios y políticos que enfrentan las tecnologías de almacenamiento de electricidad y la interconexión entre redes. Esto incluye simplificar los procesos regulatorios y desarrollar políticas que fomenten inversiones en estas áreas.
 - 2.2 Se busca mejorar la capacidad de la red para manejar flujos de energía más variables y menos predecibles, que son típicos de las fuentes de energía renovables como la solar y la eólica.
- 3. Reformas de mercado para recompensar la flexibilidad:**
- 3.1 El plan aborda la necesidad de reformar los arreglos del mercado eléctrico para maximizar los beneficios de la flexibilidad. Esto podría incluir ajustes en los mercados de capacidad, mercados de servicios complementarios y esquemas de diferencias por contratos (CfD) para promover una mayor flexibilidad.
 - 3.2 La idea es crear incentivos económicos que alienten la inversión en tecnologías flexibles y que los proveedores de flexibilidad, como los agregadores de demanda, puedan participar en el mercado en igualdad de condiciones.
- 4. Digitalización del sistema:**
- 4.1 La transformación hacia un sistema energético inteligente y flexible requiere una robusta digitalización. Esto incluye el uso de datos en tiempo real para optimizar la operación de la red y permitir la integración eficiente de energías renovables.
 - 4.2 La estrategia de digitalización cubre el desarrollo de infraestructuras digitales que soporten la comunicación entre dispositivos inteligentes, operadores de sistemas y consumidores, mejorando así la eficiencia general y la seguridad del sistema energético

5.1.2.3 National Grid ESO Stability Market

Con el objetivo de cumplir lo planteado en el Smart Systems and Flexibility Plan del 2021, en 2023 se presenta el “Stability Market Design” [7] para el proceso de transición energética. Este plan contiene dos aspectos relevantes a tratar. El aspecto de diseño de los mercados, tipos de contratos, forma de remunerar y además un aspecto técnico de qué tipos de tecnologías y métricas de la estabilidad se consideran para el plan. A continuación, se presenta un resumen general del documento:

1. Objetivos del Proyecto:

- 1.1 **Optimización de Costos y Eficacia Operativa:** El proyecto busca diseñar un mercado que no solo cumpla con los requisitos técnicos de estabilidad, sino que también sea económicamente eficiente, asegurando que los costos para consumidores y operadores sean razonables.

1.2 Inclusión y Accesibilidad: Ampliar la participación en el mercado a una variedad de proveedores y tecnologías para diversificar las fuentes de estabilidad y reducir las barreras de entrada, asegurando un mercado competitivo y justo.

Diseño Recomendado del Mercado para la estabilidad de la red

2.1 Estructura del Mercado a Largo Plazo (LT): Los contratos a largo plazo son fundamentales para incentivar nuevas inversiones en capacidades que provean estabilidad, como plantas dedicadas a la provisión de inercia o instalaciones de almacenamiento de energía.

2.2 Mercado a Medio Plazo (MT): Se ajusta anualmente para adaptarse a las necesidades cambiantes del mercado y las capacidades existentes, optimizando los recursos y reduciendo los costos.

2.3 Respuestas a Corto Plazo (ST): Operaciones diarias que responden a las necesidades inmediatas y fluctuaciones del sistema, permitiendo una gestión más ágil y precisa de la estabilidad.

Para poder resumir el esquema de mercado temporal y relacionarlo con las características técnicas asociadas a este esquema, se presenta la siguiente Figura:

Expected participating solutions		Selective characteristics		
		Long-Term		Mid-Term/Short-Term
		New build	Enhanced capability ¹	Existing capability
Technologies	Sync. gen. - CCGT/OCGT - Biomass - Nuclear - Hydro/ Pump. Stor.	Not eligible	Clutch ² Partial refurbishment ³	No additional investment required (assuming the solution is already capable of providing Stability at 0MW)
	Non-sync. gen. - Offshore w. - Solar PV - Onshore w.	Non-synch. gen. + Grid forming converter Non-synch. gen. + Grid forming converter + Storage	Grid forming converter ² Storage ² Partial refurbishment ³	
	Storage - Batteries - Supercapacitors	Storage + Grid forming converter	Grid forming converter ² Partial refurbishment ³	
	Sync. 0MW - Synchronous Condensers	Synch. cond. Synch. cond. & Flywheel	Flywheel ² Partial refurbishment ³	

Figura 5-2: Tipo de contrato al que pueden acceder las tecnologías [7].

5.1.2.4 Mercado de respuesta de frecuencia

La presente sección aborda los servicios complementarios que actualmente son parte de los mecanismos de balance del sistema de GB, y que tienen relación directa con los atributos de inercia y cortocircuito.

El primer servicio corresponde a la respuesta firme de frecuencia (FFR¹). Actualmente, la FFR se divide en dos servicios que se denominan *Dynamic FFR* y *Static FFR*. El umbral mínimo de entrada para la prestación de ambos servicios es de 1 MW, que puede ser proporcionado por activos únicos o agregados. Los requisitos para la prestación de estos servicios son diferentes.

La respuesta de frecuencia dinámica es un servicio proporcionado continuamente que se utiliza para gestionar los cambios normales segundo a segundo en el sistema y debe proporcionar las siguientes categorías de respuesta²:

- **Respuesta primaria** - Respuesta proporcionada dentro de los 10 segundos de un evento, que puede mantenerse durante 20 segundos más.
- **Respuesta secundaria** - Respuesta proporcionada dentro de los 30 segundos de un evento, que puede mantenerse durante 30 minutos más.
- **Respuesta de alta frecuencia** - Respuesta proporcionada dentro de los 10 segundos de un evento, que puede mantenerse indefinidamente.

La respuesta de frecuencia estática es un servicio de respuesta de frecuencia no dinámica que se activa ante una desviación de frecuencia definida.

- **Static response** – La respuesta se proporcionó dentro de los 30 segundos y se mantuvo hasta 30 minutos después del punto en el que se alcanzó el valor que activa el evento (trigger) de frecuencia.

Actualmente, la respuesta dinámica de FFR se encuentra en proceso de transición hacia el nuevo servicio de respuesta dinámica, que entrará en servicio a fines de 2024, a continuación, se detallan los requerimientos de cada servicio:

- **Contención Dinámica (DC):** Este servicio está diseñado para ayudar a contener la frecuencia dentro de los límites legales +/- 0,5 Hz de la frecuencia objetivo de 50 Hz.
- **Moderación Dinámica (DM):** Este servicio está diseñado para ayudar a contener la frecuencia dentro de los límites operativos +/- 0,2 Hz de la frecuencia objetivo de 50 Hz.
- **Regulación Dinámica (DR):** Este servicio está diseñado para ayudar a contener la frecuencia dentro de los límites operativos +/- 0,2 Hz de la frecuencia objetivo de 50 Hz.

Especificación	Descripción	DC	DM	DR
Tiempo de iniciación	El tiempo máximo entre un cambio en la frecuencia y un cambio	0.5s	0.5s	2s

¹ Del inglés *Firm Frequency Response*

² <https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services/frequency-response-services/firm-frequency-response-ffr#Document-library>

Especificación	Descripción	DC	DM	DR
	en la entrega de la respuesta.			
Máximo tiempo en ser provisto	El tiempo máximo entre que se produce la división de frecuencia y la entrega de la cantidad de saturación.	1s	1s	10s
Tiempo de aporte	Tiempo que un proveedor de energía limitada debe ser capaz de realizar una entrega sostenida	15m	30m	60m

Tabla 5-1: Nuevos requerimientos de respuestas dinámicas de frecuencia

A continuación, se presenta las respuestas esperadas de cada servicio de respuesta dinámica:

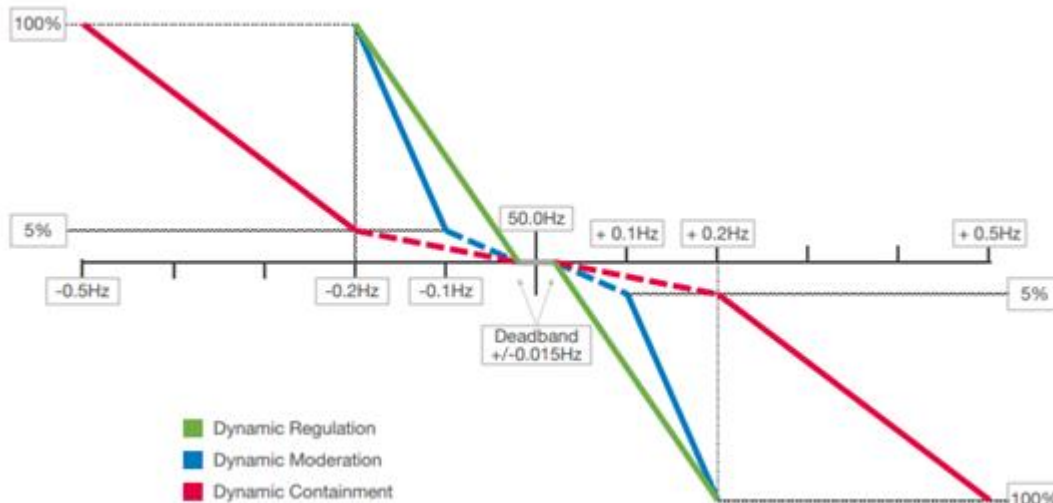


Figura 5-3: Especificaciones Técnicas de respuestas dinámicas de reservas

5.1.3 Métricas de Inercia

El problema asociado a la inercia en Gran Bretaña no solo es la cantidad de recurso en sí, es decir no solo es necesario introducir nuevos medios de generación que aporten inercia al sistema, ya sean

fuentes tradicionales o inercia sintética. Si no que, además, es relevante incorporar mecanismos de monitorización de la inercia en tiempo real.

En primera instancia el mecanismo utilizado para monitorear la inercia previo a las reformas sistémicas reflejaba únicamente a los generadores sincrónicos conectados a la red y un factor de ajuste proporcional a la demanda del sistema. Sin embargo, este método tradicional no es capaz de reflejar de forma adecuada los niveles de inercia en un contexto de alta penetración renovable, por ello se sugieren modificaciones a los métodos tradicionales.

Ante esto en el año 2019 se realizó una licitación exploratoria con el objetivo de incorporar nuevos mecanismos para la monitorización en tiempo real, denominada *Stability Pathfinder*, en dicha licitación se exploraron las herramientas de monitoreo RTL Gridmetrix de la compañía Reactive Technologies, y la plataforma GE Digital Effective Inertia Forecasting & Metering, las que se detallan a continuación.

5.1.3.1 RTL GridMetrix

El sistema "RTL GridMetrix Inertia Measurement" [8], se diseñó específicamente para la medición de la inercia en la red eléctrica. Este sistema integra diversos componentes esenciales que colaboran para ofrecer un monitoreo y análisis continuo de la inercia de la red en tiempo real. A continuación, describimos detalladamente cada uno de los procesos y componentes involucrados, los cuales son mostrados en la Figura 5-4.

1. **Modulador:** El modulador desarrollado por GridMetrix envía pequeñas señales al sistema de transmisión. La modulación de dichas señales permite conocer las condiciones sistémicas, y en base a estas se realizan cálculos y extrapolaciones para obtener distintos parámetros de red.
2. **eXtensible Measurement Units (XMU):** Unidades de medición instaladas en la red se utilizan para capturar una gran cantidad de datos de la red. Esto permite conocer las condiciones en tiempo real del sistema en reacción a las señales que envía el modulador.
3. **Grid Metrix Cloud:** Es la plataforma de software e infraestructura ofrecida como servicio que analiza los datos recopilados por las XMU. Este sistema de análisis transforma las mediciones en puntos de datos valiosos para mejorar las operaciones de la red eléctrica. Además, su estructura en la nube permite la escalabilidad y la creación de aplicaciones adicionales utilizando la misma infraestructura.
4. **Customer's Control Centre:** Es el centro de control del cliente donde los datos procesados y analizados son finalmente visualizados y utilizados. Aquí se pueden tomar decisiones basadas en los insights proporcionados por el sistema Grid Metrix para optimizar y asegurar el funcionamiento eficiente de la red eléctrica.

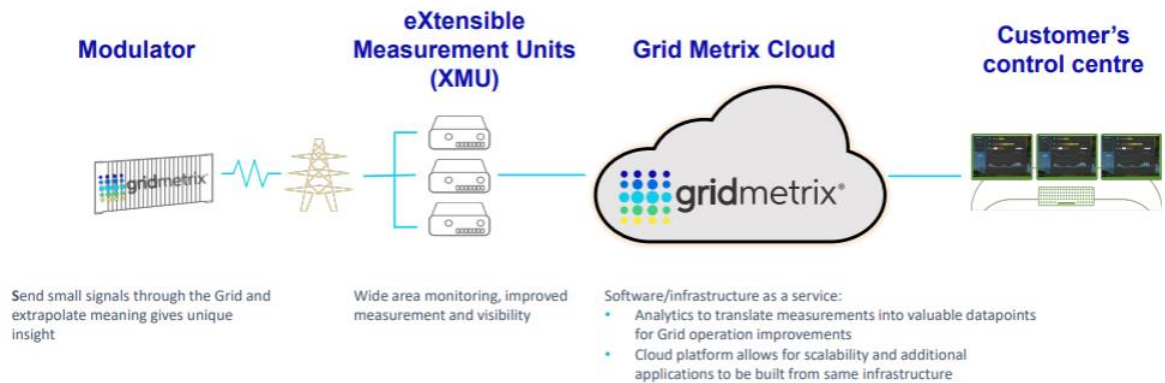


Figura 5-4: Arquitectura 1 de adquisición, procesamiento y visualización de datos [8].

5.1.3.2 GE Digital Effective Inertia Forecasting & Metering

El segundo mecanismo [8] implementado en Gran Bretaña dividió al sistema eléctrico en 4 regiones para monitorear las oscilaciones entre dichas zonas mediante la medición de frecuencia y flujos de potencia, con ello se implementan los siguientes procesos, que son mostrados en la Figura 4.4.

1. **PMU's:** Una vez establecidas las áreas de interés del sistema, se instalan PMU's de forma estratégica para poder realizar la medición de los parámetros relevantes, en este caso la frecuencia y los flujos de potencia en las fronteras establecidas.
2. **Inercia de área efectiva:** El método utilizado en este mecanismo utiliza tanto la métrica de WAMS, presentada anteriormente y suma un cálculo de inercia basado en área efectiva y otro tipo de técnicas detalladas a continuación:
 - 2.1 **Machine Learning:** Utiliza algoritmos de aprendizaje automático para calibrar y mejorar los modelos de pronóstico basados en datos operativos en tiempo real.
 - 2.2 **Pronóstico de Inercia:** Genera pronósticos de la inercia de la red utilizando los modelos calibrados.
 - 2.3 **Medición de Inercia:** Mide la inercia actual de la red utilizando los datos recopilados.
 - 2.4 **Validación Basada en Eventos:** Valida y ajusta los pronósticos de inercia utilizando eventos específicos para asegurar precisión y fiabilidad.
3. **Sistema de gestión de energía:** Dadas las características actuales del sistema, no solo existe la necesidad de tener pronósticos de generación y demanda, bajo la lógica actual también se deben realizar pronósticos de inercia considerando diversos factores.
 - 3.1 **Datos de Demanda y Generación:** Recibe pronósticos y mediciones de inercia para gestionar la demanda y generación de energía.
 - 3.2 **Inercia Regional y del Sistema:** Utiliza la información para la gestión en tiempo real, la planificación y el análisis post-evento del sistema energético.

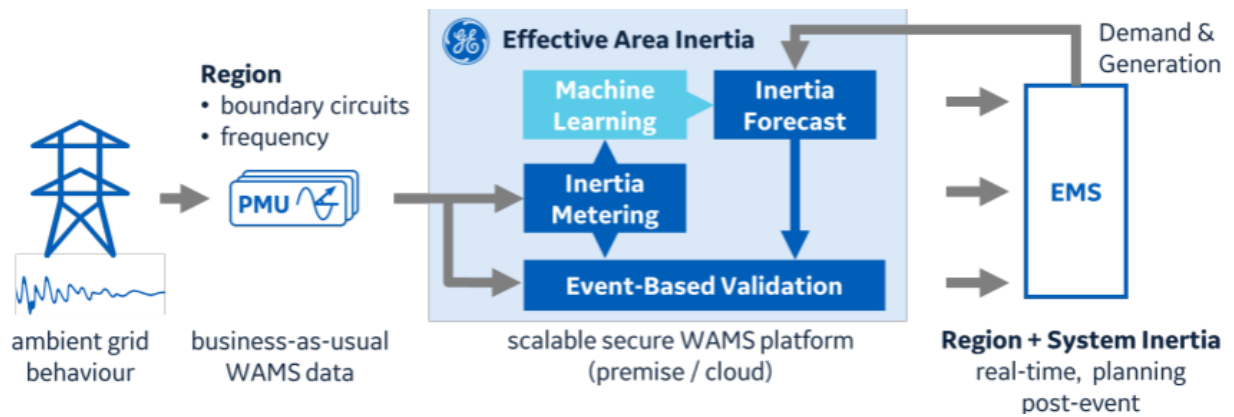


Figura 5-5: Arquitectura 2 de adquisición, procesamiento y visualización de datos [8].

5.1.3.3 Reducción del piso de inercia

Además de los mecanismos previamente señalados, en el Frequency Risk and Control Report 2023 [9], se llevó a cabo un estudio del piso de inercia del sistema eléctrico de Gran Bretaña, esto en el contexto del “Accelerated Loss of Mains Change Programme” que busca mejorar resiliencia y estabilidad del sistema eléctrico mediante la actualización de los ajustes de protección en los generadores distribuidos.

En el estudio se señala que actualmente el sistema requiere 140 GVAs de inercia para la operación segura de la red eléctrica, por ende, la metodología planteada incluye evaluar niveles desde los 140 GVAs hasta los 100 GVAs, considerando costos y riesgos asociados, se consideran eventos de pérdidas de suministro importantes y su impacto en la frecuencia.

El estudio plantea que es posible operar el sistema de forma segura considerando un piso de inercia de 120 GVAs y como esto no aumenta significativamente el riesgo de eventos de frecuencia (1 en 17 años para eventos de 49.2 Hz y 1 en 30 años para eventos de 48.8 Hz).

La implementación de esta reducción se hará en dos fases: con saltos de 10GVAs, es decir un primer año considerando 130 GVAs, para luego llegar a la meta de 120GVAs. Todo esto en el contexto de no contar con unidades de carbón para el año 2025.

5.1.4 Métricas de CC

En cuanto a los requerimientos de corto circuito en Gran Bretaña, estos se han visto profundamente afectados por el proceso de descarbonización y retiro de unidades síncronas, al igual que en el caso de la inercia. En este contexto, las dimensiones de la problemática no solo se asocian al volumen disponible del recurso, sino que además a las métricas que se poseen para poder cuantificarlo. Por ello, en el “Provision of Short Circuit Level Data” [10] se discute la necesidad de incorporar nuevas estrategias al sistema, distintas al tradicional Short Circuit Level (SCL).

Al respecto, la primera métrica que se incorporó para poder evaluar los niveles de cortocircuito fue el Short Circuit Ratio (SCR), siendo el índice principal para evaluar la fortaleza del sistema en el punto de conexión de un recurso que se conecta a la red utilizando inversores. Si el SCR es bajo, el sistema se considera débil y muy sensible a las inyecciones o retiros de potencia activa/reactiva. Por lo tanto, será difícil estabilizar la tensión de dicho sistema. Cuando el SCR es alto, la tensión del sistema es menos sensible a las fluctuaciones de potencia activa/reactiva.

Sin embargo, a partir de los estudios desarrollados en [10], se evaluó que este indicador resultó ser insuficiente en escenarios de alta penetración renovable, perdiendo validez, por ello surge el Equivalent Circuit-based Short Circuit Ratio (ESCR) que está orientado a considerar la interacción entre diferentes fuentes de generación en una misma zona, lo cual es crucial en sistemas modernos con alta penetración de unidades renovables conectadas mediante electrónica de potencia. En la sección 6.3 se presentan mayores antecedentes asociados al ejercicio de determinación de las métricas de CC.

En [10], también se indica el “Electricity Ten Year Statement (ETYS)” [11], documento actualizado de forma anual, este ofrece una visión detallada y a largo plazo de las necesidades y capacidades de la red eléctrica. En cuanto a las métricas de corto circuito, proporciona un valor actualizado de la potencia de corto circuito máxima para cada nodo del sistema. Estos cálculos se realizan bajo escenarios de demanda máxima, con el sistema de transmisión actual en funcionamiento, todas las plantas operativas, y un perfil de tensión especificado en [12], asumiendo una demanda mínima y las plantas generadoras necesarias para abastecer tal demanda.

Conforme a los lineamientos indicados en los párrafos anteriores y con el objetivo de resumir la participación de las unidades generadoras en cada uno de los servicios complementarios planteados en el mercado de flexibilidad, se presenta la siguiente tabla resumen:

SSCC	Generación Renovable Intermitente + Grid forming	Sistemas de Almacenamiento IBR + Grid forming	Condensadores sincrónicos
Inercia	✓ ✓	✓ ✓	✓ ✓
Soporte Dinámico de Voltaje (DVS)	✓ ✓	✓ ✓	✓ ✓
Aporte al Cortocircuito (SCL)	✓ ✓	✓ ✓	✓ ✓
Potencia Reactiva	✓ ✓	✓ ✓	✓ ✓

SSCC	Generación Renovable Intermitente + Grid forming	Sistemas de Almacenamiento IBR + Grid forming	Condensadores sincrónicos
Reservas Dinámicas (DC/DM/DR)	✓	✓ ✓	✓
Respuesta en Frecuencia (FFR/MFR ³)	✓	✓ ✓	✓

Tabla 5-2: Tipo de SSCC que puede ofrecer cada tecnología.

5.2 Estados Unidos de América

5.2.1 Características del sistema

Dadas las características del sistema eléctrico de Estados Unidos se pueden identificar tres sistemas eléctricos prácticamente independientes, los que en su interior poseen distintos esquemas y operadores de mercado, sin perjuicio, se observa que la interconexión del Oeste (WECC) la del Este (Eastern Interconnection) y Texas, podrían operar de manera independiente dado que poseen principalmente enlaces DC entre ellos.

Al respecto, el presente análisis se basará principalmente en el análisis realizado por la IEEE en su estándar *IEEE 2800-2 Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems*, publicada en abril de 2022, dado que dicha organización es relevante para las políticas operacionales que adoptan los organismos de confiabilidad del sistema, particularmente NERC.

En la siguiente figura se pueden observar los sistemas interconectados que posee Estados Unidos, en particular Texas tiene un bajo nivel de interconexión con el resto del sistema con solo 1.220 MW de líneas en corriente continua.

³ El MFR corresponde a una respuesta obligatoria para los generadores, asociada al control de droop que deben tener en su control primario.

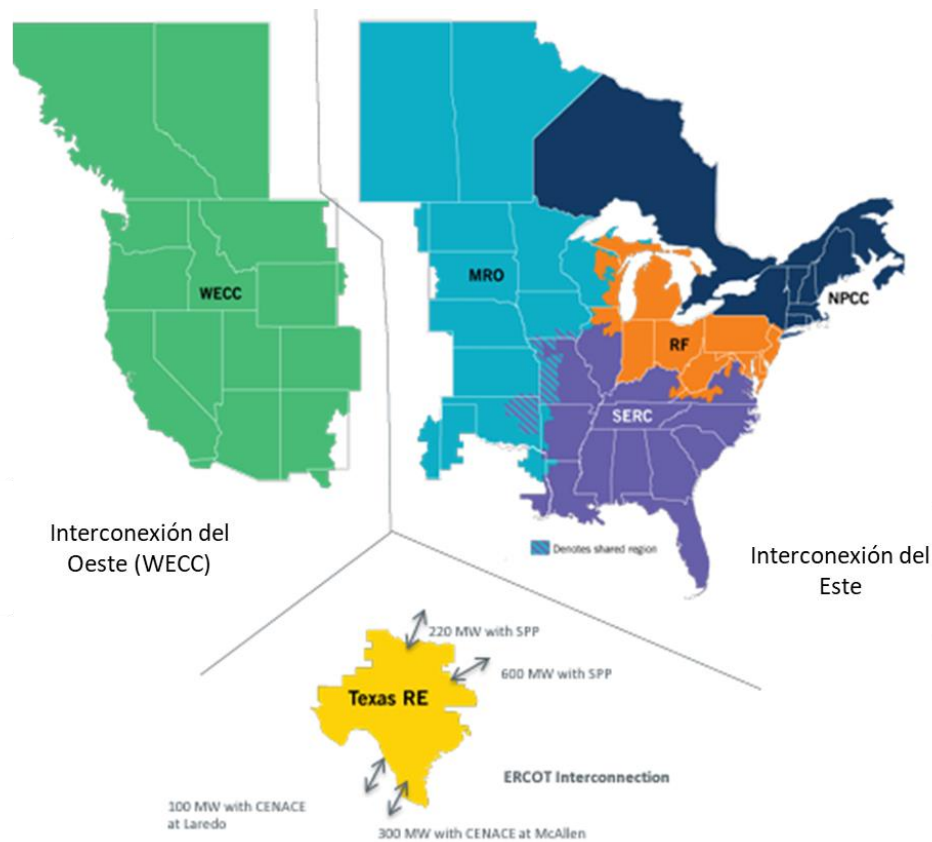


Figura 5-6: Interconexiones de Estados Unidos

5.2.1 Planes de Trabajo de EEUU

En relación con las actualizaciones asociadas a la regulación norteamericana, en octubre de 2023, FERC solicitó a NERC, la actualización de los estándares de confiabilidad asociados a los recursos que operan en base a inversores (IBR), con el objetivo de dar atención a los siguientes elementos: data a proporcionar, validación de modelos, estudios operacionales y de planificación y requerimientos de desempeño. Uno de los elementos destacados que justifican la necesidad de realizar el cambio corresponde a que se espera dentro de los próximos diez años, una gran cantidad de nuevos recursos que operan en base a inversores interconectados tanto en transmisión como en distribución, por lo que el caso bajo análisis es similar a la condición de entrada de nueva generación renovable que se incorporará al sistema eléctrico chileno.

Data a proporcionar: se requiere que los propietarios de unidades generadoras, del sistema de transmisión y de los distribuidores proporcionen a los operadores de red modelos validados, planes de incorporación de IBR's a sus redes y datos de perturbaciones, con el objetivo de que todas las partes puedan predecir el comportamiento esperado de los activos en base a inversores tanto de manera individual como agregada en el sistema de transmisión, y la operación esperada agregada de los IBR conectados distribución (IBR-DER). Dentro de la información que se espera se provea se considera

capacidad, telemetría, estados estacionarios, estados dinámicos, modelación de aportes de cortocircuito, configuración de parámetros de control, tasas de toma y bajada de carga, estado del equipamiento y datos de análisis de perturbaciones, respecto a este punto se hace mención que actualmente el requerimiento se encuentra para generadores IBR que se conectan en tensiones superiores a 100 kV y con una capacidad superior a 75 MVA, impidiendo con esto poder desarrollar los análisis post perturbación necesarios para evaluar el desempeño del sistema.

Validación de modelos: se solicitó que los modelos anteriormente indicados (individual, agregado y agregado en distribución) se desarrollaran de manera comprensiva y que sean actualizados de manera periódica, los modelos solicitados a la fecha tienen una característica estática, una dinámica y una de cortocircuito, para lo cual los modelos deben ser verificados utilizando data real del sistema, tales como desempeños históricos o pruebas en terreno. Dentro de la modelación se deben incorporar los sistemas de control y protección de los IBR. Es importante destacar que FERC propone que todos los modelos sean genéricos y aprobados por la industria con el objetivo de estandarizar las respuestas esperadas y evitar problemas de convergencia. Se resalta la importancia de que los propietarios de los sistemas de transmisión y distribución también validen sus modelos esperados de operación de sus redes ante la presencia de IBR (en particular la operación agregada de estos elementos) que afectarán los niveles de inercia y cortocircuito, así como la estabilidad de frecuencia y de voltaje. También se destaca que, en la discusión de los modelos, se considera la posibilidad de que existan modelos genéricos aprobados por NERC, para lo cual se requiere que esta modelación contemple el envío de los datos as-built de los sistemas de control y protecciones, test Hardware in the loop (HIL), datos de pruebas de fábrica y considerar los criterios de modelación estructurados en la IEEE 2800-2. Dentro de los comentarios que se generaron en la discusión NERC propuso incorporar a los modelos la siguiente aproximación: (1) incorporar un modelo abierto de secuencia positiva, conforme a modelos de librería; (2) un modelo propietario cerrado; (3) un modelo detallado EMT; y (4) un informe que compare la respuesta de los modelos anteriores. Si bien los modelos EMT no serán estandarizados a partir del requerimiento realizado por FERC, dicho organismo indica que NERC puede continuar con los estudios asociados a definir los requerimientos de dichos modelos en particular para zonas donde se requiere elaborar estudios de transitorios electromagnéticos, sin embargo, no serán en la primera etapa un requerimiento nacional dado el retraso que esto podría implicar en los procesos de puesta en servicio de los nuevos proyectos.

Estudios Operacionales y de Planificación: se solicitó que todos los estudios operacionales y de planificación cuenten con todos los modelos detallados anteriormente, tanto para operación normal como para contingencia. En particular, dentro de los requerimientos que se deben agregar a los estudios operacionales es la evaluación individual y agregada del impacto de desconexión o cese temporal de inyección de los recursos IBR.

Requerimientos de desempeño: el estándar solicitado requiere que todos los IBR registrados cuenten con la capacidad de proveer soporte de tensión y frecuencia durante una excursión de frecuencia o voltaje para contribuir a la confiabilidad del sistema, con el objetivo de que todos los IBR operen de

manera predecible y confiable tanto en condiciones de operación normal como de contingencia. Se requiere la incorporación de la definición de los estándares de rampas post-contingencia y requerimientos para la sincronización de los “Phase Lock Loop (PLL)”, así como de otras condiciones que pueden causar la desconexión de los IBR o ceses momentáneos. También se observa la necesidad de evaluar los criterios de seguridad del sistema, en particular el criterio N-1 toda vez que se identifica como una posible contingencia la desconexión masiva de recursos IBR en zonas con alta penetración, por lo que se enfatiza en la necesidad de evaluar la respuesta tanto individual como agregada, dado que se pueden generar eventos de inestabilidad transitoria, separación de sistemas y colapsos de voltaje.

Se destaca que en Estados Unidos se están utilizando los estándares IEEE-2800-2200 para IBR conectado en transmisión, IEEE 1547-2018 y Underwriters Laboratory (UL) 1741 para los recursos conectados en distribución.

Conforme a lo anterior, anterior a continuación se describen las principales consideraciones del estándar IEEE 2800-2, dado que es el estándar que posee mayor aplicación en los temas de cortocircuito e inercia.

5.2.2 Consideraciones de fortaleza establecidos en el estándar IEEE-2800

Uno de los términos que define la normativa es la fortaleza del sistema, la que se asocia a dos grandes conceptos:

1. La inercia, o ∂_f/∂_p , que es la capacidad del sistema de resistir a cambios en la frecuencia.
2. Impedancia de entrada, que evalúa cuan grande es la impedancia de la red en relación con la del generador conectado al punto analizado. Un sistema débil se asocia a una impedancia de entrada grande, lo que trae consigo una alta sensibilidad a las perturbaciones y variaciones en el voltaje que provienen de cambios en la generación y la demanda. En términos prácticos, se asocia al análisis de estabilidad, ya que se toma como parámetro de diseño para los esquemas de control, sobre todo en las tecnologías IBRs.

Pese a que ambos están interrelacionados, se presta mayor énfasis en el análisis de la impedancia del sistema, dada su relevancia en la estabilidad mencionada anteriormente. Dada las amplias formas de interconectar los sistemas con presencia de IBRs, se da la recomendación de aplicar con criterio cada una de las métricas, entendiendo que no son indicadores generales que apliquen para todo tipo de arquitecturas o topologías de sistemas. Es relevante mencionar que, las métricas más conservadoras son las que aseguran mayor estabilidad al sistema, por ser las que limitan de mayor manera los niveles de cortocircuito.

También, es importante tener en consideración que estas métricas no son suficientes por sí mismas, ya que evalúan aspectos como la estabilidad y el desempeño de las IBRs, por lo que se considera

relevante tomar decisiones en base a estudios que entreguen resultados categóricos con los que puedan tomarse decisiones de mitigación o rediseño.

5.2.3 Consideraciones asociadas a cortocircuito en el estándar IEEE-2800

Describe las mismas métricas abordadas en el estudio base:

1. **SCR:** Evalúa potenciales inestabilidades, da un valor cualitativo de la fortaleza del punto analizado, no considera el impacto de la compensación shunt en el sistema y es aceptado cuando se estudia la influencia de una tecnología IBRs en un sistema mayoritariamente convencional.
2. **WSCR:** Evalúa la fortaleza de la red considerando la interacción entre plantas IBRs conectadas en distintos nodos y calcula un equivalente que las considera en un mismo punto de conexión virtual. Es importante considerar que la interacción entre plantas es parcial, por lo que el resultado obtenido también es de carácter cualitativo.
3. **CSCR:** Estima la impedancia equivalente vista desde un nodo virtual del sistema. Al igual que en el caso anterior, la interacción entre las distintas plantas no es considerada.
4. **SCRIF (ESCR):** Toma en cuenta la sensibilidad de la tensión ante cambios en otro nodo, es decir, toma en consideración el comportamiento de una barra ante inyecciones de potencia de una generación IBR en otro punto.

Algunos de los puntos a tomar en consideración, es que:

- Estas métricas consideran supuestos razonables en escenarios aislados en los cuales son válidas algunas conclusiones, por ejemplo, acoplamiento eléctrico fuerte entre plantas IBRs de nodos distintos, tal como se considera en el WSCR y CSCR.
- El análisis modal no es considerado, siendo un aspecto de la estabilidad importante que no se visualiza directamente en las capacidades que se definen en las fórmulas, y que es influenciado por considerar los componentes pasivos que se agregan al sistema.
- Uno de los aspectos relevantes en los convertidores de potencia es la gama amplia de frecuencia que puede alcanzar, y es bien sabido que tanto la impedancia como todo el sistema tiene una respuesta en frecuencia, lo que no es considerado en estas métricas bajo estudio, habiendo una omisión de aspectos relacionados a las resonancias subsíncronas, que, por ejemplo, afectarían a las cadenas cinemáticas de la generación convencional.
- La estabilidad no es algo que puedan asegurar los proveedores de tecnologías IBRs, ya que en la mayoría se tienen diseños genéricos de plantas, lo que hoy en día podría ser un aspecto relevante para normar.
- Dado que estas métricas no son un elemento decisivo para indicar el nivel de cortocircuito, se sugiere que se tenga una segunda iteración para cuantificar la fortaleza que tiene la red con

una precisión aún mayor. Lo anterior tomar mayor justificación debido a que los IBRs requieren ser modelados con herramientas que consideran un amplio ancho de banda.

Dada la sugerencia anterior, se definen los siguientes pasos a considerar a la hora de efectuar una cuantificación de la fortaleza de red, poniendo como principal aspecto la estabilidad:

1. **Software:** El estudio debería ser realizado a través de simulación EMT, tal como EMTP o PSCAD.
2. **Nivel de representación:** Es importante considerar que aguas arriba del generador debe haber una modelación sin aproximaciones de los nodos, sobre todo en los puntos más cercanos a la barra donde se está haciendo el análisis. Desde este punto en consideración, es importante recalcar que la generalización aleja de la realidad los resultados, sobre todo cuando se presenta un acoplamiento fuerte entre los nodos que se analizan y existen modos relevantes, que podrían desaparecer al hacer representaciones equivalentes.
3. **Modelo de planta:** El modelo de planta utilizado debería ser entregado por el fabricante, donde podría ser suficiente un modelo promedio, el cual debe incorporar la dinámica de todos los bloques que participan en el control, tales como:
 - a. Funciones de transferencia de los lazos de control.
 - b. Modelo de PLL utilizado, con su respectiva función de transferencia que la representa. Este aspecto puede ser relevante a la hora de considerar PLL que tengan comportamientos distintos al tradicional SRF-PLL, el cual se puede representar con una función de segundo orden. Sin perder exactitud, podría hacerse una entrega del modelo de la PLL con una función de transferencia que aproxime el comportamiento en frecuencia que tiene esta, siempre y cuando se tenga un grado de complejidad superior al SRF-PLL tradicional.
 - c. Retrasos del sistema debido al muestreo de las señales y la medición de variables.
 - d. Frecuencia de muestreo de los lazos de control utilizados y de la PLL utilizada.
4. **Inestabilidades esperadas:** El fabricante debe entregar valores de SCR u otra métrica en las cuales se espera tener algún tipo de problema de inestabilidad, en específico se deben contrastar distintos valores de X/R ,
5. **Generalización de modelos:** En caso de tener múltiples conjuntos de convertidores en una misma planta, el fabricante debe hacer una prueba de contraste entre la representación general de todo el sistema con un modelo detallado de todos los convertidores en cada colector de la planta, para dar certeza de que el modelo es una representación razonable.

Luego de recibido los datos que representan el sistema, el estudio a efectuar debe contemplar aspectos de estabilidad como:

1. Estabilidad de tensión.
2. Estabilidad subsincrónica.

- a. Identificación de inestabilidad subsincrónica.
- b. Mitigación de inestabilidad subsincrónica.
- c. Identificación de interacción torsional.
- d. Mitigación de interacción torsional.

Dependiendo del tipo de análisis que se quiera hacer, se necesita de ciertos tipos de datos que son clasificados en el esquema de la Figura 5-7. En ella no se detalla de forma específica los datos, ya que se sugiere que el operador estime los que son necesarios, pero se da un acercamiento al mostrar el objetivo de cada tipo de modelo utilizado, los cuales son mostrados bajo cada tipo de modelo, donde destacamos el modelo para el análisis de cortocircuito.

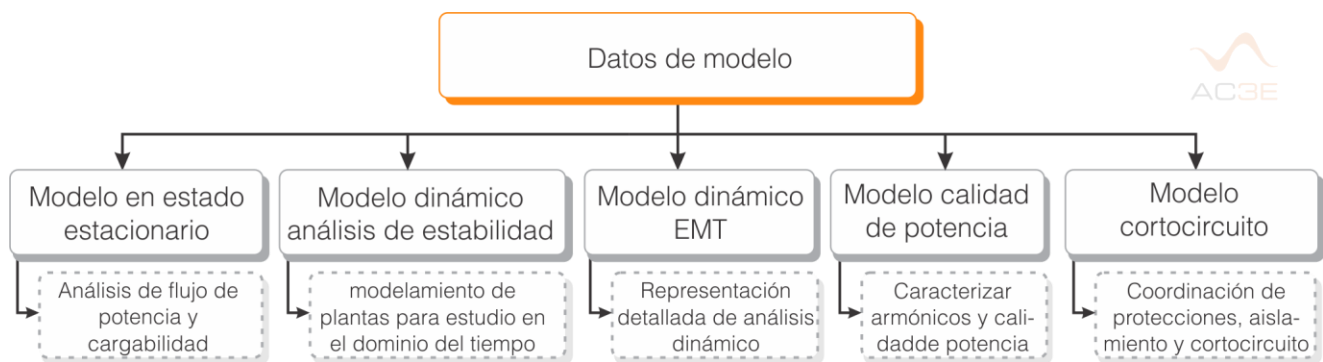


Figura 5-7: Clasificación de datos necesarios para análisis fortaleza de red.

Los requerimientos para el modelo de cortocircuito es el siguiente:

1. Diseño de la malla de puesta a tierra de la planta IBR:
 - a. Estudios de descargas atmosféricas.
 - b. Estudios de aislamientos.
 - c. Estudios de cortocircuito.
 - d. Estudio de coordinación de protecciones.
2. Datos de la línea de transmisión radial:
 - a. Impedancia de secuencia positiva y cero de la línea.
 - b. Susceptancia shunt de la línea.
 - c. Configuración de la torre y espaciamiento de conductores.
 - d. Longitud de la cadena de aisladores.
 - e. Especificaciones del conductor y longitud de la línea.
3. Datos del transformador de la subestación:
 - a. Configuración de devanados.

- b. Informe de pruebas de fábrica.
 - c. Elementos de puesta a tierra.
4. Diagrama unifilar del sistema colector.
- a. Longitudes de cables y líneas.
 - b. Resistencia y reactancia de secuencia.
 - c. Compensación shunt.
5. Modelo de cortocircuito de la planta IBR: Debe basarse en el reporte técnico IEEE Technical Report PES-TR78 [13], el cual contiene recomendaciones para la creación de modelos de planta eólica.

5.2.4 Consideraciones asociadas a Inercia en el estándar IEEE-2800

Respecto a esta métrica se dan recomendaciones técnicas para poder emularla a través de tecnologías basadas en inversores. Es importante notar que, será posible emular la inercia siempre y cuando no se tenga grandes limitaciones en la potencia inyectada, haciendo énfasis en las tecnologías con alta incertidumbre en su generación, tal como serían las que no contengan la característica de almacenar energía.

La métrica asociada es llamada FFR2, que es el control de frecuencia rápido que es proporcional a la desviación de frecuencia y se define a baja frecuencia como:

$$P_{FFR2} = \begin{cases} 0, & f > f_{UF,FFR2} \\ -k_{UF,FFR2} \frac{df}{dt}, & f \leq f_{UF,FFR2} \end{cases} \quad (8)$$

Donde:

P_{FFR2} : Potencia activa del FFR2 p.u.

f : Frecuencia medida Hz.

$f_{UF,FFR2}$: Límite de baja frecuencia Hz.

$k_{UF,FFR2}$: Ganancia de baja frecuencia Hz/s.

Los valores sugeridos por defecto son los siguiente:

Tabla 5-3: Valores sugeridos para FFR2.

Parámetro	Unidad	Valor por defecto	Mínimo	Máximo
$f_{UF,FFR2}$	Hz	$99.4\%f_n$	$99.17\%f_n$	NA
$k_{UF,FFR2}$	p.u.	0.5	0	5

5.2.5 Mercado de Servicios Complementarios

En relación con el mercado de servicios complementarios asociados a la inercia y al cortocircuito en EEUU, a diferencia del mercado de GB, y como se comentó en el estudio base, ERCOT ha desarrollado productos a nivel de mercado que le han permitido resolver sus problemas actuales de inercia, entre los que se encuentran que la mitad de la reserva de frecuencia primaria de ERCOT (llamada servicio de reserva sensible⁴) puede ser proporcionada por recursos de carga con relés de baja frecuencia y también está solicitando respuesta rápida de los recursos de carga se considera respuesta de frecuencia rápida (FFR) que puede ser prestada a través de equipos BESS con tecnología grid-forming.

Especificación	Descripción	FFR
Tiempo de iniciación	El tiempo máximo entre un cambio en la frecuencia y un cambio en la entrega de la respuesta.	0.25s
Máximo tiempo en ser provisto	El tiempo máximo entre que se produce la división de frecuencia y la entrega de la cantidad de saturación.	0.5s
Tiempo de aporte	Tiempo que un proveedor de energía limitada debe ser capaz de realizar una entrega sostenida	15m

Tabla 5-4: Definición de FFR en ERCOT

Es importante mencionar que no se observan aún servicios complementarios de esta naturaleza en otros mercados de EEUU, ya que a la fecha y por la dimensión de los sistemas la respuesta inercial ha sido un requerimiento sistémico y por ende no se han desarrollado instrumentos de mercado para su prestación.

⁴ RRS del inglés Responsive Reserve Service

6 Experiencia Internacional Metodologías y métricas de inercia y cortocircuito

A continuación, se resumen las metodologías y métricas que se consideraron más relevantes en los países bajo estudio.

6.1 Metodología para el cálculo del nivel de cortocircuito en Estados Unidos

En Estados Unidos, el NERC definió una metodología para determinar el nivel de cortocircuito en una barra de la red, ante la conexión de una nueva fuente de generación, ésta se encuentra documentada en el "Essential Reliability Services Task Force Measures Framework Report" [14] publicado en 2015. Dentro de las metodologías mencionadas, se destaca el "Measure 10: System Voltage and Reactive Strength Performance", donde se especifica el proceso de estudio a seguir para evaluar la calidad de los niveles de tensión y el desempeño del control de reactivos. El proceso se resume a continuación:

Proceso de estudio parte 1:

- Paso 1:** Determinar un caso de estudio que se anticipe a las condiciones del sistema.
- Paso 2:** Los operadores de red deben identificar subáreas de tensión/reactivos, en caso de que no las tengan, basándose en experiencia operacional y las siguientes variables:
 - Rendimiento reactivo dentro de cierta zona.
 - Características de importación, exportación y flujo de potencia real.
 - Topología de transmisión y restricciones típicas.
 - Cargabilidad de cables o líneas aéreas largas.
 - Tipos de recursos de generación (es decir, sincrónicos, basados en inversores u otros).
 - Recursos reactivos existentes (capacitores/inductores en paralelo, SVCs, STATCOMs, DVARS, generadores, terminales HVDC, compensación en serie, etc.).
 - Distribución de carga real y reactiva.
- Paso 3:** Se calcula el nivel de cortocircuito para las barras con una tensión mayor a 110kV en las subáreas definidas en el **Paso 2**, con la siguiente ecuación:
$$\frac{\text{Menor capacidad de cortocircuito en una subárea (MVA)}}{\text{Capacidad total de generación no síncrona en una subárea (MW)}}$$
- Paso 4:** Sí el nivel de cortocircuito resulta inferior a 3, se considera como un indicador de poca fortaleza en la subárea, por lo que se deben realizar estudios adicionales definidos en el Proceso de estudio parte 2.

Proceso de estudio parte 2: Realizar estudios más detallados para subáreas donde el índice de cortocircuito es bajo y se planea la utilización de recursos basados en inversores/no sincrónicos.

Además, se debe calcular la robustez del sistema para las subáreas identificadas utilizando una de las siguientes métricas:

- CSCR
- WSCR

Por otro lado, en el 2018, se realizó un estudio enfocado en el nivel de cortocircuito, denominado “Short-Circuit Modeling and System Strength” [15], en el cual se concluyó que es necesario analizar estos valores de forma periódica, ya que, el mayor número de fallas eran ocasionadas por relés mal coordinados debido al valor de SCR que se les ingresa.

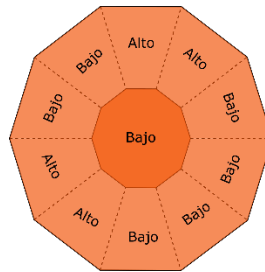


Figura 6-1: Cálculo del nivel de cortocircuito en la frontera de una subárea.

En el estudio antes mencionado, se analiza la interacción entre subáreas. Para ello se calcula el nivel de cortocircuito en las barras de la frontera de la subárea cuya tensión sea superior o igual a los 110kV, se promedia con las aledañas que tengan una tensión menor y así, se identifican como alto o bajo dependiendo de si es menor o mayor a 3. En la Figura 6-1 se puede mostrar un ejemplo de ello, ya que la mayoría de los SCR calculados fueron menores a 3, se clasifica toda la subárea como baja.

Aplicado al sistema eléctrico chileno se recomienda una primera determinación de subáreas: (1) zona norte, (2) zona centro y (3) zona sur. Una vez definidas, se procede a calcular el nivel de cortocircuito en las barras de la frontera que tengan una tensión igual o mayor a 110kV, en el caso de determinar muchas discrepancias entre los valores para una misma sub-área, se recomienda realizar otra partición. Una vez calculados los niveles de cortocircuito, se debe realizar un estudio de estabilidad dinámica, considerando la sensibilidad de potencia reactiva y tensión para determinar la interacción entre dichas subáreas. En caso de existir una interacción baja o nula, se puede representar como la Figura 6-2 mientras que, si la interacción es alta, se debiera representar como la Figura 6-3

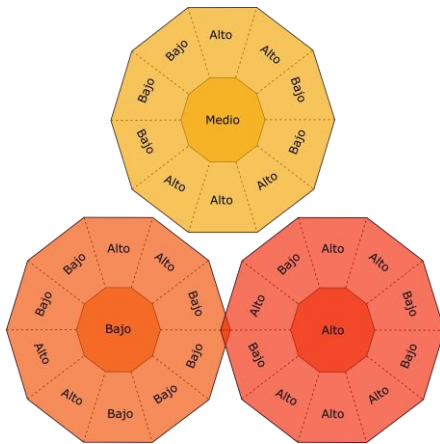


Figura 6-2: Interacción baja entre las subáreas.

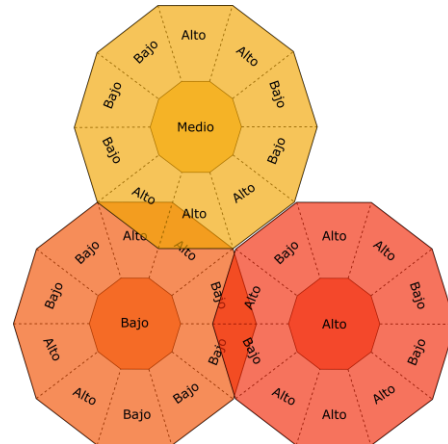


Figura 6-3: Interacción alta entre las subáreas.

6.2 Metodología para determinación de inercia en GB

En Gran Bretaña se realiza anualmente el “Frequency Risk and Control Report” (FRCR) [9] cuyo objetivo es determinar el nivel de inercia mínima para la operación del sistema frente a diferentes escenarios, además del comportamiento de la frecuencia en dichas condiciones de operación.

En este contexto, en los últimos años la política de GB está orientada a la reducción de la generación térmica, lo que generará reducciones del nivel mínimo de inercia, no solo con objetivos operacionales y criterios técnicos, sino que también considerando la reducción en los costos de operación asociado a la entrada de generación renovable. Por ende, es importante destacar que la transición realizada se enmarca en una modificación global del parque generador tanto en sus requerimientos técnicos como en la estructura de mercado que los sostiene, tal como se observa en la Figura 6-4, donde se mencionan los planes efectuados en Gran Bretaña.

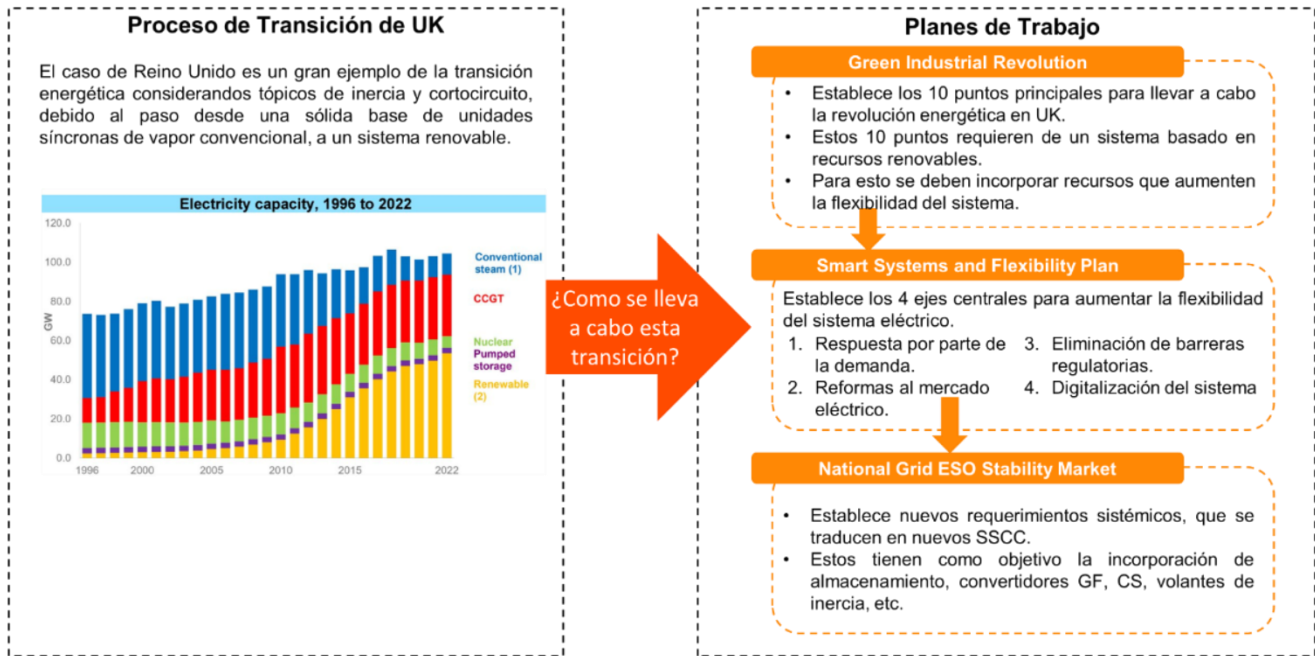


Figura 6-4: Planes de trabajo de Gran Bretaña para los cambios en la matriz energética.

Como se observa en la Figura 6-4, los planes de trabajo en GB contemplan tanto modificaciones técnicas que aumenten la flexibilidad del parque, como de su esquema de pago. Por ello en la formulación del FRCR se plasman ambas aristas y como estas se relacionan entre sí.

Adicionalmente, para entender la formulación del plan de trabajo, se presenta en la Figura 6-5 las entidades y espacios de mercado y servicios que son abordados en el FRCR.

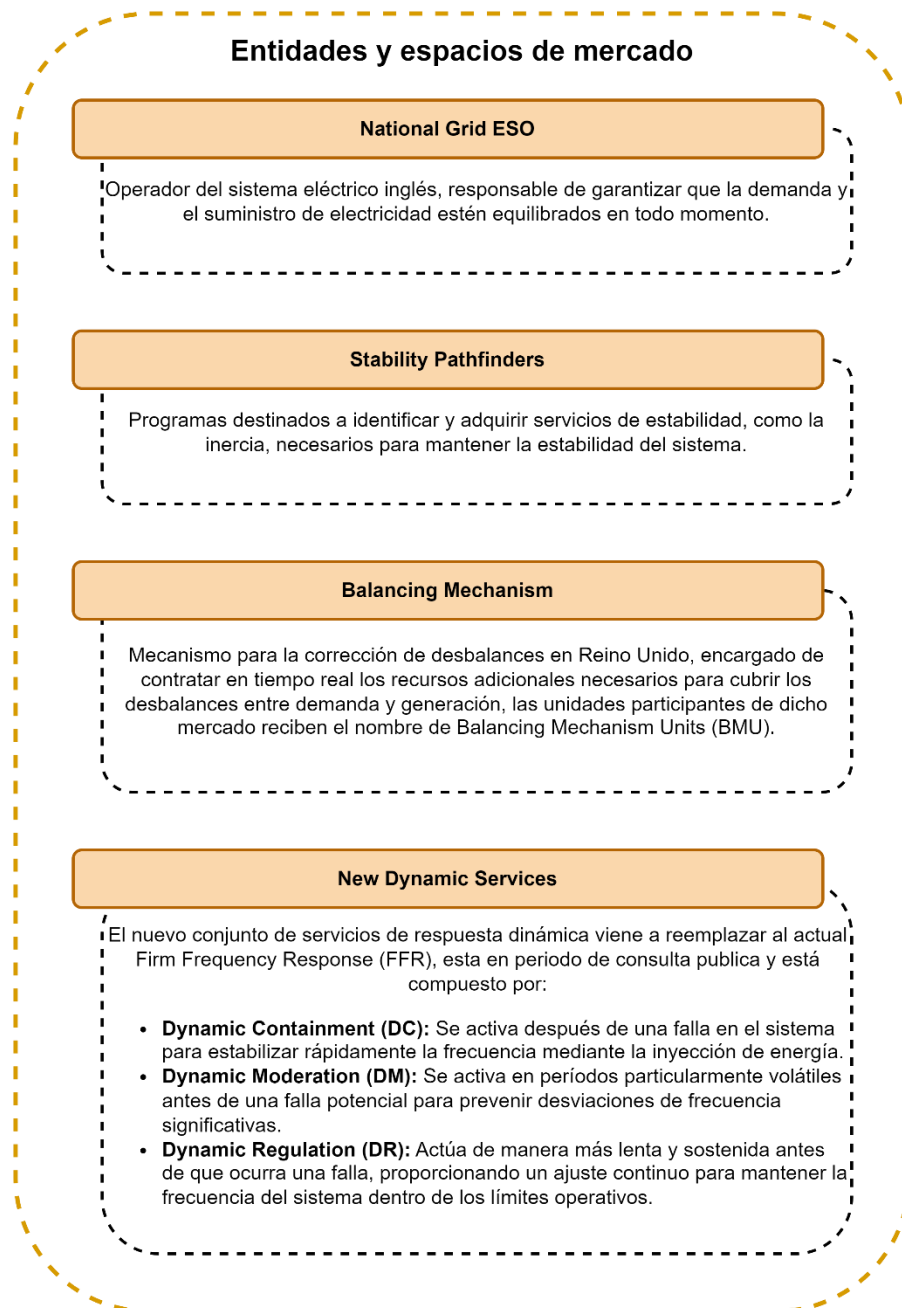


Figura 6-5: Entidades y espacios de mercado y servicios que son abordados en el FRCR [9].

La metodología para el cálculo de nivel de inercia se lleva a cabo a través de una serie de pasos que se presentan a continuación.

Paso 1: Configuración del Escenario

Se realiza a través de las siguientes etapas, que también se describen de forma gráfica en la Figura 6-6.

Carga de Datos Iniciales: Se cargan en el modelo todos los datos de entrada, incluyendo costos del servicio realizado y las acciones específicas a llevar a cabo para la restauración del sistema, factores de carga provenientes del “Accelerated Loss of Mains Change Programme” (ALoMCP) [16] y las estadísticas de falla relacionadas a desbalances de frecuencia en el sistema. Además, se incorporan los cambios del sistema eléctrico como infraestructura de transmisión, cambios en la demanda, nuevas incorporaciones de generación, etc.

Condiciones Básicas del Sistema: El análisis utiliza escenarios históricos ajustados tanto por cambios topológicos pactados con anterioridad, como por proyecciones realizadas para los próximos 12 meses, esto con el objetivo de aislar las decisiones de confiabilidad frente al costo que generan estos cambios, por ello se incorporan las nuevas conexiones al sistema nacional de transmisión y variables provenientes del ALoMCP [16]. Un análisis en un solo punto en el tiempo, por ejemplo, el peak de invierno o el mínimo de verano, no capturaría las complejidades e interacciones ni proporcionaría una imagen real de la exposición al riesgo. Para superar esto, el análisis se realiza como una serie temporal con granularidad igual a los periodos de liquidación del mercado de la energía.

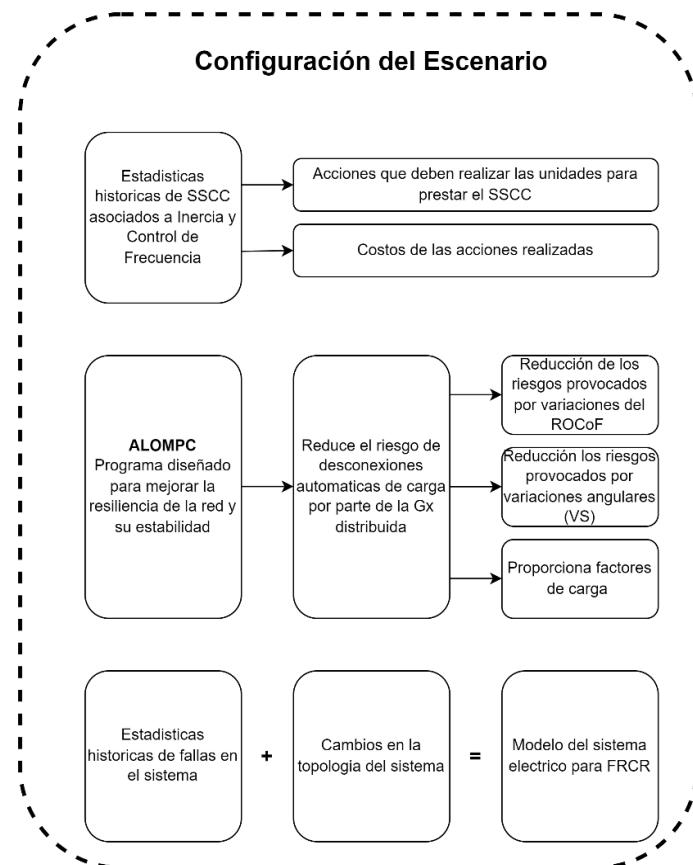


Figura 6-6: Configuración de escenarios del FRCC 2023.

Definición de Parámetros del Escenario: El objetivo principal del análisis FRCC 2023 es evaluar el impacto y el beneficio de reducir el requisito mínimo de inercia, por lo que los parámetros aplicados dentro de los escenarios están diseñados para ese propósito. La evaluación ha considerado las modificaciones propuestas al requisito mínimo de inercia en GVA's y los tamaños totales esperados del mercado de Contención Dinámica (DC). Se evalúan diferentes escenarios para determinar el impacto en el costo total y el nivel básico de riesgo del sistema.

Paso 2: Determinar los Costos del Sistema

Aplicación de Costos: Los costos de respuesta en frecuencia (Primaria, Secundaria, Alta, Estática, Respuesta de Frecuencia Mejorada y DC) y los costos de inercia se aplican primero ya que afectan a

todos los eventos y riesgos de pérdida. Los costos de inercia y el tamaño de pérdida de BMU (Balancing Mechanism Units) se comparan con los precios típicos logrados a través del “Balancing Mechanism” (BM) y el mercado de la energía, esto con el objetivo de determinar de manera inicial si los valores de inercia y DC son eficientes desde el punto de vista económico.

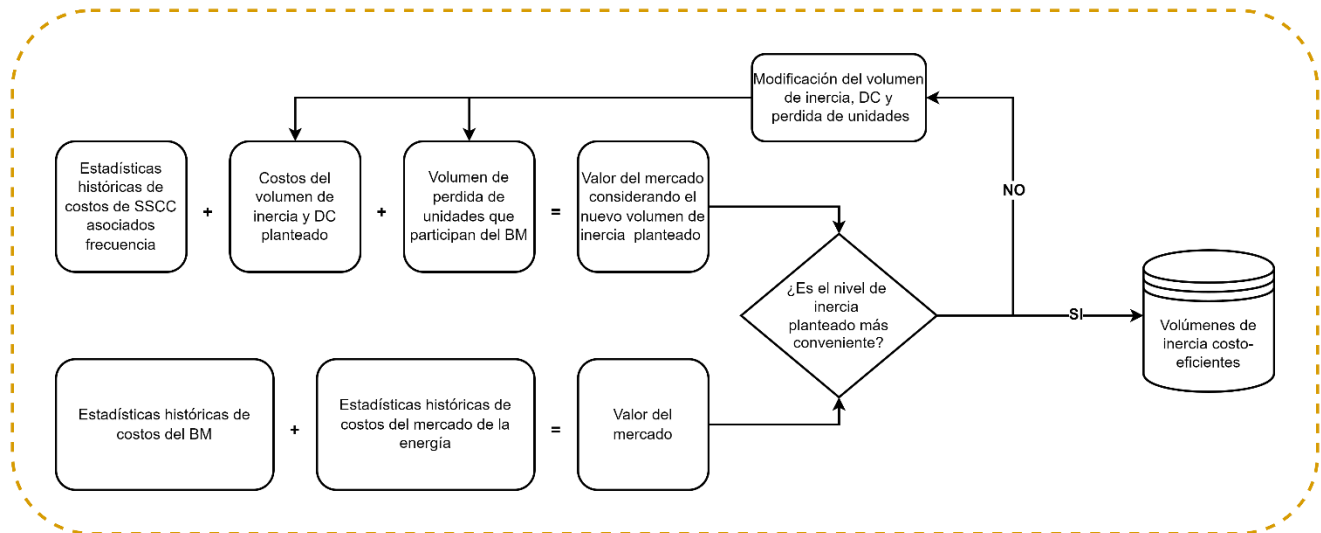


Figura 6-7: Evaluación económica del volumen de inercia y DC planteado.

Cálculo de la Cantidad de DC: La cantidad de DC a ser adquirida, se refiere a la cantidad de recursos que serán considerados para prestar dicho SSCC, para reemplazar a las unidades que ya no son consideradas debido a la transición de FFR a los nuevos servicios dinámicos. Este volumen requiere una serie de consideraciones que no se exponen en la Figura 6-7, pero que son mencionadas a continuación:

- i. Debe asegurar la pérdida de una sola unidad del BM, para el nivel mínimo de inercia definido.
- ii. En caso de que exista lo expuesto en el punto i, debe garantizar la mínima pérdida de RoCoF
- iii. En caso de superar el nivel máximo de unidades disponibles para DC, la cantidad sobrante debe ser contratada desde el antiguo mercado FFR.
- iv. Su precio debe ser comparado con resultados históricos, con el fin de no generar un costo adicional.

Paso 3: Determinar si se Requieren Acciones Específicas

Cálculo de Reducción Necesaria del Tamaño de Pérdida de BMU:

En el **Paso 2**, se obtiene el nivel máximo de pérdida de BMU para evitar que esta pérdida exceda el nivel de respuesta de frecuencia mantenida bajo los controles del sistema para cada evento considerado y para cada periodo de liquidación. Esta reducción busca:

- Prevenir que se genere una pérdida del nivel de RoCoF, de esta forma se asegura que la pérdida total de BMU y la variación angular VS se mantenga dentro del umbral de tasa de cambio de frecuencia.
- Establecer una banda para la disminución del RoCoF, pero asegurando que la pérdida total de BMU, variación angular se mantenga dentro del nivel asegurado por las tendencias de respuesta de frecuencia.

La acción seleccionada se asume como la de menor reducción de carga y de esta forma del costo sistémico. El control principal para gestionar eventos simultáneos es adquirir respuesta de frecuencia para cubrir la pérdida total y no se consideran otras opciones.

Paso 4: Determinar la Relación Costo-Riesgo General del Escenario

Cálculo de Costos de Acciones Específicas: El costo de cada acción específica se calcula para cada evento.

Cálculo del Riesgo Residual: Debido a las limitaciones físicas de los BMU, como plantas inflexibles u otros procesos industriales, pueden existir periodos en los que no sea posible mitigar con acciones específicas de los mecanismos planteados, que se generen eventos de pérdida de carga. Por ende, se realiza una segunda evaluación para determinar con qué frecuencia de operación, se está en riesgo de ocasionar desprendimiento de carga, a esto se le llama riesgo residual.

Cálculo de la Reducción del Riesgo: Una vez que ya se tienen los costos de las acciones de los SSCC para cada uno de los eventos y su nivel de riesgos residual, es necesario efectuar una comparación de costos para determinar si el mecanismo planteado resulta ser costo-eficiente, para ello lo primero establecer el nivel de costo que tienen estos controles, lo que se realiza según lo expuesto en la Figura 6-8.

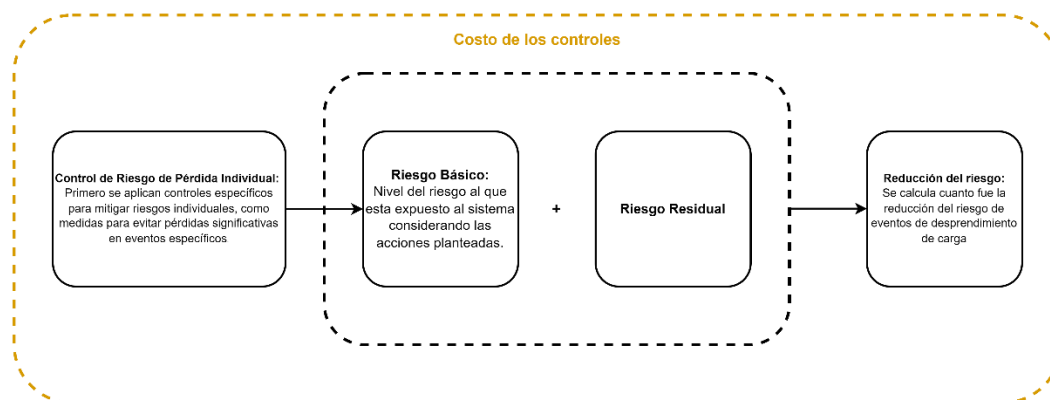


Figura 6-8: Costo de Controles.

Una vez que se calcula el costo de los controles y el nivel de riesgo que estos suponen se procede a efectuar una comparación final, que busca identificar si las acciones propuestas resultan más

convenientes que el evento de falla que buscan evitar, esto se realiza según lo expuesto en la Figura 6-9.

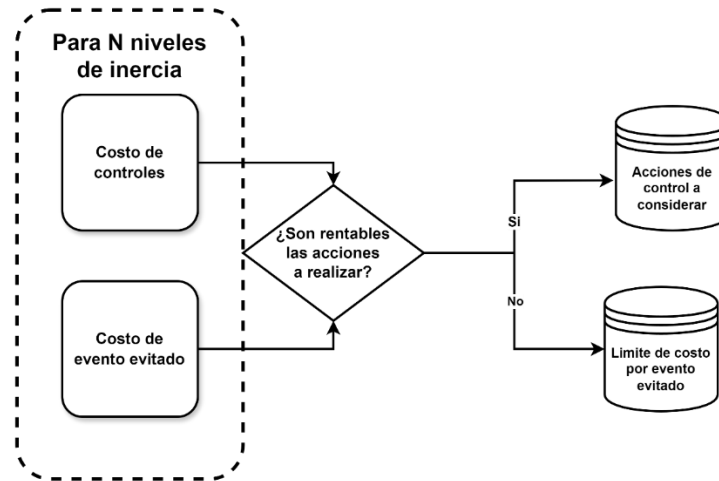
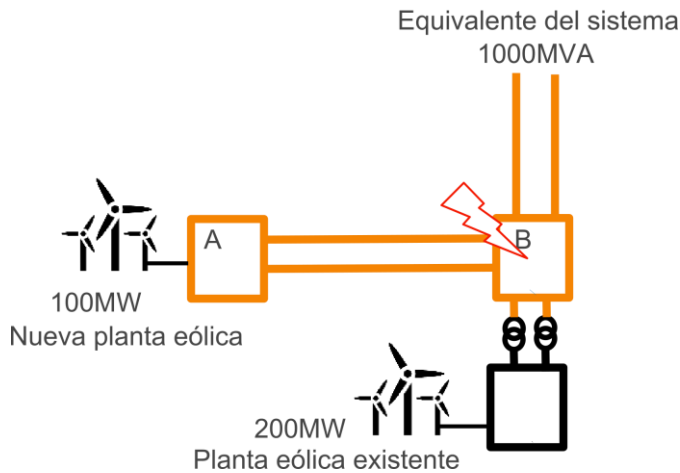


Figura 6-9: Validación de evento evitado

6.3 Metodología para el cálculo del nivel de cortocircuito en GB

En Gran Bretaña, debido al proceso de transición energética de generadores sincrónicos tradicionales, como plantas de carbón y gas, hacia fuentes de energía renovables, como la eólica y la solar, está reduciendo sus niveles de cortocircuito, afectando directamente a la estabilidad del sistema. En este contexto la National Grid ESO en el “Provision of Short Circuit Level Data 2022” [10], plantea la necesidad de modificar la metodología y métricas asociadas a los niveles de cortocircuito del sistema eléctrico inglés. Lo anterior se asocia con que el SCR utilizado históricamente no considera adecuadamente los recursos conectados a la red mediante inversores, lo que en el contexto de un sistema de potencia con alto potencial renovable dificulta cuantificar la cantidad real de recursos disponibles, que puedan aportar al nivel de cortocircuito. Por ello, se plantean 4 opciones para cuantificar el aporte de corrientes de cortocircuito de unidades renovables, basadas en índices SCR con diferentes modificaciones y el sistema de la Figura 6-10 de ejemplo.

Cabe destacar que en las siguientes opciones se utiliza “generación basada en IBR’s” y “parques eólicos” de forma indistinta, ya que, son la energía renovable predominante en dicho sistema.



Opción 1: Contribución de parque eólico existente basado en la capacidad del inversor:

Para esta opción, la contribución del SCL de los parques eólicos existentes se considera según la capacidad que poseen sus inversores. Por ejemplo, si el sistema tiene un SCL de 1000 MVA y un parque eólico existente contribuye con 200 MVA, el SCL total sería de 1200 MVA. Entonces:

Figura 6-10: Sistema de ejemplo para el cálculo de métricas de cortocircuito.

$$SCR = \frac{SCL}{\text{Capacidad de la nueva generación conectada}}$$

$$SCR = \frac{1200}{100} = 12$$

Opción 2: Sin contribución de los inversores: En esta opción, se ignora la contribución del SCL de los parques eólicos existentes. Por ejemplo, si el SCL es 1000 MVA entonces:

$$SCR = \frac{SCL}{\text{Capacidad de la nueva generación conectada}}$$

$$SCR = \frac{1000}{100} = 10$$

Opción 3: Contribución negativa del inversor existente basada en sus requisitos mínimos de SCR o MSCR:

Esta opción asume que un inversor Grid following consume el SCL proporcionado solo por máquinas sincrónicas e inversores que forman la red. La contribución negativa depende de la capacidad del inversor a conectar y el MSCR del inversor, que es el SCR mínimo que el inversor requiere en su punto de conexión para mantener una operación dentro de los niveles permitidos, por ejemplo, si el MSCR es 3 para el parque eólico existente, el SCL disponible sería:

$$SCL = SCL \text{ del sistema equivalente} - (\text{capacidad del inversor existente} \cdot MSCR)$$

$$SCL = 1000 - 200 \cdot 3 = 400MVA$$

Respecto al SCR tendríamos:

$$SCR = \frac{SCL}{\text{Capacidad de la nueva generación conectada}}$$

$$SCR = \frac{400}{100} = 4$$

Opción 4: Índice de cortocircuito circuito equivalente (ESCR): Este enfoque utiliza un equivalente del sistema para calcular el SCR, considerando la interacción entre múltiples fuentes basadas en inversores, por ejemplo, si el factor de interacción de la planta eólica (WPIF) es 1, el ESCR se calcula como:

ESCR

$$= \frac{SCL}{\text{Capacidad de la nueva generación conectada} + (WPIF \cdot \text{Capacidad de la planta eólica existente})}$$

$$SCR = \frac{1000}{100 + (1 \cdot 200)} = 3,3$$

6.3.1 Trabajo en Curso y Discusiones

Hoy en día se están abordando las siguientes temáticas en lo que respecta a la discusión de la fortaleza de red, principalmente asociado al cálculo del nivel de cortocircuito.

1. Desafíos de la operación

- Con una mayor proporción de generación renovable, se observa una disminución del SCL en el sistema, lo que crea desafíos de operabilidad.
- La estabilidad de la red está respaldada por obligaciones en el Código de Red y el Estándar de Seguridad y Calidad del Suministro del Sistema Nacional de Electricidad (NETS SQSS) [17].

2. Proyectos y Colaboración:

- El ESO está trabajando en proyectos como el "NOA Stability Pathfinder" [18] para gestionar problemas de bajo SCL.
- Se está colaborando con propietarios de transmisión y partes comerciales para proporcionar soporte adicional de corriente de cortocircuito.
- Se evalúan inversiones estratégicas y el despliegue de servicios de balanceo para incrementar el SCL en áreas específicas.

3. Identificación del SCL Mínimo:

- Se está explorando la posibilidad de definir un nivel mínimo de fortaleza del sistema en los puntos de entrada de la red para asegurar la operación segura del sistema.
- Se está considerando si el uso de este valor mínimo por todos los usuarios para especificar su equipo proporciona suficiente certeza para el diseño de plantas sin ser demasiado oneroso.

4. Innovaciones Tecnológicas:

- Se está introduciendo una especificación técnica de formación de red no obligatoria en el Código de Red.
- Se trabaja en el diseño de un mercado de estabilidad futura para asegurar que se cumplan estas necesidades.
- Parte de las soluciones incluyen condensadores síncronos y soporte de estabilidad y SCL de tecnologías como eólica, solar y baterías con capacidad de formación de red.

6.4 Beneficio y limitaciones de las metodologías

Con respecto a las metodologías a implementar, se realiza un análisis general de los beneficios y limitaciones.

6.4.1 Nivel y medición de inercia

Los beneficios que puede traer la implementación de la medición de inercia en el sistema de potencia chileno son variados y se explican a lo largo del informe. Para tener un primer acercamiento, se puede comentar que trae beneficios principalmente económicos. Conociendo el valor efectivo de la inercia del sistema, se puede determinar con precisión la compensación de reactivos necesaria en cada punto del sistema para asegurar la seguridad y calidad del servicio. La determinación de inercia en la actualidad considerando sólo las generadoras síncronas, que aportan inercia mediante grandes masas rotatorias. La experiencia internacional, principalmente en base a lo realizado en Gran Bretaña, ha demostrado que la determinación de inercia se realiza utilizando PMU's y un software computacional denominado Grid metrix otorga valores de inercia efectivo en los puntos del sistema que son analizados. De la mano con esto se tiene la primera limitación, que corresponde a la implementación de fasores de medida y del sistema Grid metrix.

6.4.2 Métricas del nivel de cortocircuito

De igual forma que la medición del nivel de inercia en el sistema, los beneficios y limitaciones se especifican a lo largo del informe. En la actualidad la determinación de los niveles de cortocircuito es realizado por el Coordinador Eléctrico Nacional en los estudios como “Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el Sistema Eléctrico Nacional” [19] y el “Informe de Propuesta de Expansión de la Transmisión 2022” [20].

En ambos se utiliza el ESCR como métrica para definir el cálculo en barras relevantes del sistema, lo que trae limitaciones respecto al tiempo que conlleva realizar este estudio, por lo que, podría resultar beneficioso utilizar una metodología como la utilizada en Estados Unidos [14]. En la que se utiliza el SCR para identificar el nivel de cortocircuito en el sistema y en caso de ser inferior a 3, se realizan cálculos más específicos como lo son las simulaciones electromagnéticas.

Por otro lado, se propone identificar subáreas, para determinar los puntos más débiles del sistema. Una vez determinados es posible considerar realizar análisis en tiempo real o proceso iterativos para determinar servicios complementarios u tecnologías que puedan mejorar estos niveles.

Una vez definidas estas áreas, es posible obtener un primer acercamiento de la fortaleza del sistema en cada una de ellas. Esta categorización del SEN es útil para no sobrestimar las necesidades de infraestructura, lo que trae consigo un beneficio económico significativo al optimizar los recursos y evitar inversiones innecesarias.

7 Categorización del SEN en relación a la métricas y metodologías evaluadas

El objetivo de realizar una categorización del sistema eléctrico nacional es llevar a cabo un análisis más detallado del mismo, especialmente enfocado en los procesos de planificación y licitación de servicios complementarios que mejoren la seguridad y calidad del sistema. La categorización permite dividir el sistema en áreas según la interacción entre diferentes puntos del sistema, facilitando así una gestión más eficiente y focalizada.

Para ello, se propone determinar subáreas para el análisis de cortocircuito y otras para el análisis de inercia. La metodología de la primera considera tanto la capacidad de cortocircuito de la red de transmisión como las características de los generadores conectados a ella. Tomando esto como base, se realiza un análisis de sensibilidad de tensión respecto a la potencia reactiva en las barras más relevantes del sistema⁵. La segunda se realiza analizando grupos de generadores que responden de manera similar a perturbaciones en el sistema eléctrico, manteniendo una relación de fase constante entre sí⁶. A estos grupos de los suele denominar “generadores coherentes”, tienden a oscilar juntos y sus comportamientos dinámicos están sincronizados en términos de frecuencia y ángulo de fase.

La coherencia entre generadores ayuda a predecir mejor las corrientes de falla y a diseñar sistemas de protección adecuados durante el análisis de cortocircuito. Además, en el análisis de inercia, los generadores coherentes contribuyen conjuntamente a la estabilidad de frecuencia del sistema, lo cual es fundamental para mantener la estabilidad y evitar cambios bruscos en la fase de la tensión.

Posteriormente, es vital analizar la viabilidad de las infraestructuras de transmisión, dispositivos FACTS (Flexible AC Transmission Systems), y otros servicios complementarios. No se debe subestimar la importancia de una infraestructura de transmisión robusta, los dispositivos FACTS, y otros servicios como la regulación de frecuencia y los sistemas de almacenamiento de energía, ya que son esenciales para mejorar la capacidad de control y la estabilidad del sistema eléctrico. Estos elementos permiten gestionar mejor las fluctuaciones y contingencias, asegurando una operación segura y eficiente del SEN. Una infraestructura bien planificada y optimizada no solo mejora la seguridad y calidad del sistema, sino que también proporciona beneficios económicos al evitar sobrecostos y maximizar la eficiencia operativa.

⁵ En los sistemas de otros países, las barras más relevantes son determinadas por los operadores del sistema. Por lo tanto, se propone que, en el caso chileno, sea el Coordinador Eléctrico Nacional quien las determine.

⁶ Si el ángulo de fase de un generador cambia debido a una perturbación, el ángulo de fase del otro generador cambiará de manera similar para mantener la misma diferencia de fase entre ellos.

Para lo anterior, se realizará un análisis de los estudios de fortaleza de red realizados a la fecha en Chile, con el objeto de indicar cómo se abordan en términos de clasificación, características de generación, transmisión e infraestructura según cada sector. Los estudios analizados corresponden a:

1. Propuesta de expansión de la transmisión, CNE, 2022.
2. Propuesta de expansión de la transmisión, CNE, 2024.
3. Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el Sistema Eléctrico Nacional en 2025, DigSILENT, 2022.
4. Resumen de los Estudios y Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el SEN, CEN, 2022.

7.1 Supuestos de la transmisión

La metodología planteada la PET 2022 posee una serie de consideraciones asociadas a la red de transmisión, como: el estado de la red, sus restricciones, retrasos en plan de obras, áreas de estudio planteadas, consideración de fallas, entre otras.

7.1.1 Red de transmisión

En cuanto a la red de transmisión, dado que el estudio de fortaleza de red considera un horizonte de tiempo menor, solo se considera la red de transmisión presente o comprometida para el año de estudio.

Áreas planteadas: Para la formulación del problema propuesto en la PET 2022 se consideran 5 áreas, ordenadas de norte a sur, indicando claramente la S/E de inicio y termino, además de las regiones que son abarcadas, mientras que en el caso de la PET2024 dado que no existe un estudio de fortaleza de red, se recomienda un análisis zonal similar y además actualizar las proyecciones de generación y transmisión. La zona sur (bajo la región Metropolitana) no es analizada, ya que, en el PET 2022 se determinó que su nivel de fortaleza es alto.

Tabla 7-1: Definición de áreas de análisis.

Área geográfica	Instalaciones
Norte Grande	Desde S/E Central Chapiquiña en la región de Arica y Parinacota - a S/E OGP1 en la región de Antofagasta
Atacama	Desde S/E Paposo en la región de Antofagasta – a S/E Central PE Cabo Leones en la región de Atacama
Coquimbo	Desde S/E Algarrobo en la región de Atacama – hasta S/E Quillota en la región de Valparaíso
Chilquinta-Aconcagua	Desde S/E Nueva Ventanas – hasta S/E Leyda en la región de Valparaíso
Enel Distribución	Desde S/E Loma Los Colorados – hasta S/E Central Queltehues en la región Metropolitana

Además de las áreas en el PET 2022 [20], el estudio de fortaleza de red busca evaluar la incorporación de CS y como estos aportan a mejorar los indicadores de cortocircuito, por ello se estudian las siguientes barras candidatas.

Tabla 7-2: Barras candidatas por zona.

Zona	1	2	3	4	5
SS/EE	Roncacho	Frontera	Nueva Zaldívar	Diego de Almagro	Algarrobal
	Nueva Pozo Almonte	María Elena	Zaldívar	Illapa	Maitencillo
		Crucero	Domeyko		
		Miraje	Likanantai		
			O'Higgins		

En el caso de la confección de un estudio en el año 2024, se recomendó utilizar los mismos criterios de selección, según los requerimientos de CS en cada zona del SEN y además considerar la inclusión de otro tipo de tecnologías.

7.1.2 Restricciones de transmisión

Debido a que el objetivo de la PET 2022 [20], es evaluar la incorporación de CS los que no solo proporciona al sistema una fuente adicional de corriente de cortocircuito, fortaleciendo la red, sino que también ofrecen soporte en el control dinámico de la tensión. Por ello, para evaluar estos aportes, se realiza una simulación dinámica en el escenario D1, considerando criterio N-1, con las siguientes contingencias.

- Severidad 4 Línea 2x500 kV Los Changos-Kimal.
- Severidad 4 Línea 2x500 Ancoa - Alto Jahuel.
- Severidad 4 Línea 2x500 kV Los Changos - Parinas.
- Severidad 4 Línea 2x500 kV Parinas - Cumbre C1.
- Severidad 4 Línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico.
- Severidad 4 Línea 2x500 kV Lo Aguirre - Alto Jahuel.

En el caso de la PET 2024, se recomienda evaluar el mismo tipo de contingencias, según los tramos identificados en las áreas planteadas y las barras candidatas.

7.2 Supuestos de la generación

A continuación, se presentan las consideraciones respecto al parque generador para llevar a cabo el estudio de fortaleza de red por parte del CEN, considerando las variables y restricciones del proceso de optimización de la PET y el resultado de la expansión del parque generador, todo esto para distintos años de estudio.

7.2.1 Escenarios PET 2022-2024

En cuanto al escenario planteados en cada uno de los planes de expansión, en la versión 2022 notamos que existen 5 escenarios propuestos, mientras que en el caso del año 2024 existe un único escenario, el que aborda sensibilidades mediante variaciones en la proyección de la demanda. En el caso del estudio de fortaleza de red únicamente se utilizan los resultados del escenario D del año 2022, por lo que las consideraciones para la confección de un estudio en el presente año deben cuantificar las diferencias ocasionadas por los supuestos del escenario A.

En primera instancia, en la Tabla 7-3 se abordan los escenarios de descarbonización de cada uno de los Propuestas de Expansión, donde se aprecia que la meta de transición cambia de un escenario a otro en una ventana de 5 años, esto genera modificaciones importantes en la cantidad de capacidad instalada que se requiere para el año 2030, debido al volumen de recursos que deben complementar este retiro.

Tabla 7-3: Escenarios de descarbonización.

Supuestos asociados a descarbonización	PET 2022 Escenario D	PET 2024 Escenario A
Cronograma retiro Engie 2019-2025	Si	No
Descarbonización (PELP de Referencia)	PELP 2021	PELP 2022
Año descarbonización PELP	2035	2030

En cuanto a los costos de inversión expuestos en la Tabla 7-4 la mayor diferencia se expresa en términos del costo de la generación eólica donde existe una reducción de su costo en el año 2024, esto puede generar variaciones en la capacidad instalada para el caso 2030, los términos alto, bajo y referencial son referentes a las proyecciones entregadas por el Ministerio de Energía en su informe de Planificación Energética de Largo Plazo 2023-2027.

Tabla 7-4: Escenarios de costos de generación.

Costos de inversión		PET 2022 ESC D	PET 2024 ESC A
Tecnologías de generación renovables	CSP	Bajo	Medio
	Solar	Bajo	Bajo
	Eólico	Alto	Bajo
	Geotérmica	Medio	Medio
	Hidráulica	Medio	Medio
Sistemas de almacenamiento	Baterías	Bajo	Bajo
	Batería de Carnot	Medio	Medio
	Bombeo hidráulico	Alto	Alto

Tecnologías convencionales	GNL	Referencia PELP	-
-----------------------------------	-----	-----------------	---

Además, se plantean los siguientes supuestos adicionales, que afectan a la inclusión de una serie de tecnologías del parque de generación, las que pueden contribuir a la fortaleza de red ya sea con características de CC como puede ser el almacenamiento mediante baterías, la ausencia de centrales de bombeo, que pueden contribuir a la fortaleza de red, etc.

Supuestos adicionales	PET 2022 ESC D	PET 2024 ESC A
Restricción inversiones por oposición social o limitaciones técnico-ambientales asociadas a proyectos hidroeléctricos, bombeo y geotermia	Bombeo desde 2028 Limitación Geotermia e Hidro Limitación Inv. CC GNL	Baterías desde 2027 Batería Carnot desde 2028 CSP desde 2029 Bombeo desde 2033 Limitación Geotermia e Hidro Sin proyectos de generación con GNL Limitación desarrollo Transmisión Sur CS con volante de inercia desde 2027

7.2.2 Disponibilidad de recursos de generación

Dado que la propuesta de expansión de la transmisión permite modelar la evolución del parque generador a lo largo del tiempo, a continuación, se presenta la evolución de la capacidad instalada para las dos propuestas. Esto se realiza con la intención de conocer el volumen de recursos del sistema necesario para llevar a cabo el análisis de fortaleza de red.

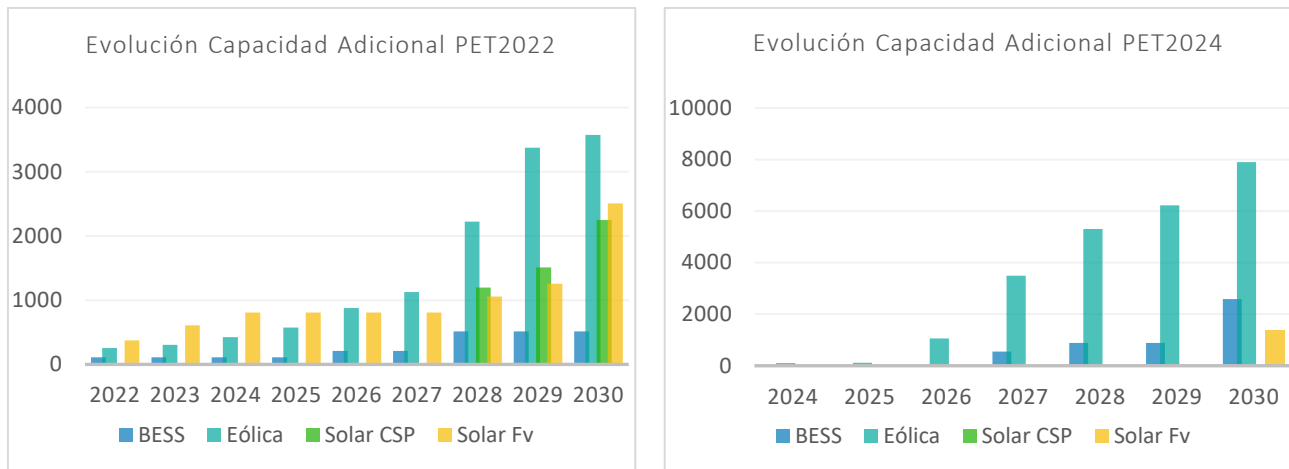


Figura 7-1: Proyecciones de capacidad PET2022 y PET2024 en MW

En términos de capacidad instalada ambos parques de generación están conformados de la siguiente manera, considerando los años con que se modela el estudio, es decir 2025 y 2030. Esto para ambas propuestas de expansión estudiadas.

Tabla 7-5: Capacidad instalada 2025 y 2030 en MW

Informe	Año	Hídrico	Carbón	Diésel	GNL	Eólico	Solar	Termosolar	Geotérmico
PET 2022	2025	7396	4331	3245	5016	4904	8716	110	81
PET 2024	2025	7514	3786	2878	5381	4927	9061	110	94
PET 2022	2030	7396	4331	3245	5016	8480	11225	2360	81
PET 2024	2030	7396	4331	3245	5016	12829	10452	110	81

Finalmente, para el análisis de fortaleza de red no es suficiente considerar la capacidad instalada del parque generador, se debe tener en cuenta las condiciones operacionales, esto con el objetivo de que sea posible evaluar las características dinámicas del parque, por esto en la Tabla 7-6 se considera la siguiente disponibilidad de recursos en el caso de la PET 2022 [20]. Se sugiere que para el año 2024 se realice una proyección similar basada en una relación entre las diferencias de capacidad instalada.

Tabla 7-6: Disponibilidad de recursos de generación estudio fortaleza de red.

Escenarios evaluados	Gx Fotovoltaica [MW]	Gx Eólica [MW]	Gx Hidráulica [MW]	Gx Térmica [MW]	Demanda [MW]	Inercia Sistémica [GVAs]	Inercia Norte [GVAs]
D1 2025	5609	1670	4008	494	11334	22,5	0,1
D2 2025	5394	1465	2074	2733	11190	41,3	7,8
D3 2030	6152	2250	2205	943	11784	28,2	1,2

7.3 Determinación y análisis de la fortaleza de red en el SEN

El fortalecimiento de la red en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) es esencial para garantizar la estabilidad y seguridad operativa, especialmente ante la creciente integración de fuentes de energía renovable. Este análisis se enfoca en evaluar la capacidad actual y proyectada de la red, optimizar la infraestructura mediante tecnologías avanzadas y realizar análisis de sensibilidad para identificar y mitigar posibles riesgos

7.3.1 Definición de requerimientos para el fortalecimiento de la red en el sistema eléctrico nacional

El estudio encomendado por el CEN a la empresa DlgSILENT GmbH [19] se centra en aumentar la fortaleza de la red en la zona norte del SEN, debido al retiro de unidades térmicas a carbón y la incorporación de proyectos generación IBR.

El objetivo principal del estudio es definir los requerimientos necesarios para fortalecer la red eléctrica, asegurando un nivel adecuado de fortaleza mediante la incorporación de tecnologías que incrementen la capacidad de cortocircuito y mejoren la estabilidad dinámica del sistema, el estudio cuenta con tres objetivos específicos para lograr su cometido:

Evaluar la Fortaleza Actual y Proyectada del Sistema: Analizar la capacidad actual de la red para manejar contingencias y por ende desbalances entre la generación y la demanda, proyectando estos análisis hacia el año 2025.

Optimización de la Fortaleza de la Red: Utilizar algoritmos de optimización para determinar las soluciones más eficientes en términos de instalación de equipamientos adicionales, como CS, para mejorar la capacidad de cortocircuito y la estabilidad del sistema.

Análisis de Sensibilidad: Realizar análisis de sensibilidad para evaluar cómo diferentes escenarios de generación y demanda afectan los requerimientos de fortaleza de la red y determinar las mejores estrategias de mitigación.

Metodología utilizada: El estudio utiliza una metodología que cuenta con 4 fases, la que combina simulaciones dinámicas realizadas en DigSILENT sumado a algoritmos de optimización.

1. Selección de Nodos Candidatos y Monitoreados: Se identifican los nodos candidatos del sistema en las regiones con niveles deficientes de CC, en este caso corresponden a las zonas del Norte Grande y Atacama.
2. Algoritmo de Optimización: Implementación de un algoritmo en Python utilizando PowerFactory para optimizar la instalación de CS, cuya función objetivo es minimizar la potencia total de cortocircuito adicional, manteniendo los niveles dentro de un nivel aceptable, a continuación, se presentan los pasos del proceso de optimización:

- a. Se ejecuta una optimización inicial que determine la combinación en los niveles de cortocircuito de los nodos candidatos, que garantice que el ESCR en todos los nodos monitoreados se encuentran por encima de 1.5, para ello se tienen en cuenta las siguientes consideraciones:
 - i. En primera instancia se asume una contribución a la potencia de CC en cada uno de los nodos candidatos, si la combinación de estos niveles no resulta ser suficiente se aumenta el nivel inicial hasta alcanzar el ESCR mínimo.
 - ii. En caso de existir nodos que ya cumplan con el criterio ESCR sin el aporte inicial, estos deben ser eliminado de la lista de candidatos para acelerar el tiempo de ejecución.
- b. Una vez que se encuentra la solución inicial, se realizan un análisis de sensibilidad entorno a ella, esto con el objetivo de encontrar soluciones adyacentes que puedan mejorar el óptimo encontrado, esto a través de las siguientes consideraciones:
 - i. Se eliminan de la lista de nodos candidatos, aquellos que supongan una contribución de potencia de CC menor al límite inferior establecido que se desea imponer a las instalaciones, por ejemplo, CS que contribuyan por sobre los 100 MVA, de esta forma se reduce aún más el número de candidatos.
 - ii. Se realizan optimizaciones adicionales, variando la contribución de CC determinada en la solución inicial, esto con el método Basin-Hopping mostrado en la Figura 7-2.

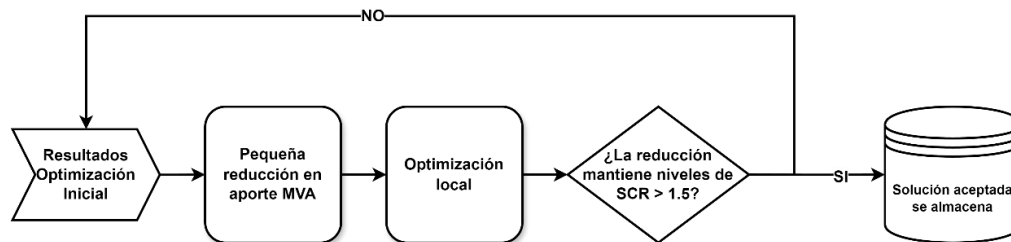


Figura 7-2: Modelo de Basin-Hopping para estimar CC.

- c. Se analizan las soluciones de las iteraciones adicionales ejecutadas en el paso anterior para identificar los casos con las menores potencias totales de CC adicional, entre las cuales se selecciona la que se considera como solución óptima.

Simulaciones de Desempeño Dinámico: Evaluación del comportamiento dinámico del sistema bajo diferentes escenarios y contingencias para asegurar que los valores de ESCR se mantengan por encima de los mínimos requeridos.

Análisis de Escenarios Críticos: Consideración de escenarios de alta demanda diurna y baja demanda nocturna, incluyendo modificaciones como el despacho de unidades convencionales y la desconexión de generación ERNC en la región de Coquimbo.

Consideraciones de la red: Los casos de estudio analizados toman como punto de partida el escenario base denominado 25T1, ya utilizado en las Actividades 1 y 2 del Estudio [21], y que corresponde a una demanda alta de día en el año 2025. Este escenario se modificó para incluir el despacho de varias unidades convencionales en las regiones del Norte Grande y Atacama. Es importante resaltar que en el escenario base (25T1), la generación convencional en estas regiones es prácticamente nula. Para compensar el aumento de generación proveniente de las unidades convencionales y lograr el balance de generación y demanda en el sistema, se desconecta generación ERNC en la región de Coquimbo por un monto similar a la generación convencional “conectada”, tal y como se muestra en la Tabla 7-7

Tabla 7-7: Conexiones y desconexiones realizadas para mantener el balance.

	Unidad	ΔP [MW]	Caso 0	Caso 1	Caso 2
Conexión	CCH1	85	x	x	x
	CCH2	85		x	x
	U1	50	x	x	x
	U2	50	x	x	x
	U3	45	x	x	x
	U4	38	x	x	x
	CTA	70			x
	CTH	70			x
	IEM	106			x
	Total [MW]			268	353
Desconexión	PFV El Romero	129	x	x	x
	FV Punta del Viento	109	x	x	x
	PE Punta Palmeras	31	x		
	PE El Arrayan	98		x	x
	Nuevo Futuro	95			x
	PE Punta Sierra	80			x
	PFV El Pelicano	72			x
	Total [MW]			270	368

La Tabla 7-8 presenta un resumen de la generación, demanda y transferencias de potencia en los diferentes casos de estudio, incluyendo el escenario para tener un punto de comparación.

Tabla 7-8: Resultados casos de estudio.

Generación	Casos de estudio			
	25T1	Caso 0	Caso 1	Caso 2
Térmica [MW]	495	763	848	1094
Hidro [MW]	4138	4146	4137	4158

PV [MW]	5575	5336	5336	5168
Eólica [MW]	1658	1626	1560	1480
Total [MW]	11866	11871	11881	11900
Generación Estática [% del total]	61.0%	58.6%	58.0%	55.9%
Inercia Total [GVAs]	22.5	27.05	28.3	32.6
Inercia Norte Grande [GVAs]	0.1	1.4	2.6	6.9
Transf. N→C [MW]	1867.7	1866.54	1878.7	1871.5
Transf. S→C [MW]	852.6	860.29	851.7	871.4

7.3.2 Propuesta de expansión de la transmisión (PET)

La “Propuesta de Expansión de la Transmisión” [20] presenta un plan detallado para fortalecer y expandir la red de transmisión del sistema eléctrico chileno. Aborda proyecciones de demanda y oferta, metodologías de análisis, diagnósticos regionales, propone proyectos de expansión y medidas para mejorar la fortaleza y resiliencia de la red frente a la creciente integración de energías renovables. Adicionalmente en la propuesta 2022, se realizó un estudio de fortaleza de red, el que mediante los resultados de expansión de generación renovable evalúa tanto el estado de la red, como la incorporación de nuevos equipos destinados principalmente al aumento de los niveles de cortocircuito. Mientras que en la propuesta 2024, dicho estudio no es presentado, por ello a continuación se presentan tanto la metodología, como la información requerida para llevar a cabo dicho estudio, para los casos 2022 y 2024.

Metodología de cálculo de fortaleza de la red: Se determina que la métrica ocupada para determinar el nivel de cortocircuito son el SCRIF o ESCR. Para el cálculo del ESCR, se considera el factor de interacción en caso de que al conectar generación en base a IBR's, cuando en la barra de análisis se fuerza un cambio en la magnitud de la tensión de 1%.

Se adopta la definición entregada por el CIGRE, según la Figura 7-3:

En el eje horizontal se tiene el SCR_{POI} , valor que representa el SCR calculado en el lado de alta tensión de la barra a analizar, considera la capacidad de cortocircuito de la red de transmisión y es utilizado para evaluar la capacidad del sistema. En el eje vertical, se tiene el SCR_{Inv} , valor que representa el SCR calculado en los terminales del convertidor, se enfoca en la impedancia y la capacidad de cortocircuito local del convertidor.

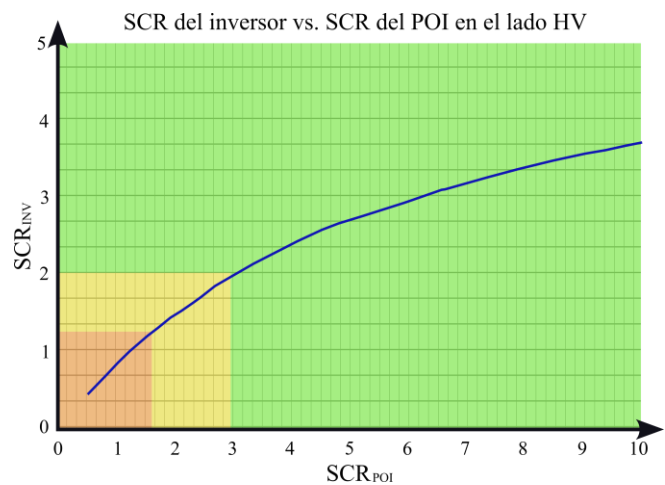


Figura 7-3: Relación entre el SCR del inversor y su punto de conexión.

La línea azul indica una tendencia de como varía uno en función del otro, además, se presentan 3 regiones:

- **Zona verde ($ESCR > 3$):** la rigidez del sistema es lo suficientemente alta para alcanzar una respuesta estable del inversor.
- **Zona amarilla ($1.5 \leq ESCR \leq 3$):** 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 ($ESCR < 1.5$):** 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.

Una vez determinada la forma de distinguir entre una zona estable de una inestable, se procede a realizar un análisis de los distintos puntos de la red

Análisis de fortaleza de red y refuerzos requeridos: Se utiliza el escenario de mayor exigencia para determinar los requerimientos de la red, para el caso de este estudio se determinaron los puntos en los que es más eficiente conectar condensadores síncronos. Para comenzar a definir zonas se utilizan representaciones unifilares o grafos que indiquen los índices ESCR para distintas barras de la red, como se ve en la Figura 7-4.

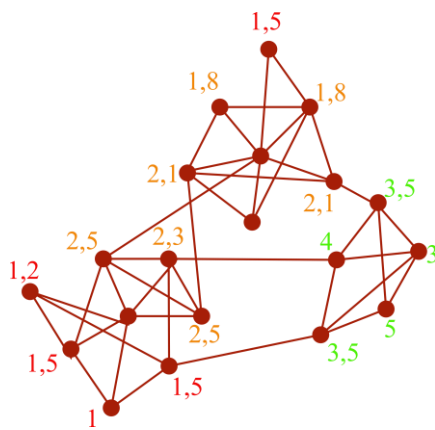


Figura 7-4: Cálculo del nivel de cortocircuito en distintos puntos del sistema.

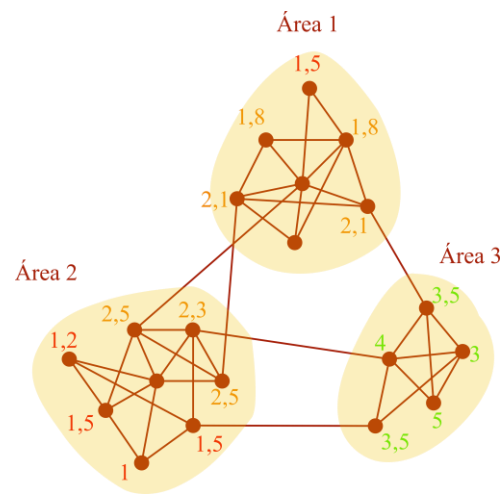


Figura 7-5: Definición de áreas según los niveles de cortocircuito calculados.

Una vez que se hayan determinado los índices ESCR, se analizan los puntos según su cercanía y variación del índice calculado. Para una sección con valores similares de ESCR, como la subárea superior de la Figura 7-5, que contiene valores que rondan el 2, se define como subárea. La división se

observa entre los puntos 2.1-3.5 y 2.1-2.5. Luego de eso, se especifica el proceso iterativo que se realizó para determinar los puntos óptimos para la licitación de condensadores síncronos. El proceso se describe en la Figura 7-6, a pesar de que la finalidad del proyecto no es definir ubicaciones para licitar condensadores síncronos, se consideró que el proceso puede ser extrapolado para la identificación de debilidades en puntos de la red.

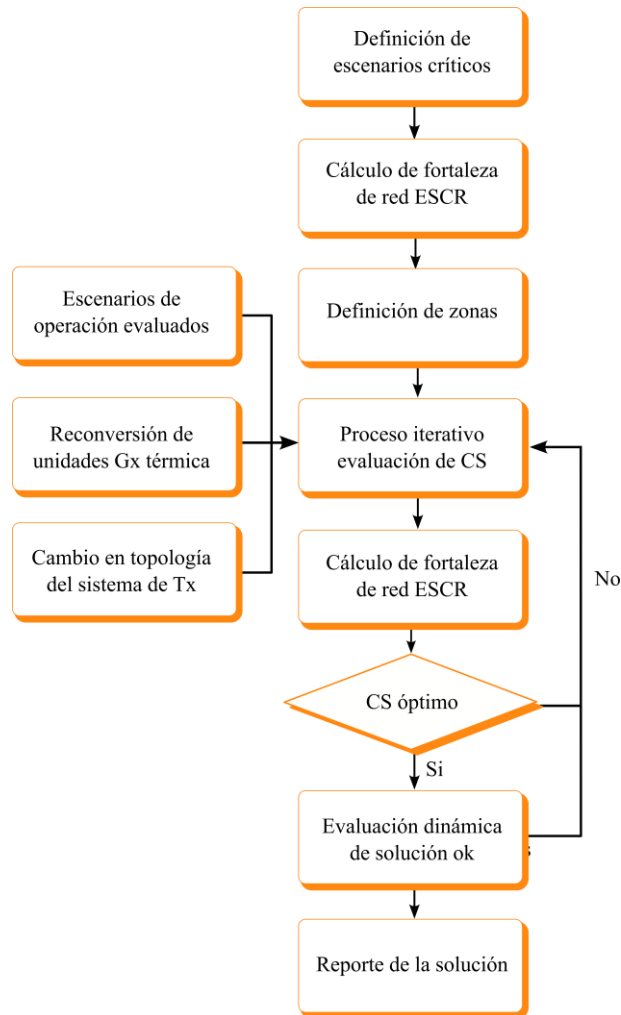


Figura 7-6: Proceso iterativo para definir la fortaleza de red.

En este proceso, se toman como variables de entrada la definición de las zonas, la topología del sistema y los escenarios a analizar. Con estos datos de base, se analizan los puntos más débiles de la zona, en los que se podrían incorporar tecnologías para mejorar la métrica a analizar (dependiendo del caso, pueden ser equipos FACTS, STATCOM, CS, etc.). Una vez incorporados, se evalúa la métrica y se comprueba si es la solución más eficiente. De no ser así, se realiza el proceso nuevamente hasta encontrar la solución óptima.

8 Estimación de volumen de necesidad de inercia y cortocircuito

La estimación del volumen de necesidad de inercia y cortocircuito es crucial para garantizar la estabilidad y seguridad operativa del sistema eléctrico chileno. Esta sección presenta los métodos utilizados para proyectar las necesidades de inercia y capacidad de cortocircuito, basándose en datos históricos y modelos predictivos. A través de un análisis detallado, se busca establecer una relación precisa entre la demanda del sistema y los requisitos técnicos necesarios para mantener su estabilidad.

8.1 Inercia

Para realizar las proyecciones de inercia en el sistema chileno se requiere un modelo que establezca una relación entre las variables de demanda e inercia sistémica, en este caso utilizan valores que provienen desde la data histórica de Gran Bretaña, con el objetivo de poder estimar comportamientos similares bajo distintas condiciones de demanda neta histórica. Se estima que esta parametrización permite adecuadamente evaluar un modelo de predicción de inercia sistémica ante condiciones de operación proyectada del sistema.

Para ello, se realiza una regresión lineal entre los valores de demanda neta e inercia, esto con una resolución de 30 minutos, de esta forma utilizando los datos de demanda neta del sistema chileno 2023 y las proyecciones de demanda la PET 2024, para el periodo 2025-2028, es posible obtener los niveles de inercia del sistema, proceso detallado en el esquema de la Figura 8-1.

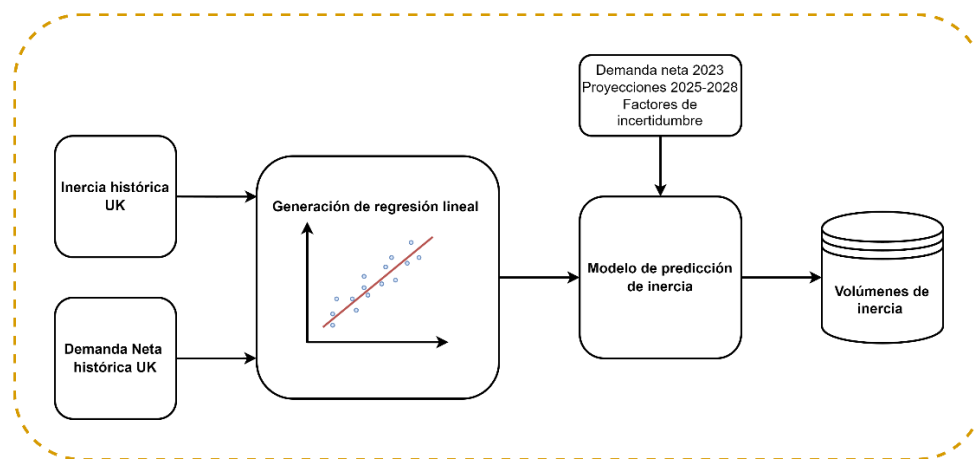


Figura 8-1: Modelo de predicción de inercia

Utilizando el modelo resultante del esquema previamente expuesto, se obtiene las proyecciones de la Figura 8-2.

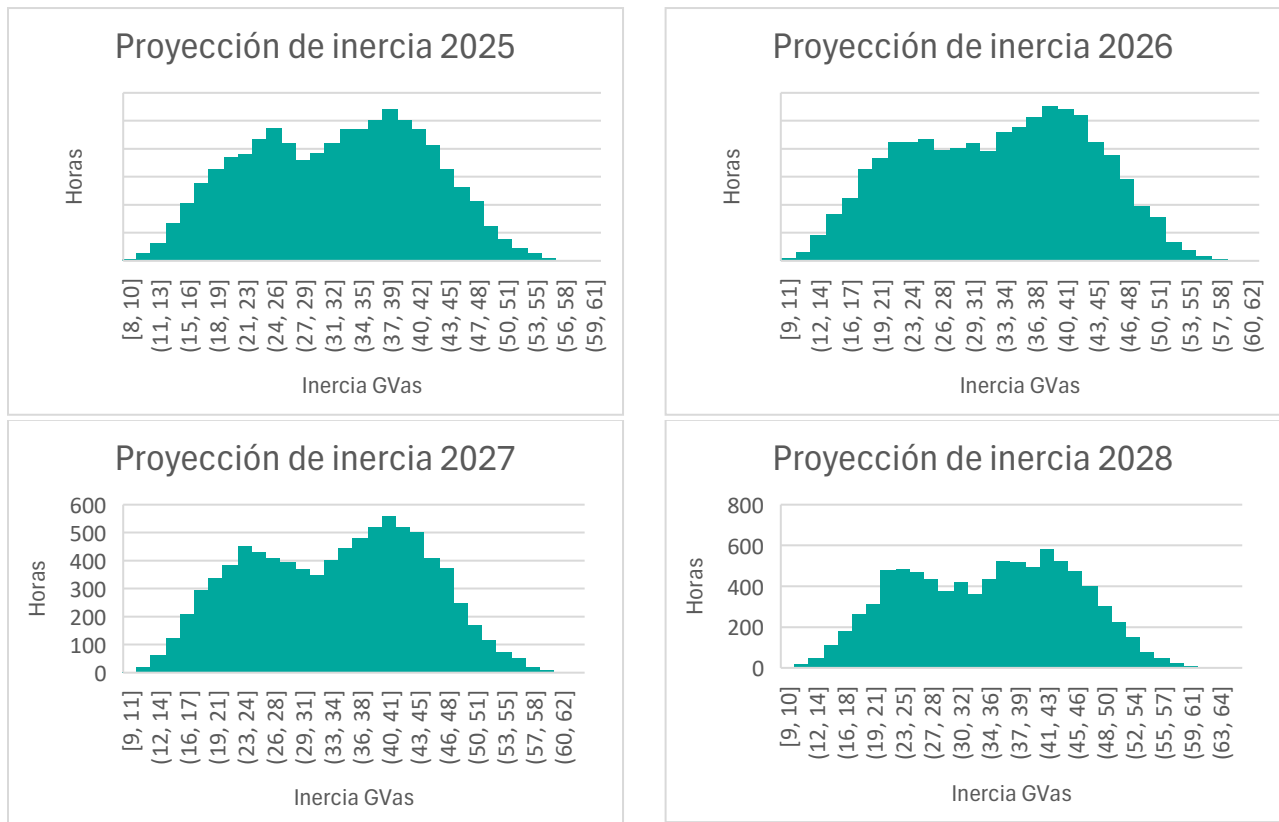


Figura 8-2: Proyecciones de inercia SEN 2025-2028

Es interesante observar cómo los requerimientos, aunque presentan una demanda significativa de horas en las que se necesita un nivel estimado de inercia, existen condiciones que podrían modificar los valores esperados de inercia mínima del sistema, razón por la cual se debe tener en consideración la necesidad de estructurar un esquema mixto de provisión entre mecanismos de largo y corto plazo, de manera de obtener la estrategia óptima de colocación de los requerimientos de inercia en el sistema.

8.2 Herramientas Tecnológicas para el monitoreo de inercia

Para la medición de inercia, su aplicación no solo depende de la estimación del parámetro mismo, sino también de las herramientas tecnológicas que deben ser incorporadas para dicho fin, que van desde las utilizadas para la planificación de la operación en todas sus ventanas de tiempo, pero también en su dimensión de tiempo real, donde, además de tener un buen estimador del parámetro será necesario contar con los dispositivos de monitoreo que habiliten dicha medición.

Las herramientas disponibles para monitorear la inercia se presentan en la Tabla 8-1. Como propuesta se recomienda solicitar al Coordinador que realice un estudio técnico con el objetivo de determinar la mejora herramienta en función de la integración con sus plataformas actuales y las necesidades proyectadas del sistema.

Herramientas	País	Descripción	Métodos que usa	Variables utilizadas	Ventajas	Desventajas
PMU	UK, USA, Chile	Herramienta de medición	Adaptación de señal	Frecuencia y Potencia	Permite conocer variables de estado del sistema en tiempo real	Se requiere un volumen adecuado y una ubicación estratégica para su funcionamiento. Para ciertos fenómenos transitorios requieren de un sistema de comunicación sofisticado.
Modulador GridMetrix	UK	Herramienta de medición	Modulación de señales	Genera señales que son medidas por las PMU	Permite que las unidades de medición tengan señales adecuadas para la medición.	Herramienta asociada a una patente. Se requiere un sistema de comunicación sofisticado.
GridMetrix Cloud	UK	Sistema de almacenamiento	Base de datos	Base de datos dedicada exclusivamente a los parámetros históricos de inercia, permite relacionar condiciones operativas con requerimientos futuros	Permite que el operador tenga mayor cantidad de antecedentes para el despacho.	Herramienta asociada a una patente.
Plataforma WAMS	UK	Sistema de pronóstico	Modelo de IA	Plataforma de pronóstico de inercia que utiliza la información histórica medida por las PMU.	Permite que el operador tenga mayor cantidad de antecedentes para el despacho.	Se requiere una gran cantidad de datos para el funcionamiento.

Herramientas	País	Descripción	Métodos que usa	Variables utilizadas	Ventajas	Desventajas
Energy Manager System	UK	Sistema de gestión energética	Sistema de comunicación	Sistema que en base al pronóstico de la plataforma WAMS, entrega sugerencia a los clientes para su desconexión.	Permite la participación de la demanda. Considera la inercia de grandes clientes.	Se da en el contexto de un mercado de ofertas.

Tabla 8-1: Herramientas tecnológicas disponibles para monitorear la inercia del sistema

8.3 Cortocircuito

Para realizar las proyecciones del nivel de cortocircuito en el sistema chileno, se requiere un modelo que establezca una relación entre los recursos del sistema que serán retirados dado el plan de descarbonización y los que aportan los nuevos recursos que se instalan en la red, como condensadores síncronos, IBR conectados mediante Grid forming, etc. Por lo tanto, para generar dicho modelo, se toma como referencia el estudio [22] donde es posible establecer una relación entre potencia instalada/retirada [MVA] y aporte de CC [MVA] de las diferentes tecnologías.

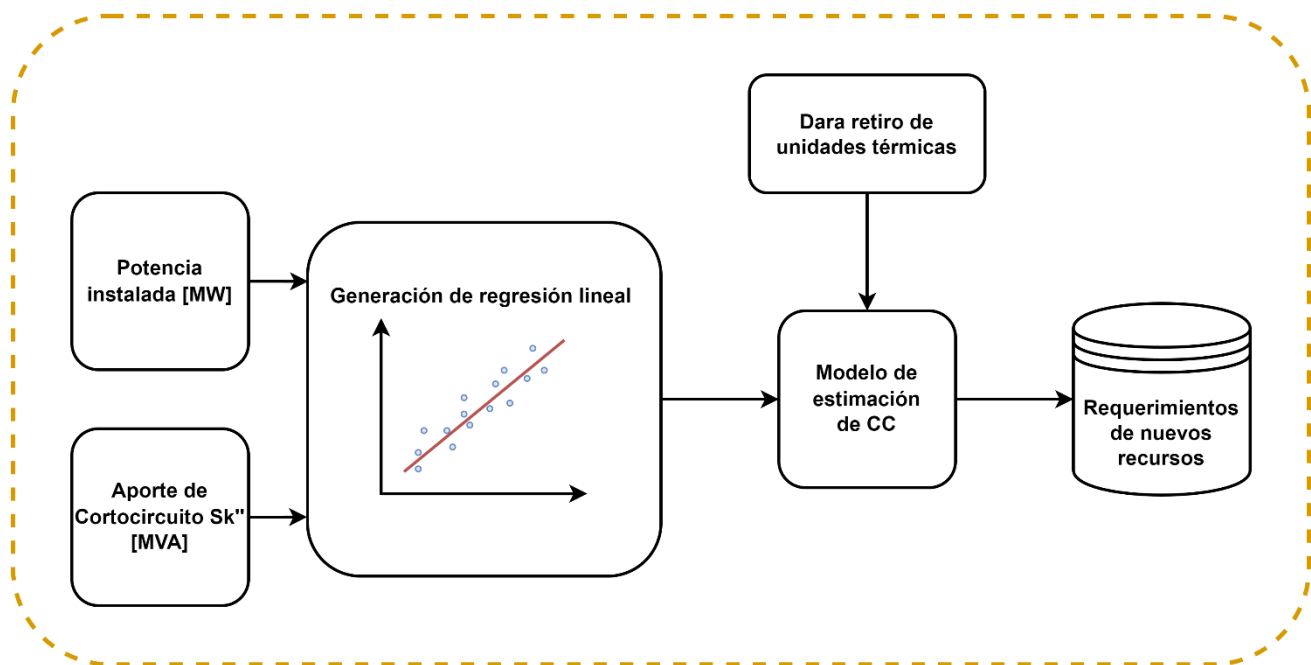


Figura 8-3: Modelo de estimación de capacidad de CS.

A continuación, se presenta un escenario de plan de retiro de unidades a carbón que se consideró para realizar la proyección, a través de sus valores de potencia, tensión e impedancia subtransitoria se calcula el SCL de cada una de las unidades, además se selecciona la barra de conexión al SEN y la región a la que pertenece.

Tabla 8-2: Plan de retiro unidades térmicas.

Unidad	Capacidad [MW]	Año Salida	Aporte cortocircuito [MVA]	Barra de conexión al SEN	Región
Guacolda U3	152	Abr-2025	1143	Maitencillo	Atacama
Nueva Ventanas	272	Abr-2026	1985	Polpaico	Metropolitana
Guacolda U4	152	Abr-2026	1188	Maitencillo	Atacama
Andina CTA	177	Abr-2027	885	Los Changos	Antofagasta
Angamos ANG1	277	Abr-2027	2022	Los Changos	Antofagasta
Angamos ANG2	281	Abr-2027	2051	Los Changos	Antofagasta
Hornitos CTH	178	Abr-2027	690	Los Changos	Antofagasta
Santa María	370	Abr-2028	1897	Charrúa	Biobío
Campiche	272	Abr-2029	2194	Polpaico	Metropolitana
Guacolda U5	152	Abr-2029	1027	Maitencillo	Atacama
Cochrane CCH1	275	Abr-2030	2007	Los Changos	Antofagasta
Cochrane CCH2	275	Abr-2030	2007	Los Changos	Antofagasta
IEM	375	Abr-2030	1875	Los Changos	Antofagasta

Si se analiza la disminución anual de SCL en cada una de las barras estudiadas y se aplica el modelo de regresión lineal, es posible calcular el valor de potencia a instalar año a año de condensadores sincrónicos para mantener el nivel de SCL en las barras que se retiran las unidades, tal como se expone en la siguiente tabla (unidades en MVA):

Año \ Barra	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Los Changos	-	-	847	-	-	883
Maitencillo	171	178	154	-	-	-
Polpaico	-	298	-	-	329	-
Charrúa	-	-	-	285	-	-

Tabla 8-3 Valor de potencia a instalar de condensadores sincrónicos conforme a metodología de regresión lineal propuesta

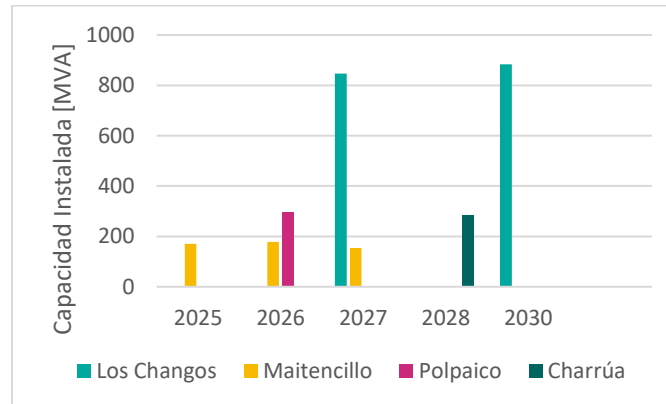


Figura 8-4: Resultado nueva capacidad instalada

Como se observa a partir del análisis de regresión lineal expuesto existen requerimientos de corto y largo plazo, en función de las distintos escenarios de descarbonización a los que podría estar expuesto el sistema conforme a las decisiones de decomisionamiento que podrían optar los distintos agentes del sistema, por lo cual los mecanismos que permitan proveer de recursos de estabilidad y aporte al corto circuito, deberían mantener una lógica similar, es decir, tener la capacidad de proveer nuevos recursos que permitan optimizar la operación del sistema en el mediano – largo plazo, y recursos que permitan cubrir aquellos requerimientos de corto plazo necesarios para la operación del sistema.

8.4 Estructuración de las proyecciones

Definir las proporciones de participación de diferentes segmentos o estructuras regulatorias del sistema, como los SSCC, la planificación centralizada o los requisitos normativos, y cómo estas contribuyen a los requerimientos de inercia y cortocircuito determinados en las proyecciones, es necesario considerar aspectos regulatorios que van más allá de los alcances de este proyecto. Sin embargo, a continuación se provee un análisis indicativo de las consideraciones y posibles efectos que genera estas estructuras de participación basadas en cada segmento mencionado.

El incorporar estos requerimientos a un proceso de planificación centralizada como la PELP no resulta recomendable, el resultado que persigue esta no tiene relación con la inercia o CC. Además, debido a su granularidad temporal no es objeto de evaluación de dichas métricas. Finalmente, este proceso tiene un carácter indicativo y no de obligatoriedad. Por ende, el Estudio de Fortaleza de red a realizar en esta etapa podría cuantificar la magnitud de los recursos, tal como lo hace el modelo de proyecciones propuesto, mas no la distribución o la forma en que se remunera.

En cuanto a la obligatoriedad como requerimiento normativo, estos aumentarían los costos totales del servicio ya que podría exigir el cumplimiento de estos requerimientos a recursos en zonas que no lo necesitaran. Además, los generadores traspasarían estos costos adicionales a los precios de la energía, lo que no resulta conveniente.

Por ello, la opción más atractiva, es la estrategia planteada asociada a definir requerimientos base que puedan ser estructurados a partir del proceso de planificación de la transmisión y que garanticen una condición de operación base de manera segura para el sistema, esto permite incorporar al sistema infraestructura eficiente que garantice la operación económica del sistema, luego en los procesos anuales de revisión de fortaleza se propone que exista una etapa competitiva en que los requerimientos adicionales de fortaleza puedan ser licitados y remunerados mediante SSCC, ya que esto resulta más costo-eficiente al traspasar el riesgo a las unidades del sistema. Se esperaría así reducir costos, ya que solo se procurarían los recursos que resultaran necesarios, y de manera potencialmente competitiva.

9 Normativa chilena vigente

Conforme al levantamiento de la experiencia internacional a continuación se presenta un análisis de la normativa vigente, para posteriormente realizar la propuesta de modificación normativa conforme a los análisis realizados.

9.1 NTSyCS

Se tomó como insumo el actual proyecto de la Modificación de la Norma Técnica, por lo que en las siguientes secciones se detallará un resumen de comentarios del Coordinador, la Superintendencia y del equipo consultor, que hagan referencia a temáticas relacionada a las métricas de inercia y cortocircuito estudiadas y sus temas relevantes, como por ejemplo la flexibilidad para implementar nuevos esquemas, desde un punto de vista operativo y de reforzamiento a la red. Se muestra un esquema en la Figura 9-1 para facilitar la comprensión de la estructura del análisis de la norma, donde se muestran 4 apartados, de los cuales se tomó el 2, 3 y 4 en este estudio.

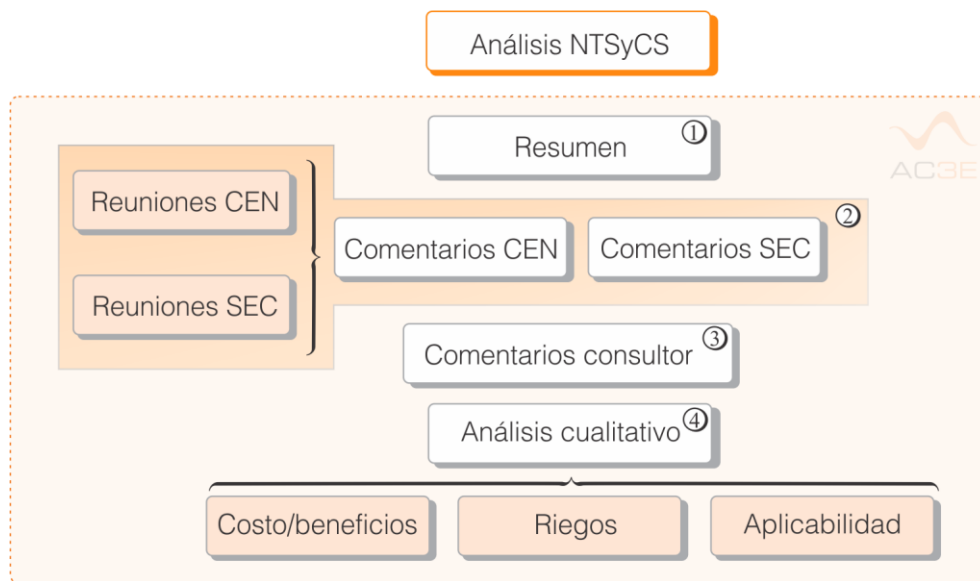


Figura 9-1: Esquema de análisis de la NTSyCS.

9.1.1 Capítulo 3: Exigencias mínimas para diseño de instalaciones

En la reunión N°2 con el **Coordinador** realizada el día 24/01/2024 se levantaron los siguientes requerimientos respecto al **Capítulo N°3** de la NTSyCS:

- 1) **Revisión de exigencias para nuevas tecnologías:** Desde el punto de vista de las nuevas condiciones del sistema, en especial la incorporación de IBRs con tecnología “Grid following”.
- 2) **Fault Ride Through:** Se menciona la importancia de actualizar el Fault Ride Through.

- 3) **Operación nocturna de recursos renovables:** Revisar artículos respecto a la operación de energías renovables en la noche, se debe aclarar si debieran absorber o entregar reactivos sin el recurso primario.
- 4) En relación al **artículo 3-5** se solicita que como exigencia mínima las centrales renovables estén habilitadas para prestar servicios complementarios y luego su participación sea a partir de mecanismos de mercado.
- 5) Se menciona la importancia de expandir las exigencias del **artículo 3-6** a centrales renovables, incorporando las BESS e incorporar el control de tensión de las centrales renovables como exigencia.
- 6) En el artículo **3-9, numeral 2, literal d)** ser más explícito sobre que la potencia activa sea nula cuando no haya recurso primario.
- 7) **Respecto al nivel de cortocircuito:** Se debe realizar un estudio con el sistema enmallado, lo que lleva a la discusión del dimensionamiento la modificación del equipamiento, debido a que se sobrepasa la capacidad de ruptura de los interruptores. Se plantea la disyuntiva sobre quién debe hacerse cargo de la modificación, el entrante o la empresa que se encontraba operando correctamente y con holgura en su interruptor.
- 8) **Sistema de registro continuo:** Incorporar este sistema diseñado para un monitoreo constante de las inyecciones de energía en centrales renovables, asegura el cumplimiento de las normativas y supera las limitaciones de los sistemas actuales, que solo actualizan datos cada 15 minutos, ofreciendo una supervisión más precisa.
- 9) **Revisión cruzada:** entre los artículos **3-6** al **3-20** de las exigencias que se hacen a las centrales síncronas; se deben incluir las centrales renovables para equipararlas y así aumentar la flexibilidad del sistema. Se menciona revisar el **artículo 3-18**, donde se especifica que las centrales que participan en control de frecuencia deben incorporarse al control centralizado, donde se da la impresión de que solo se les exige a esas centrales, pero actualmente se requiere que todas se conecten al SCADA por una consigna asociada al despacho económico.
- 10) **Instalaciones de clientes:** Se recomienda que haya un apartado en la norma que estipule que ciertas cargas se deben mantener conectadas cuando hay una perturbación, lo que también les favorecerá, ya que, sus mismas cargas van a evitar que se profundice alguna contingencia.

El equipo consultor propone las siguientes recomendaciones respecto al **Capítulo N°3** de la NTSyCS:

- 1) En el **artículo 3-1** se debe añadir lo correspondiente a “sistemas de almacenamiento de energía”.
- 2) En el **artículo 3-6**, se deben agregar “sistemas de almacenamiento de energía” donde sea requerido. Se debe agregar un inciso de compensación de reactivos. En el **literal d)**, se podría

agregar la compensación de reactivos. En los **literales i), j), y k)** ampliar el alcance a recursos IBR, agregando el control de esta tecnología y su valor de mínimo técnico.

- 3) En los **artículos 3-6, 3-8, 3-9** se propone cambiar centrales solares y eólicas a centrales basadas en tecnologías con IBR'S para que sea más general.
- 4) En el **artículo 3-9**, se propone agregar el gráfico de los de sistemas de almacenamiento de energía y otras tecnologías que podrían ser relevantes.
- 5) En el **artículo 3-10**, agregar las tecnologías de almacenamiento de energía a la tabla.
- 6) Para el **artículo 3-17** en lo que respecta control de frecuencia/potencia de los parques eólicos y fotovoltaicos también deben incluirse los sistemas de almacenamiento de energía. Además, considerando los **literales a), b), c), d) y e)** se recomienda aplicar una sección correspondiente a recursos IBR que posean un control del tipo Grid forming o especificar que ese párrafo es para aquellas tecnologías que no tienen capacidad de Grid forming. También aplica para control de tensión **artículo 3-16**.
- 7) En el **artículo 3-18** aplicar el control centralizado a todo el control de frecuencia, incorporando servicios de respuesta de demanda.
- 8) En el **artículo 3-20** añadir "sistemas de almacenamiento de energía" en el último párrafo.

9.1.2 Capítulo 4: Exigencias mínimas para sistemas de información y comunicación

En la reunión N°3 con el **Coordinador** realizada el día 09/02/2024 se levantaron los siguientes requerimientos respecto al **Capítulo N°4** de la NTSyCS:

- 1) **Exigencias de control de frecuencia:** Se señala que es importante incorporar el tratamiento de las Cargas Interrumpibles y solicitar los requerimientos necesarios a este tipo de servicio complementario.

El equipo consultor propone las siguientes recomendaciones respecto al **Capítulo N°4** de la NTSyCS:

- 1) En el **artículo 4-28** añadir un nuevo literal que asociado a que el sistema de monitoreo debe permitir evaluar los niveles de inercia del sistema en tiempo real.

9.1.3 Capítulo 5: Exigencias para estándares de seguridad y calidad del servicio

En la reunión N°1 con el **Coordinador** realizada el día 10/01/2024 se levantaron los siguientes requerimientos respecto al **Capítulo N°5** de la NTSyCS:

- 1) **Definir términos:** ya nombrados en la norma como "red débil" y "red fuerte".
- 2) **Tecnología HVDC:** realizar un análisis al estándar de recuperación del servicio por las sobretensiones que se producen debido a estas nuevas tecnologías, además de la exigencia que generan los bipolos del HVDC durante las fallas.

- 3) **Falta de estándares de sobretensión:** Se necesitan estándares de SyCS para sobretensión. La especificación de equipos no debe estar tan al límite de los niveles de tensión de servicio establecidos, deben tener más holgura.
- 4) **Índices de calidad de suministro:** Los índices para calcular la calidad de suministro (FMIK, TTIK, armónicas, Flicker) deben ser más adecuados a la matriz actual, ya que los existentes están obsoletos debido a la persistencia de sobrefrecuencias en el sistema, específicamente en el horario peak de tecnologías FV.
- 5) **Estudio de pequeña señal:** Modificar el análisis de pequeña señal, ya que, este se realizó contemplando una matriz energética compuesta principalmente por máquinas síncronas, considerando por ejemplo el ángulo de rotor, lo que ya no sería posible de realizar con el aumento de las energías renovables basadas en inversores.

El equipo consultor propone las siguientes recomendaciones respecto al **Capítulo N°5** de la NTSyCS:

- 1) Se propone modificar los términos en la normativa que actualmente limitan las ERV únicamente a tecnologías solares y fotovoltaicas, ampliándolos para abarcar todos los recursos basados en inversores, con la excepción específica de tecnologías que se puedan comportar como demandas.
- 2) En el **artículo 5-20** se propone redactar de forma más general los requisitos con respecto a las tecnologías HVDC.
- 3) En el **artículo 5-24** agregar las tecnologías solares y de almacenamiento de energía.
- 4) En el **artículo 5-25** modificar la clasificación que se realiza por porcentaje de generación hidroeléctrica por generación por tecnologías del tipo sincrónicas y Grid forming.
- 5) En el artículo **5-53** se propone agregar las tecnologías basadas en IBR excluyendo cuando se comportan como carga.
- 6) En el **artículo 5-55** analizar el criterio para las líneas HVDC. Se propone que exista un apartado para tecnologías HVDC.

9.1.4 Capítulo 6: Estudios para programación de la seguridad y calidad de servicio

En la reunión N°5 con el **Coordinador** realizada el día 14/03/2024 se levantaron los siguientes requerimientos respecto al **Capítulo N°6** de la NTSyCS:

- 1) **Conceptos:** Se señala la necesidad de aplicar terminología CIGRE para referirse a fenómenos dinámicos. También se propone añadir los conceptos de “inercia” y “ratio de CC”, para mejorar la comprensión y la gestión de la estabilidad, considerando tecnologías emergentes.
- 2) **Sobre simulación RMS:** La norma está diseñada para este tipo de análisis dinámico, por lo que los modelos levantados desde los Coordinados son suficientes y de carácter público.

- 3) **Sobre simulación EMT:** Para mejorar el análisis de estabilidad transitoria, se sugiere determinar en qué etapa del proceso de proyectos se debe solicitar el estudio EMT, pero debe ser incorporada en la NT.
- 4) **Exigencia del modelo real de control:** Se sugiere exigir este modelo a plantas con tecnología basada en inversores, para el aplicarlo al estudio EMT. Debido a la complejidad de los modelos EMT, se sugiere el solicitarlo con mayor antelación que el modelo RMS, para su revisión y asegurar el cumplimiento de plazos. El Coordinador debe resguardar dicha propiedad intelectual, mediante encriptación u otros métodos, para obtener un modelo de “caja negra” que represente la realidad.
- 5) **Sobre datos tecnológicos:** El Coordinador ha propuesto a la Comisión el actualizar datos tecnológicos y reducir la cantidad de información mínima requerida para agilizar la conexión de proyectos, pero no se ha definido en qué etapa se implementará esta propuesta.

El equipo consultor propone las siguientes recomendaciones respecto al **Capítulo N°6** de la NTSyCS:

- 1) Incorporar un nuevo título denominado Estudio de Fortaleza de la red, conforme a lo término especificados en la sección Propuesta de Estudio Anual de Fortaleza.
- 2) En el **artículo 6-22, literal a)** se propone agregar condensadores sincrónicos.
- 3) En el **artículo 6-35, literal a)** se propone modificar la redacción por “Para representar adecuadamente el SI, es necesario detallar las líneas y subestaciones del ST, así como las barras de menor tensión vinculadas a las unidades generadoras, incluyendo sus circuitos equivalentes de secuencia positiva, negativa y cero. Es crucial considerar especialmente cómo la interacción entre los acoplamientos mutuos de secuencia cero de las líneas de transmisión de doble circuito afecta las impedancias aparentes detectadas por los relés de distancia.” Mientras que en el **literal b)**, se propone modificar “al que pueden” a “que puedan”.

9.1.5 Capítulo 7: Gestión de la seguridad y calidad de servicio

En la reunión N°1 con el **Coordinador** realizada el día 10/01/2024 se levantaron los siguientes requerimientos respecto al **Capítulo N°7** de la NTSyCS:

- 1) **Sobre BESS:** Se propone el especificar los parámetros técnicos de éstas, manteniendo cierta flexibilidad, para no limitar las nuevas tecnologías, que podrían ayudar a la robustez del sistema.
- 2) **Plan de recuperación del servicio:** Por otra parte, con respecto al plan de recuperación de servicio, se sugiere hacer un análisis e introducir materia explícita sobre influencia de tecnologías HVDC y convertidores.

Respecto al **capítulo N°7** el equipo consultor presenta las siguientes observaciones:

- 1) Se recomienda incorporar en el **artículo 7-10** mención explícita a la disponibilidad de los condensadores síncronos, tal como se plantea en el artículo 7-11.

9.1.6 Capítulo 8: Habilitación y monitoreo de instalaciones

En la reunión N°4 con el **Coordinador** realizada el día 21/02/2024 se levantaron los siguientes requerimientos respecto al **Capítulo N°8** de la NTSyCS:

- 1) **Registro de denuncias como incentivo al cumplimiento:** Se menciona que los casos más críticos de incumplimiento son los que tienen que ver con los niveles de indisponibilidad muy por debajo de lo exigido en la NTSyCS, pero al sacar a las instalaciones de operación por sanción, se podría detener SSCC por el incumplimiento, lo que supone un problema mayor. Queda como misión identificar elementos regulativos que añadan dinamismo al proceso, mejorando tanto la entrega de información por parte del Coordinador como la actuación de la SEC.

Respecto al **Capítulo N°8**, el equipo consultor presenta las siguientes observaciones:

- 1) Incorporar un nuevo título asociado a los monitores de inercia como un elemento necesario para la operación del sistema.

9.1.7 AT: Cálculo del Nivel Máximo de Cortocircuito⁷

Este Anexo establece los términos, condiciones técnicas y metodología para el cálculo de corrientes de cortocircuito en el SI, enfocándose en la capacidad que deben tener los equipos para soportar estas corrientes. Se basa en la Norma IEC 60909 (del año 2001, "Short-Circuit current in three-phase a.c. systems") y define varios tipos de corrientes de cortocircuito (ver Figura 9-2: Corrientes de cortocircuito evaluadas según tipo de falla Art.11-12.). El documento también detalla supuestos para el cálculo, como la duración del cortocircuito y la no variación topológica de la red durante este. Además, se proporcionan expresiones matemáticas para calcular las corrientes de cortocircuito según el tipo de falla.

En el caso de que se requiera determinar las corrientes de cortocircuito con mayor precisión, primero se debe calcular la razón de reactancia a resistencia de cortocircuito (X/R) específica del sistema. Luego, se pueden calcular las componentes de las corrientes de cortocircuito mediante las excepciones mencionadas en el Documento Técnico 2 del Anexo.

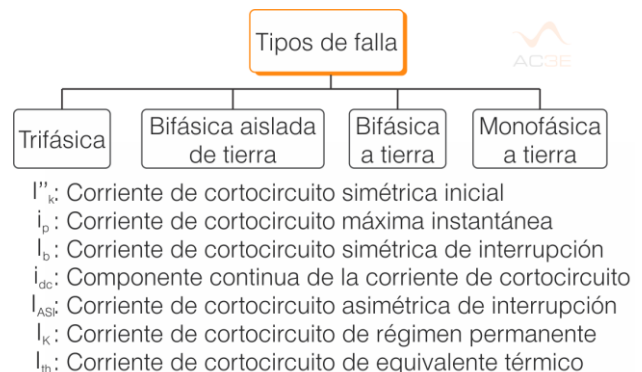


Figura 9-2: Corrientes de cortocircuito evaluadas según tipo de falla Art.11-12.

⁷ Última versión septiembre 2020

En la reunión N°3 con el **Coordinador** realizada el 24/01/2024 se levantaron los siguientes requerimientos respecto al **AT Cálculo del Nivel Máximo de Cortocircuito**:

- 1) **Flexibilidad normativa:** Se propone **aumentar la flexibilidad** que debería tener el **Coordinador** en aspectos técnicos para dinamizar su actuación, no solo en requisitos técnicos mínimos sino también en **cálculos de cortocircuito**.
- 2) **Parametrización del anexo:** Se sugiere que el **anexo técnico** sea lo más **paramétrico** posible, alineándose con la versión más reciente de la norma IEC 60909 u otras normas complementarias.
- 3) **Consideraciones de diseño:** El cálculo del nivel máximo de cortocircuito tiene un impacto significativo en la verificación de la capacidad de ruptura en instalaciones existentes. Aunque las nuevas conexiones buscan cumplir con la normativa, el desafío principal reside en las instalaciones preexistentes, **cuya capacidad de ruptura debe actualizarse**. En ciertos casos, se requiere un **análisis más detallado** que considere un mayor nivel de interconexión, como, por ejemplo, sobredimensionar la malla de puesta a tierra debido al nivel de cortocircuito existente. Es crucial abordar cómo manejar situaciones que van más allá de la flexibilidad que el Coordinador puede ofrecer, incluyendo condiciones restrictivas como topologías específicas asociadas a seccionadores de barras normalmente abiertos, lo que podría implicar una reducción de requerimientos para evitar redimensionar instalaciones a fin de que cumplan con los niveles de cortocircuito.
- 4) **Sobre nuevos participantes:** Los nuevos participantes deberían responsabilizarse de las modificaciones necesarias en el sector. La normativa transitoria indica que las instalaciones existentes no están obligadas a modificarse, lo que algunos utilizan como excusa para no actualizar. Se sugiere una reunión futura para profundizar en esta temática.
- 5) **Aporte variable de fuentes ER:** Es necesario considerar que el aporte de las fuentes renovables varía con la tensión en el punto de conexión, y que una fuente renovable más distante contribuye menos. Por lo tanto, es esencial contar con una normativa **que no dimensione el nivel de cortocircuito en áreas con baja robustez de red**.

En lo que respecta al **anexo técnico** cálculo del Nivel Máximo de Cortocircuito, el equipo consultor realiza las siguientes observaciones:

- 1) Corrección al **artículo 1** que referencia Art. 3-3 letra d) , debiese ser letra c).
- 2) En el **artículo 3** actualizar la norma IEC 60909 (2001): “Short-Circuit current in three-phase a.c. systems” por su versión del 2016. Además, dejarlo abierto a nuevas actualizaciones.
- 3) En el **artículo 9** actualizar la norma IEC 60909 (2001): “Short-Circuit current in three-phase a.c. systems” por su versión del 2016. Además, dejarlo abierto a nuevas actualizaciones.

9.1.8 AT Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI

En la reunión N°2 con el **Coordinador** realizada el día 24/01/2024 se levantaron los siguientes requerimientos respecto al **AT Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI**:

- No se realizaron comentarios asociados a los requerimientos de inercia y cc.

El equipo consultor realiza las siguientes observaciones:

- 1) En el **artículo 3** de definiciones, quitar el literal **a)**. **Artículo 3** agregar sistemas de almacenamiento. Además, en el **literal f)** correspondiente a nuevas instalaciones, es necesario incluir un literal para instalaciones y sistemas de almacenamiento.

9.1.9 AT: Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el envío de datos al SITR

En la reunión extraordinaria N°2 con el **Coordinador** realizada el día 05/04/2024 se levantaron los siguientes requerimientos respecto al **AT de Parámetros Técnicos y Operativos para el envío de datos al SITR**:

- 1) No se realizaron observaciones particulares asociadas a la inercia y al CC.

El equipo consultor realiza las siguientes observaciones:

- 1) Sobre el **artículo 19**, una vez que se encuentre disponible la tecnología Grid Forming se recomienda que el CEN defina las señales por solicitar.

9.1.10 AT: Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión

En la reunión N°2 con el **Coordinador** realizada el día 24/01/2024 se levantaron los siguientes requerimientos respecto al **AT: Exigencias Mínimas para Diseño de Instalaciones de Transmisión**:

- 1) No se realizan observaciones asociadas a la inercia y al CC.

El equipo consultor realiza las siguientes observaciones:

- 1) No se realizan observaciones asociadas a la inercia y al CC.

9.1.11 AT: Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento

En la reunión N°5 con el **Coordinador** realizada el día 14/03/2024 se levantaron los siguientes requerimientos respecto al **AT: Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento**:

- 1) Información exigible a ER y ERV:** Se debe realizar un análisis detallado de la información exigida a estas instalaciones, precisando qué datos son esenciales para equilibrar las necesidades de operación post-conexión.

El equipo consultor realiza las siguientes observaciones:

- 1)** No se realizan observaciones asociadas a la inercia y al CC.

9.2 Servicios complementarios

La presente evaluación se realiza sobre el Informe de Servicios Complementarios con fecha abril 2024, para el alcance asociado a la prestación de inercia y niveles de cortocircuito los SSCC, en evaluación corresponde al control de frecuencia y control de tensión, de forma de aportar a las necesidades de seguridad y calidad de los sistemas eléctricos.

9.2.1 Servicios de control de frecuencia

Los servicios de Control de Frecuencia corresponden a aquellos servicios que permiten mantener el equilibrio entre la generación y demanda del sistema eléctrico, y, por lo tanto, la frecuencia de éste, de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera sistémica. Dentro de los servicios de control de frecuencia se encuentran el control rápido, primario, secundario, terciario de frecuencia.

Al revisar la experiencia internacional, en relación a los servicios que se pueden utilizar para mitigar el déficit de inercia producto de la salida de centrales convencionales, el control rápido es uno de los que permitiría tomar acciones de control automáticas locales que permiten responder rápidamente frente a las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico. Esta categoría de acuerdo con la resolución de SSCC se considera en las subcategorías de Control Rápido de Frecuencia por Subfrecuencia (CRF+) y de Control Rápido de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CRF-). El Tiempo Total de Activación del servicio CRF será de 1 [s], y su mínimo Tiempo de Entrega será de 5 [min].

Análisis

En relación al análisis respecto a los servicios de control de frecuencia, se observa que la principal diferencia entre el control rápido de frecuencia y los servicios de control rápido de frecuencia tanto en ERCOT, como en Gran Bretaña, corresponden a los distintos tiempos en que se activan, dado que en el caso chileno dicho valor no se encuentra definido en el Informe de Definición de Servicios Complementarios.

Especificación	Descripción	CRF Chile	FFR ERCOT	DC GB
Tiempo de iniciación	El tiempo máximo entre un cambio en la frecuencia y	No definido	0.25s	0.5s

Especificación	Descripción	CRF Chile	FFR ERCOT	DC GB
	un cambio en la entrega de la respuesta.			
Máximo tiempo en ser provisto	El tiempo máximo entre que se produce la división de frecuencia y la entrega de la cantidad de saturación.	1s	0.5s	1s
Tiempo de aporte	Tiempo que un proveedor de energía limitada debe ser capaz de realizar una entrega sostenida	5m (mínimo)	15m	15m

Sin perjuicio de lo anterior, de acuerdo a los análisis realizados por el Coordinador en escenarios con baja inercia, donde en particular en el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas del año 2023, especificó que el CRF para el objeto de afrontar desbalances de generación y demanda mediante la rápida inyección de potencia activa, tanto para evitar desprendimientos de carga vía EDAC o bien cuando el RoCoF del sistema podría ser mayor a 2 Hz/s, se indicó que de acuerdo a las proyecciones de generación establecidas, y en particular a la variación de frecuencia del sistema esta no presenta un comportamiento crítico, por lo cual no se observa la necesidad de requerir CRF en la operación del sistema, sino más bien lo que se observa son zonas donde la insuficiencia de soporte de tensión y nivel de cortocircuito, generan condiciones locales que ante perturbaciones pueden llevar a una condición local de inestabilidad, en particular en la zona norte (Barra Kimal 220 kV).

Dentro de los elementos adicionales que dan soporte a la afirmación del Coordinador, se encuentra el valor al que se encuentra estipulado el primer escalón del EDAC-BF el que se encuentra ajustado en 48.9 Hz, situación que no dista de otros sistemas eléctricos, por ejemplo en Gran Bretaña el primer escalón se encuentra ajustado en 48,8 Hz y en Australia en 48,75 Hz. Por otro lado, dentro de los análisis que realiza el Coordinador también se indica la necesidad de realizar análisis a través de simulaciones EMT que puedan capturar adecuadamente las variaciones en la tensión producto de una perturbación en momentos en los cuales los índices de fortaleza de la red son bajos, dado que los modelos RMS utilizados actualmente en el estudio de control de frecuencia podrían no representar adecuadamente la respuesta de los componentes de los parques ERV ni tampoco de la muestra de la distorsión de la señal sinusoidal.

Conforme a lo anterior, no se observa la necesidad de modificar los parámetros del control rápido de frecuencia, bajo la categoría de elementos de control de frecuencia, sino más bien ligar lo problemas detectados de inestabilidad a condiciones de provisión de fortaleza, los que además se asocian a condiciones locales de operación.

9.2.2 Servicios de control de tensión

Los servicios de Control de Tensión corresponden a aquellos servicios que permiten mantener la tensión de operación de las barras del sistema eléctrico dentro de una banda predeterminada, establecida en la normativa vigente. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera local.

Al revisar la experiencia internacional, en relación con los servicios que pueden ser utilizados para el control de tensión se observa por ejemplo en Australia⁸ el uso del control de tensión para mantener los valores de voltaje dentro de la norma en condición estática, los que pueden ser prestados por condensadores síncronos, así como por plantas que pueden absorber o inyectar reactivos en operación normal, como los condensadores o reactores. También el control de tensión puede ser prestado para prevenir condiciones transitorias u oscilatorias, dentro de las cuales se encuentra la categoría de servicio de soporte a la inercia, por ejemplo. En el caso de Gran Bretaña⁹, existe por un lado el servicio mandatorio de control de tensión, en función de los requerimientos de su código de red, y adicionalmente existe un pago adicional para aquello que pueden responder por sobre las necesidades del código de red, adicionalmente se encuentran trabajando en una modificación del mercado de control de tensión, para tener la capacidad de realizar subasta de largo plazo (15 años de vida útil de los activos) para contar con infraestructura esencial para la operación y además tener la capacidad de despachar recursos adicionales en tiempo real (los que podrían incluir el uso de los links HVDC con otros países).

Análisis

En relación con la definición actual establecida en el Informe de Definición de Servicios Complementarios, su denominación se encuentra principalmente ligada a mantener la tensión de operación de las barras del sistema eléctrico dentro de una banda predeterminada, de acuerdo con la normativa vigente, la cual estipula que se deben soportar las contingencias simples más probables en escenarios desfavorables. Bajo esta definición el Coordinador asocia la condición de operación con bajos niveles de potencia de corto circuito al servicio complementario de control de tensión, ante lo cual licitó nueva infraestructura al SC de Control de Tensión, con el objetivo de mantener la estabilidad de la forma de tensión, lo cual el mismo Coordinador define como un atributo relativo a la fortaleza de la red del sistema.

Una de las condiciones también planteadas por el Coordinador, es que la disminución de la potencia de cortocircuito efectivamente tiene condiciones que limitan la operación y los niveles de despacho locales, dado que como se indicó en el análisis del Estudio de Control de Frecuencia, las inestabilidades se generan de manera local en barras particulares donde la forma de onda de la tensión se ve perturbada de manera posterior a una contingencia producto de los bajos índices de fortaleza de la red que se manifiestan en el sistema ante condiciones de operación con bajo nivel de generación sincrónica en servicio.

⁸ https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/security_and_reliability/ancillary_services/guide-to-ancillary-services-in-the-national-electricity-market.pdf

⁹ <https://www.nationalgrideso.com/document/249851/download>

Si bien, la interpretación de que la potencia de cortocircuito es clave para mantener el control de tensión de una zona, el mismo Coordinador en su estudio de control de tensión indica que las soluciones estructurales asociadas a mantener la fortaleza de la red, deben ser consideradas en instancias de planificación, y por lo tanto no son del alcance de dicho estudio que tiene un carácter operacional.

Conforme a lo anterior, a juicio del equipo consultor, no se recomienda realizar modificaciones al servicio de control de tensión de acuerdo a la descripción actual del informe de definición de SSCC, sino generar una nueva propuesta de servicio que permita reconocer adecuadamente las necesidades de fortaleza de la red, y que por ende al momento de licitar, subastar y remunerar este servicio se puedan individualizar los aportes de las distintas tecnologías, con el objetivo de generar un ambiente competitivo que permita dar soluciones tanto en el largo como en el corto plazo a las necesidades de fortaleza de la red.

10 Modificaciones normativas propuestas

Esta sección presenta modificaciones normativas esenciales para mejorar las métricas de inercia y cortocircuito en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Se propone actualizar los estándares técnicos, implementar requerimientos para integrar generación basada en inversores, y establecer métricas específicas para monitorear y gestionar inercia y capacidad de cortocircuito en tiempo real. Estas medidas buscan fortalecer la robustez y eficiencia del sistema eléctrico nacional, garantizando un suministro seguro y continuo de energía.

10.1 Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio y sus Anexos abordados

En este apartado se hace una propuesta de modificación del articulado de la norma y sus respectivos anexos. Las ideas se enfocan en adaptar la actual normativa a los cambios que se dan, principalmente en el lado de la generación y almacenamiento, donde se pronóstica un aumento continuo en de tecnologías basadas en inversores, las cuales deberán adaptarse correctamente a los estándares que hoy mantienen niveles adecuados de robustez en el sistema.

En los próximos subapartados se presentan los títulos, tanto de capítulos de la norma como de anexos técnicos, donde se especificará el artículo a modificar y sus generalidades, como es la métrica que afecta y las tecnologías que estaría considerando esta sugerencia.

10.1.1 Capítulo 3: Exigencias mínimas para diseño de instalaciones

Se presentan los cambios para el Capítulo 3 en la siguiente tabla:

Artículo	Modificación	Métrica que aborda	Tecnología comprometida	Comentario adicional
3-6	Incorporar un nuevo literal, que establezca las exigencias mínimas de tecnologías IBR, tanto Grid forming como Grid following.	Inercia y cortocircuito	IBR	NA
3-6, 3-8, 3-9	Se deben agregar “sistemas de almacenamiento de energía” donde sea requerido. En los literales i), j), y k) ampliar el alcance a recursos IBR, agregando el control de esta tecnología y su valor de mínimo técnico. Se propone cambiar centrales solares y eólicas a centrales basadas en tecnologías IBR.	Inercia y cortocircuito	IBR	NA
3-8	Evaluar los requerimientos asociados al Fault Ride Through para IBR.	Cortocircuito	IBR	NA

Artículo	Modificación	Métrica que aborda	Tecnología comprometida	Comentario adicional
3-9	Se propone cambiar centrales solares y eólicas a centrales basadas en tecnologías IBR.	Inercia y cortocircuito	IBR	NA
3-10	Agregar las tecnologías de almacenamiento de energía a la tabla.	Inercia	Almacenamiento	NA
3-13	Incorporar sistemas de almacenamiento de energía.	Inercia	Almacenamiento	NA
3-16, 3-17	Para el artículo 3-17, en lo que respecta control de frecuencia/potencia de los parques eólicos y fotovoltaicos, deben incluirse los sistemas de almacenamiento. Además, considerando los literales a), b), c), d) y e) se recomienda aplicar una sección correspondiente a recursos IBR que posean un control del tipo Grid forming o especificar que ese párrafo es para aquellas tecnologías que no tienen capacidad de Grid forming.	Inercia	IBR	NA
3-25	Establecer que dentro de los SSCC que pueden prestar los clientes se encuentra la activación por CRF para control inercial.	Inercia	SSCC de control de frecuencia	NA
Nuevo	Especificar las condiciones de diseño para los PPC de lo IBR, tanto GFL y GFR.	Inercia y cortocircuito	IBR	NA

10.1.2 Capítulo 4: Exigencias mínimas para sistemas de información y comunicación

Se presentan los cambios para el Capítulo 4 en la siguiente tabla:

Artículo	Modificación	Métrica que aborda	Tecnología comprometida	Comentario adicional
4-28	Incorporar dentro de los literales que el Sistema de monitoreo debe	Inercia	Generación	NA

Artículo	Modificación	Métrica que aborda	Tecnología comprometida	Comentario adicional
	supervisar en tiempo real la inercia del Sistema.			

10.1.3 Capítulo 5: Exigencias para estándares de seguridad y calidad de servicio

Se presentan los cambios para el Capítulo 5 en la siguiente tabla:

Artículo	Modificación	Métrica que aborda	Tecnología comprometida	Comentario adicional
Título 5-3 Artículos 5-10, 5-11, 5-12, 5-13, 5-14, 5-15, 5-16, 5-17, 5-18	Se debe incorporar en cada uno de los artículos, que las exigencias estipuladas en cada uno de ellos también aplican para el servicio complementario de CRF.	SSCC		Lo anterior es referente a las instalaciones de los clientes.
5-24	Incorporar las obligaciones de potencia reactiva de las unidades de tecnología solar y de almacenamiento cuando el sistema se encuentra en estado de alerta.	Potencia reactiva	Almacenamiento y tecnologías solares	NA
5-25	Modificar la clasificación de las bandas operativas de la frecuencia fundamental para el Estado Normal y de Alerta, de centrales hidroeléctricas a unidades síncronas y Grid forming.	CF	Unidades síncronas y Grid forming.	NA

10.1.4 Capítulo 6: Estudios para programación de la seguridad y calidad de servicio

Se presentan los cambios para el Capítulo 6 en la siguiente tabla:

Artículo	Modificación	Métrica que aborda	Tecnología comprometida	Comentario adicional
Nuevo	Incorporar en las herramientas de simulación las componentes necesarias para permitir la representación dinámica a nivel EMT cuando el CEN así lo defina, lo que	Cortocircuito	IBR	NA

	debe ser asegurado través de algún tipo de encriptación.			
Nuevo	Definición del estudio de fortaleza de red	Inercia y cortocircuito	IBR	NA

10.1.5 Capítulo 7: Gestión de la seguridad y calidad de servicio

Se presentan los cambios para el Capítulo 7 en la siguiente tabla:

Artículo	Modificación	Métrica que aborda	Tecnología comprometida	Comentario adicional
Nuevo	Incorporar las tecnologías HVDC en la recuperación del servicio.	Cortocircuito	HVDC	NA
7-10	Incorporar flexibilidad para la incorporación de tecnologías STATCOM, SVC y otros dispositivos de control de tensión.	Cortocircuito	IBR	NA

10.1.6 Capítulo 8: Habilitación y monitorio de instalaciones

Se presentan los cambios para el Capítulo 8 en la siguiente tabla:

Artículo	Modificación	Métrica que aborda	Tecnología comprometida	Comentario adicional
Nuevo Título	Definir la forma de monitorear inercia, proyectar la generación, demanda y el aporte de las cargas.	Inercia	PMU	NA

10.1.7 Anexo técnico: Cálculo del nivel máximo de cortocircuito.

Se presentan los cambios para el AT: Cálculo del nivel máximo de cortocircuito en la siguiente tabla:

Artículo	Modificación	Métrica que aborda	Tecnología comprometida	Comentario adicional
Art. 3 Art. 5 Art. 8 Art. 9 Art. 10 Art. 13	Actualizar la Norma IEC 60909 (2001): "Short-Circuit current in three-phase a.c. systems" por su versión más actualizada del 2016.	Actualización de las metodologías y métricas, incorporando tecnologías que utilicen IBR's.	Unidades IBR	NA
Art. 5 Art. 6 Art. 7	Incorporar que, para las zonas más débiles del sistema, el CEN puede	Características más detalladas de las centrales	Softwares capaces de realizar análisis	NA

	exigir modelos más detallados o parámetros técnicos necesarios.		de fenómenos electromagnéticos	
Art. 25	Los Datos con Información Técnica que deben entregar los Coordinados que operen unidades generadoras, en caso de ser recursos IBR deben especificar el tipo de convertidor utilizado.	Convertidores GFR y GFL	Unidades IBR	Lo anterior permite conocer a las unidades habilitadas para los nuevos SSCC.

Se considera que este anexo técnico tiene un grado mayor de modificación, debido a que enfrenta directamente la métrica de cortocircuito. La Figura 10-1 muestra la metodología propuesta, que se basa en el estudio realizado, y que consiste en 5 etapas descritas de manera resumida.

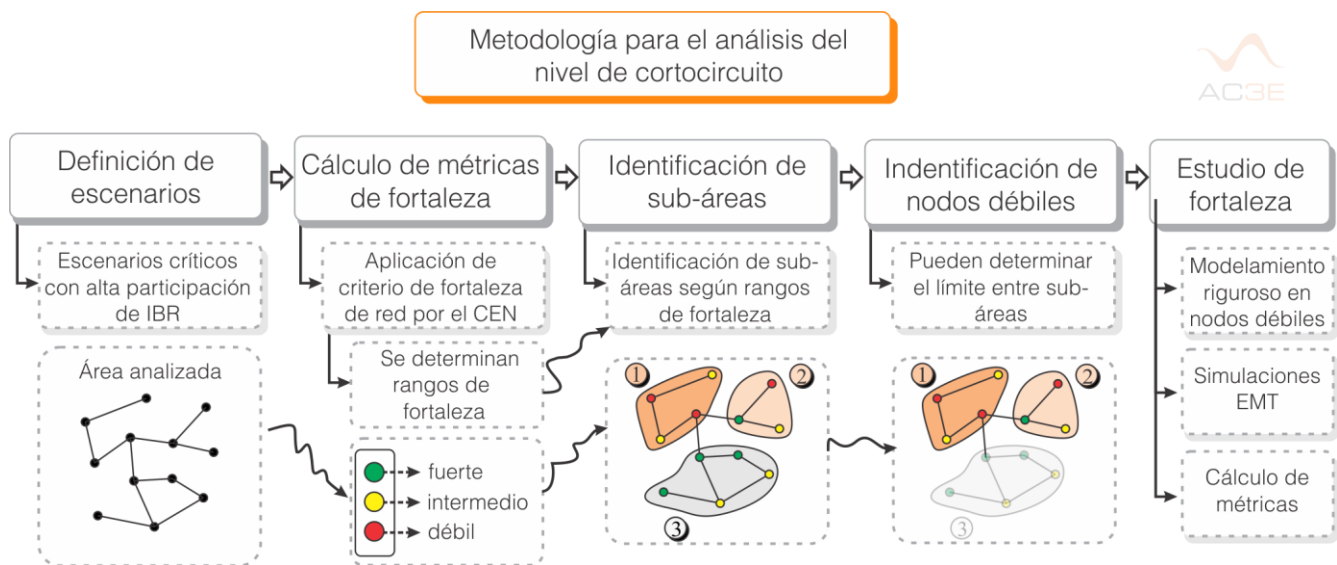


Figura 10-1: Metodología propuesta para el cálculo del nivel de cortocircuito.

10.1.8 Anexo técnico: Información técnica de instalaciones y equipamiento.

Se presentan los cambios para el AT: Información técnica de instalaciones y equipamiento en la siguiente tabla:

Artículo	Modificación	Métrica que aborda	Tecnología comprometida	Comentario adicional
25	Los Datos con Información Técnica que deben entregar los Coordinados que operen unidades generadoras, en caso de ser recursos IBR deben especificar datos	Operación post-conexión	Unidades IBR	NA

Artículo	Modificación	Métrica que aborda	Tecnología comprometida	Comentario adicional
	son esenciales para equilibrar las necesidades de operación post-conexión.			
25	Los Datos con Información Técnica que deben entregar los Coordinados que operen unidades generadoras, en caso de ser recursos IBR deben especificar el tipo de convertidor utilizado. Incluir nuevas categorías asociadas a características únicas de nuevas tecnologías como BESS Standalone.	Nuevos SSCC	Unidades IBR, Convertidores GFR y GFL, almacenamiento.	Lo anterior permite conocer a las unidades habilitadas para los nuevos SSCC.

10.1.9 Anexo técnico: Definición de parámetros técnicos y operativos para el envío de datos al Sitr.

Se presentan los cambios para el AT: Definición de parámetros técnicos y operativos para el envío de datos al Sitr en la siguiente tabla:

Artículo	Modificación	Métrica que aborda	Tecnología comprometida	Comentario adicional
19	Agregar un nuevo artículo para sistemas de almacenamiento de energía.	Inercia	Almacenamiento	NA

10.1.10 Anexo técnico: Requisitos técnicos mínimos de instalaciones que se interconectan al SI.

Se presentan los cambios para el AT: Requisitos técnicos mínimos de instalaciones que se interconectan al SI en la siguiente tabla:

Artículo	Modificación	Métrica que aborda	Tecnología comprometida	Comentario adicional
19, 20	Se sugiere incorporar sistemas de almacenamiento.	Inercia	Almacenamiento	NA

10.1.11 Anexo técnico: Sistema de monitoreo.

Se presentan los cambios para el AT: Sistema de monitoreo en la siguiente tabla:

Artículo	Modificación	Métrica que aborda	Tecnología comprometida	Comentario adicional
20	Evaluar si la tasa de muestreo estipulada, la que se establece un máxima de 20 muestras por segundo, se sugiere utilizar la tasa de las PMU en UK, es decir exactamente 20 muestras por segundo.	Tasa de muestreo	Dispositivos de medición	Aumentar la tasa de muestreo acorde a las necesidades de los desafíos de monitorización de inercia.
29	Establecer los coordinados que tienen la obligación de contar con los equipos de monitorización señalados.	Monitorización	Dispositivos de medición	NA

10.1.12 Anexo técnico: Exigencias mínimas de diseño de instalaciones de transmisión.

Se presentan los cambios para el AT: Exigencias mínimas de diseño de instalaciones de transmisión en la siguiente tabla:

Artículo	Modificación	Métrica que aborda	Tecnología comprometida	Comentario adicional
68	literal a) se propone agregar una condición de operación según el porcentaje de IBR funcionando.	Inercia y cortocircuito	IBR	NA

10.2 Propuesta de Estudio Anual de Fortaleza

Luego del análisis realizado a lo largo del proyecto, el equipo consultor recomienda no establecer por el momento una métrica única para medir la inercia o el cortocircuito, dada la complejidad asociada a la aplicabilidad a todos los casos y escenarios, y que además sea prolongable en el tiempo, por lo que no se recomienda establecer una modificación normativa que defina y limite lo análisis asociados a la fortaleza de la red. Lo anterior, se encuentra asociado en el hecho de que el fenómeno y los efectos de la operación del sistema, particularmente sobre los recursos basados en inversores, y en particular en condiciones de red débil se encuentran aún incipientes, dado el ingreso masivo de esta tecnología a sistemas de mayor envergadura, y además por la entrada al sistema de convertidores basados en tecnología grid forming, y por lo tanto, se recomienda que los análisis sean realizados de manera particular, periódica y con alto nivel de detalle para poder comprender adecuadamente tanto el estado de la red actual como el proyectado.

Conforme a lo anterior, se propone a la Comisión que dentro de la norma técnica se incorpore la ejecución de un estudio de periodicidad anual, bajo la estructura de estudios que se elaboran en el marco del capítulo 6 de la NTSyCS.

Este estudio se recomienda que sea elaborado por el Coordinador, principalmente dado el perfil técnico de esta institución, y que los equipos del Coordinador poseen un amplio conocimiento de la operación técnica del SI, y por lo tanto se visualiza como la institución con mayor cercanía y conocimiento técnico del tópico bajo evaluación. Este Estudio, se recomienda que sea un antecedente para los procesos de planificación del sistema realizados de manera anual por la Comisión, de manera de poder estructurar los nuevos requerimientos de infraestructura del sistema, así como la necesidad de servicios complementarios asociados a la fortaleza de la red (conforme a los términos propuestos en la siguiente sección), por lo tanto el estudio debe ser desarrollado tanto con una mirada operacional bajo un pronóstico de corto plazo, como con una mirada de planificación de mediano plazo, con una evaluación de cinco años.

Los objetivos principales y generales de este documento deben ser:

- Establecer un diagnóstico de la situación actual del sistema, considerando una evaluación de los siguientes escenarios:
 - Temporalidad: pronóstico de corto (1 año) y mediano plazo (5 años).
 - Para cada escenario temporal se propone se evalúen escenarios de generación renovable basada en inversores según su pronóstico de corto y mediano plazo, distinguiendo:
 - Grados de penetración de IBRs en nodos relevantes del sistema, incluyendo proyecciones de generación renovable en los sistemas de distribución.
 - En las proyecciones se propone se considere una proporción de tipo de generación renovable: Grid following y Grid forming,
 - Tipo de exigencias requeridas a generadores renovables (conservadora o exigente). En la denominación exigente se propone se considere existe un mayor número de generadores renovables que cuentan con condiciones de operación con tecnología Grid Forming, lo que puede suceder, por ejemplo, a través de un mayor nivel de hibridación de los parques.
 - Donde varíe la disponibilidad de SSCC asociados a servicios de estabilidad de red. Para esto se propone que el Coordinador implemente una metodología que permita abordar adecuadamente una evaluación tecno-económica que evalúe las necesidades de servicios complementarios.
- Definir la segmentación del SEN en zonas y la sub-áreas que tenga cada una de ellas, donde estas últimas dependan de métricas de fortaleza de carácter cuantitativa. En este apartado se debe:
 - Establecer criterios de segmentación, así como las categorías escogidas (red débil, red fuerte y categorías intermedias si fuese necesario).

- Definir las exigencias mínimas para cada categoría, dónde las débiles debieran ser las más conservadoras.
- Definir las aproximaciones razonables del modelo según la categoría del nodo analizado, considerando que los nodos más débiles y su respectiva zona de influencia debiesen de evitar la mayor cantidad de aproximaciones.
- Definir requerimientos mínimos para modelamiento de plantas IBR que permita cumplir el punto anterior
- Establecer las zonas de influencia de los nodos débiles. Esto permite tener sectores en los cuales no haya nodos críticos, pero se tenga una cercanía eléctrica relevante a los nodos débiles.
- Realizar el análisis de estabilidad de las variables eléctricas del sistema y el comportamiento de las unidades generadoras, en particular las centrales IBR. En este apartado se debe:
 - Realizar una simulación EMT, que contenga bloques de análisis.
 - En los nodos débiles y sus zonas de influencia se debe contar con un modelamiento detallado conservador, que evite la mayor cantidad de aproximaciones del modelo.
 - En los nodos fuertes es posible realizar un modelamiento aproximado bajo criterios establecidos en los puntos anteriores.
 - En los nodos intermedios se puede optar a hacer aproximaciones, donde se indique con exactitud el criterio utilizado para dicha aproximación.
 - Entregar el valor de las métricas de fortaleza de inercia que permitan categorizar con precisión los nodos con el objetivo de identificar bajo qué exigencias se encuentran los nodos en cuestión.

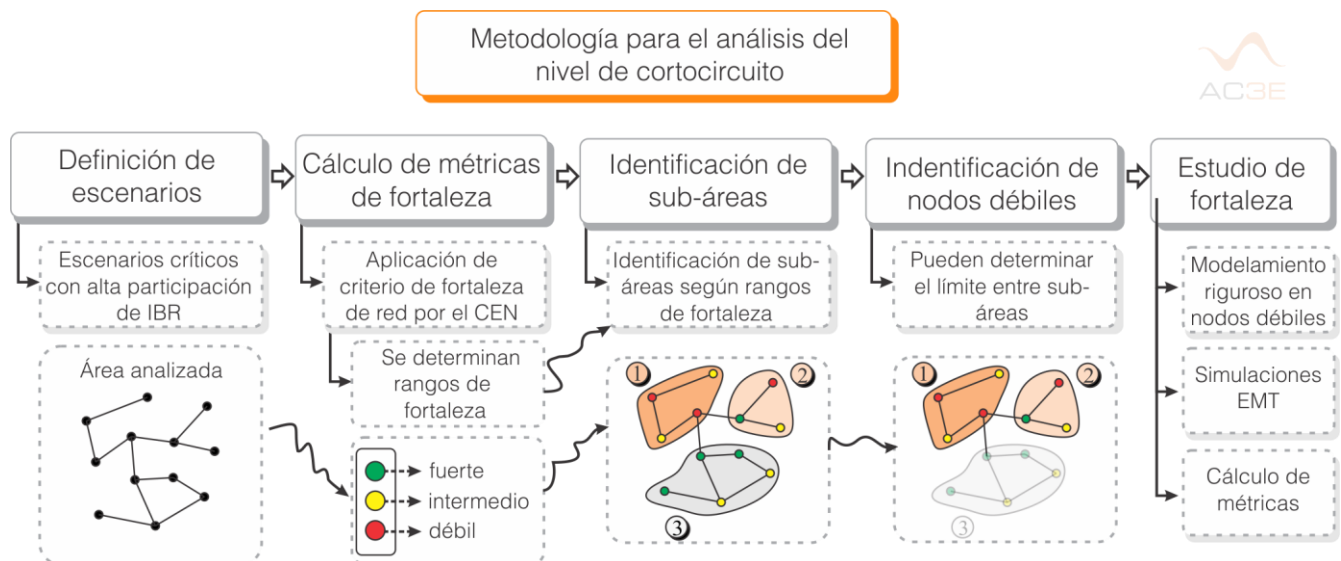


Figura 10-2 Propuesta base para la elaboración del estudio de fortaleza

- Para definir la fortaleza de los nodos se propone se adopte una metodología por etapas, a través de las métricas principales expuestas en la Figura 10-2.
- Como métricas base para la etapa de cálculo de métricas se recomienda la aproximación adoptada por NERC, en la cual recomienda una etapa de evaluación inicial de zonas asociadas al cálculo del SCR, para determinar la primera evaluación de zonas fuertes, intermedias o débiles y luego se utilice el ESCR en los cálculos detallados tanto en las zonas intermedias como débiles. Sin perjuicio de lo anterior, la propuesta normativa debe ser lo suficientemente flexible para permitir al CEN evaluar de manera efectiva todas las zonas del sistema, sin restringirse a una métrica particular.

El equipo consultor recomienda la adopción a nivel normativo de los requerimientos expuestos anteriormente, se recomienda mantener adopciones generales de los criterios base con el que se definen los escenarios de manera de permitir al Coordinador generar los grados de libertad y escenarios de riesgo ante distintas condiciones de operación esperadas, con el objetivo de que la Comisión pueda integrar los resultados obtenidos en sus procesos regulares de expansión de la transmisión.

10.3 Resolución de Servicios Complementarios

En relación con la modificación a la resolución de servicios complementarios como se indicó a través del informe, si bien existen patrones comunes entre las necesidades de control de frecuencia, control de tensión y fortaleza de la red, toda vez que esta última tiene representada como el sistema es capaz de retornar a su condición normal de operación ante una perturbación, a criterio del equipo consultor, es evidente la necesidad de ligar de mejor manera los resultados del estudio de fortaleza propuesto con la elaboración de soluciones tanto estructurales, en el largo plazo, particularmente con la incorporación de nueva infraestructura que permita garantizar la estabilidad de la zona, así como tener mecanismos que permitan dar respuesta a necesidades particulares de fortaleza ante determinadas condiciones de operación no previstas en los procesos de planificación, o bien que permitan cubrir las desviaciones entre la planificación de largo plazo y la operación real del sistema.

Conforme a lo anterior, y como fuera indicado en [1], es necesario en el proceso de planificación de la transmisión que lidera la CNE, y en cuyo caso el Estudio de Fortaleza propuesto a realizar por parte del Coordinador, le permita tomar las siguientes definiciones estructurales a través de dicho proceso:

- Incluir de manera explícita criterios de robustez de la red en el proceso de planificación de mediano-largo plazo que lidera la CNE. Para esto, no se recomienda imponer restricciones en términos de valores de métricas o indicadores de robustez, sino más bien considerar la robustez desde una perspectiva conceptual-metodológica de la planificación.
- Habilitar la consideración de obras “no tradicionales” y tecnologías habilitantes en la expansión de mediano-largo plazo de forma de considerar un amplio grupo de medidas correctivas que se puedan aplicar para mitigar las condiciones de red débil.

Ambas medidas anteriormente descritas, a criterio del equipo consultor, deben ser parte del proceso de planificación que realiza la CNE de manera centralizada, y por lo cual soluciones estructurales no debieran formar parte de las alternativas a ser cubiertas por los servicios complementarios.

Sin perjuicio de lo anterior, y tal como fuera indicado en [1], existirán condiciones de operación no previsible en el proceso de planificación, para lo cual se deben contar con mecanismos que permitan asegurar el cumplimiento de las exigencias de seguridad del sistema cuando los indicadores de fortaleza se encuentren en condiciones de riesgo operacional, para lo anterior, se propone la creación de un nuevo servicio complementario, que permita dar cobertura de corto – mediano plazo, lo que se indicó en [1] será para mitigar las condiciones de red débil y/o robustecer la red, incluyendo medidas de rápida implementación como incorporación de equipos FACTS o almacenamiento (por ejemplo, a través de la prestación local de respuesta rápida o aporte a la estabilidad en la señal de tensión a través de equipos Grid-forming), ajuste de parámetros de control, incorporación de esquemas de protecciones especiales, entre otras que puedan ser consideradas en el Estudio de Fortaleza propuesto.

Conforme a lo anterior, se propone la creación de una nueva categoría de SSCC, denominada Servicios de Estabilidad de la Red, que corresponderán a aquellos servicios que tienen por objetivo mantener la robustez del sistema, incluyendo, pero no siendo los únicos posibles atributos, los niveles de inercia y potencia de cortocircuito dentro de una banda que permita garantizar el desempeño dinámico del sistema posterior a una contingencia, con el objetivo de mitigar las condiciones de red débil y/o robustecer la red.

Dentro de los servicios asociados a la categoría de estabilidad de la red, se propone como definición que corresponden a acciones de control que permiten mantener la fortaleza de la red, conforme a los términos y condiciones propuestos por el Coordinador Eléctrico Nacional en su Estudio de Fortaleza de la Red, tanto el corto como en el mediano plazo, bajo los estándares de desempeño dinámico del sistema, que permitan garantizar una operación segura del SEN. Dentro de los atributos que se deben evaluar el concepto de fortaleza, se encuentran la inercia, los niveles de cortocircuito, el soporte dinámico de voltaje, entre otros fenómenos que puedan ocurrir asociados al ingreso de ERV. En el caso de que se requieran servicios particulares de inercia que apoyen los mecanismos de control de frecuencia, estos se proponen sean considerados como servicios sistémicos, en el caso de que se requieran servicios asociados a mantener un determinado nivel de cortocircuito en una zona, se propone que sean considerados como servicios locales, ante otros fenómenos se propone un análisis caso a caso. El servicio de estabilidad de la red deberá ser un complemento a las soluciones estructurales planteadas en los procesos de planificación.

La propuesta contempla la siguiente secuencialidad de etapas en las que se va dando cobertura a los requerimientos específicos asociados al servicio de fortaleza de red, la que se describe conforme al siguiente proceso.

Estudio de Fortaleza anual: establece los requerimientos con una mirada de mediano y corto plazo. Se desarrolla conforme a los términos propuestos en el Nuevo Título del Capítulo 6 de la NTSyCS.

Requerimientos de mediano plazo: establece las necesidades de inercia, cortocircuito o control dinámico de voltaje u otro fenómeno asociado a la estabilidad de la red en una ventana objetivo de cinco años. Estos requerimientos se proponen en el Estudio de Fortaleza anual, para la evaluación de la CNE para ser incorporados en el proceso de Planificación de la Transmisión. Su remuneración se propone se realice conforme a los términos de recuperación de costos definido en dicho proceso regulado. Se propone que en esta etapa se puedan considerar habilitar la consideración de obras “no tradicionales” y tecnologías habilitantes en la expansión de mediano-largo plazo de forma de considerar un amplio grupo de medidas correctivas que se puedan aplicar para mitigar las condiciones de red débil. En general los activos que pueden prestar este servicio corresponderán a activos IBR con tecnología GFR, sistemas de almacenamiento con tecnología GFR o nuevos condensadores sincrónicos, la participación puede ser a través de nueva infraestructura en cuyo caso se propone se considere una recuperación de costos conforme a la vida útil y también a través de mejoras a los elementos existentes, en cuyo caso se propone que la recuperación de costos se determine en el Proceso de Planificación de la transmisión.

Requerimientos de corto plazo: establece las necesidades de inercia, cortocircuito o control dinámico de voltaje u otro fenómeno asociado a la estabilidad de la red en una ventana objetivo de un año. Estos requerimientos se proponen en el Estudio de Fortaleza anual, para la evaluación de la CNE para ser incorporados en el proceso anual de licitación de servicios complementarios, donde se propone se licite la disponibilidad de los recursos. Su remuneración se propone se realice conforme a los resultados de la licitación de disponibilidad, a los postores que ofrezcan la solución más costo eficiente. En general los activos que pueden prestar este servicio corresponderán a activos IBR con tecnología GFR, sistemas de almacenamiento con tecnología GFR, condensadores sincrónicos existentes que no se encuentren remunerados bajo la categoría de requerimientos de mediano plazo y generadores sincrónicos existentes con la capacidad de proveer los servicios solicitados (principalmente generación hidráulica). Al respecto, y considerando que para prestar el servicio los propietarios podrían tener que incurrir en costos adicionales, se propone que la adjudicación de la licitación sea por un plazo de 1 año.

Subasta diaria: se propone que entre los activos que cuenten con requerimientos de corto plazo adjudicados se realice una subasta diaria que establezca el valor de remuneración por activación, que permita al Coordinador co-optimizar los recursos con el mercado de energía y el resto de los servicios complementarios. Los derechos de disponibilidad adjudicados en la etapa anterior pueden ser transferibles, en monto, por parte de los Coordinados adjudicados para que un tercero habilitado por el Coordinador pueda prestar los servicios de estabilidad en la operación en tiempo real.

Las etapas del proceso se presentan en el siguiente diagrama de flujo:

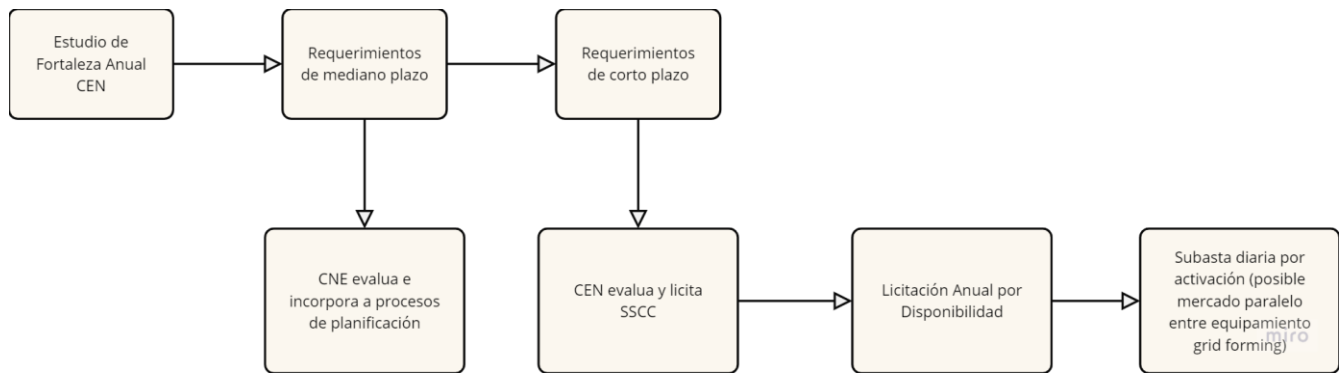


Figura 10-3: Propuesta de etapas secuenciales para los requerimientos de fortaleza

11 Conclusiones

El presente estudio contempla el análisis asociado a la propuesta de modificación de la actual NTSyCS, con el objetivo de actualizar o incorporar, cuando corresponda, exigencias de seguridad y calidad de suministro, considerando la transición energética del SEN, frente a un escenario de alta penetración de energías renovables, nuevas tecnologías de gestión temporal de energía, la descarbonización proyectada de la matriz energética que generarán condiciones de operación más exigentes para el SI, y por ende se debe adaptar la normativa existente, así como el marco de los servicios complementarios, para dar cobertura a los desafíos que impone esta nueva forma de operación del SEN.

Al respecto, el estudio se origina a partir, de los antecedentes provistos en el estudio base analizado, respecto al cual no se encontraron actualizaciones relevantes de las normativas técnicas relevantes al fenómeno bajo análisis, sin perjuicio de que se observó como los distintos mercados ya se encuentran avanzando en la provisión de estos servicios a partir de mecanismos estructurales de planificación de largo plazo, o bien a través del desarrollo de mercados competitivos que permitan su prestación en el corto plazo.

En dicho contexto, en el presente documento se evaluaron principalmente los mercados de Gran Bretaña y Estados Unidos, el primero se encuentra trabajando los temas asociados a la inercia y al cortocircuito a través de su programa de estabilidad, y que tiene por objetivo proporcionar al sistema con los atributos necesarios para una operación segura tanto en el largo, mediano y corto plazo, por otro lado, en el caso de Estados Unidos, se resalta el trabajo que FERC solicitó a NERC para comenzar a actualizar los estándares asociados a una operación con altos niveles de ERV, focalizado en los antecedentes técnico que deben proporcionar estas centrales, los modelos a proporcionar, estudios operacionales y requerimientos de desempeño, este es un trabajo que se encuentra en curso, y por lo tanto se recomienda evaluar periódicamente los documentos que NERC facilite para consulta pública.

Los paradigmas asociados a la incorporación de métricas en las normativas se mantienen y por lo tanto, se mantiene la recomendación de no adoptar una métrica única para la evaluación de la fortaleza de la red, y por lo tanto la recomendación corresponde a la incorporación dentro de los procesos de planificación de largo, mediano y corto plazo de la evaluación del desempeño dinámico del sistema, a través de la ejecución de un estudio de fortaleza con periodicidad anual, que evalúe escenarios de corto (1 año) y mediano plazo (5 años), y que sea el insumo tanto para el proceso de planificación del sistema que lidera la CNE (que en el estudio anterior, se recomendó incorporará criterios de robustez de la red en su proceso de ejecución), así como en la provisión de servicios complementarios.

En cuanto a las modificaciones normativas principales que se recomienda sean incorporadas en los procesos de consulta con la industria y posterior modificación se encuentran:

- Capítulo 3 el establecimiento de los requerimientos mínimos para centrales IBR, en sus categorías Grid following y Grid forming, incorporar requerimientos sobre los sistemas de almacenamiento de energía bajo las categorías anteriores, actualizar los requerimientos de

Fault Ride Through para IBR, actualizar que los clientes también pueden participar del control rápido de frecuencia como aporte a los servicios de control de frecuencia, agregar condiciones de diseño mínimo para los controladores de planta de centrales IBR.

- Capítulo 5 incorporación de las métricas generales que pueden ser utilizadas por el Coordinador para su Estudio de Fortaleza.
- Capítulo 6 incorporación de herramientas y modelos EMT, así como la definición del estudio de fortaleza.
- Capítulo 7 incorporación de tecnologías HVDC y otras necesarias para permitir que los planes de recuperación de servicio consideren las métricas de fortaleza al momento de ir recuperando el sistema.
- Capítulo 8 incorporación de los monitores de inercia al SEN.
- En cuanto a los anexos técnicos, se realizan una serie de recomendaciones en línea con las recomendaciones planteadas en la norma técnica en sí misma.

En cuanto a la Resolución de SSCC, se propone la incorporación de una nueva categoría de servicio denominado Servicio de estabilidad de red, que permita dar cobertura a todos los requerimientos de corto y mediano plazo, que no hayan podido ser abordados a partir de soluciones estructurales que provengan del proceso de planificación. Este servicio también tiene por objetivo desarrollar un mercado de corto plazo, entre recursos que puedan aportar a este requerimiento de corto plazo, como por ejemplo sistemas de almacenamiento con tecnología Grid-forming.

Asimismo, dentro del estudio se define la necesidad, de contar con el estudio de fortaleza, que sea ejecutado de manera anual, y que con una visión tanto de mediano como de corto plazo, permita determinar los requerimientos de desempeño dinámico del sistema, ante distintos escenarios de operación, este estudio se propone se realice con una metodología que permita simular transitorios electromagnéticos, con el objetivo de evaluar los efectos tanto sobre el sistema, como de las propias centrales IBR, ante escenarios de red débil u otros definidos por el Coordinador.

12 Referencias

- [1] energíE, «Estudio de levantamiento de metodologías, exigencias y métricas para evaluar los niveles de inercia y potencia de cortocircuito eficientes para el Sistema Eléctrico Nacional,» 2023.
- [2] AEMO, «System Strength Impact Assessment Guidelines,» 2023.
- [3] NERC, «Short-Circuit Modeling and System Strenght,» 2018.
- [4] D. f. E. S. & N. Zero, «Uk Energy in Brief 2023,» National Statistics, 2023.
- [5] H. Goverment, «The Ten Point Plan for a Green Industrial Revolution,» 2020.
- [6] ofgem y E. & I. S. Departament for Business, «Smart Systems and Flexibility Plan 2021,» 2021.
- [7] AFRY y N. G. ESO, *National Grid ESO Stability Market*, 2023.
- [8] I. Dytham y N. G. ESO, *System Inertia Monitoring*, 2021.
- [9] N. G. ESO, «Frequency Risk and Control Report,» 2023.
- [10] N. G. ESO, «Provision of Short Circuit Level Data,» 2022.
- [11] N. G. ESO, «Electricity Ten Year Statement,» 2021.
- [12] E. N. Association, «Procedure to meet the requirements on IEC 60909 for the calculation of short-circuit currents in threephase AC power systems Effective,» 2021.
- [13] IEEE Power and Energy Society (PES), «IEEE Technical Report PES-TR78,» IEEE, Nueva York , USA, 2023.
- [14] North American Electric Reliability Corporation (NERC), «ERSTF Measures Framework Report,» North American Electric Reliability Corporation (NERC), Atlanta, USA, 2015.
- [15] North American Electric Reliability Corporation (NERC), «Short-Circuit Modeling and System Strength White Paper,» North American Electric Reliability Corporation (NERC), Altanta, USA, 2018.
- [16] National Grid, «Accelerated Loss of Mains Change Programme (ALoMCP),» National Grid, Londres, Reino Unido, 2023.

- [17] National Grid, «National Electricity Transmission System Security and Quality of Supply Standard,» National Grid, Londres, Reino Unido, 2012.
- [18] National Grid ESO, «Network Options Assessment (NOA) 2021/22,» National Grid ESO, Londres, Reino Unido, 2022.
- [19] DlgSILENT GmbH, «Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el Sistema Eléctrico Nacional en 2025,» DlgSILENT GmbH, Gomaringen, Alemania, 2022.
- [20] Coordinador Eléctrico Nacional, «Informe de Propuesta de Expansión de la Transmisión,» Coordinador Eléctrico Nacional, Santiago de Chile, 2022.
- [21] D. Gmbh, Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el Sistema Eléctrico Nacional en 2025 Actividades 1 y2, Comaringen, Alemania, 2022.
- [22] K. Ingenieria, Estudio prospectivo escenario de descarbonización eléctrica al 2030, Santiago, Chile, 2019.